



Rapport annuel à la Commission européenne

Juillet 2015

Table des matières

1 Le fonctionnement de la Commission de régulation de l'énergie	2
1.1 Le collège de la CRE.....	2
1.2 Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)	2
1.3 L'évolution des moyens financiers de la CRE	3
2 Le marché de l'électricité	5
2.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.....	5
2.2 La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité	30
2.3 La sécurité d'approvisionnement	52
3 Le marché du gaz	61
3.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz	61
3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz	77
3.3 La sécurité d'approvisionnement	93
4 La protection des consommateurs	102
4.1 La protection des consommateurs	102
4.2 Décisions marquantes en matière de règlement de différends.....	110

Liste des tableaux

TABLEAU 1: LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES DE RACCORDEMENT	17
TABLEAU 2: PARAMETRES RETENUS POUR LE CALCUL DU CMCP DE RTE	23
TABLEAU 3: STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS	31
TABLEAU 4: DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE.....	32
TABLEAU 5: CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2014 (EN MW)	33
TABLEAU 6: CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (<i>SPOT</i> J+1)	34
TABLEAU 7: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (<i>SPOT</i> J+1)	35
TABLEAU 8: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE (<i>FORWARD</i> ANNUEL Y+1)	35
TABLEAU 9: REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS ET DE LA CONSOMMATION ANNUELLE PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2014).....	43
TABLEAU 10: PARTS DE MARCHÉ (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2014).....	44
TABLEAU 11: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITE AU 31 DECEMBRE 2014)	44
TABLEAU 12: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2014)	45
TABLEAU 13: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2014).....	45
TABLEAU 14: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2014)	45
TABLEAU 15: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2014)	45
TABLEAU 16 : EVOLUTIONS DES NIVEAUX DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN MOYENNE HORS TAXES ET PAR COULEUR TARIFAIRE EN FRANCE DEPUIS	49
TABLEAU 17: FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2014	50
TABLEAU 18: L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE	53
TABLEAU 19: LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2014)	53
TABLEAU 20: LE PRIX DES ECARTS.....	59
TABLEAU 21: IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONE.....	78
TABLEAU 22 : VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES INTERMEDIÉS.....	82
TABLEAU 23 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS ET DE LA CONSOMMATION PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2014)	85
TABLEAU 24: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2014)	86
TABLEAU 25: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2014)	87
TABLEAU 26: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2014)	87
TABLEAU 27: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2014)	87
TABLEAU 28: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2014)	87

TABLEAU 29: PARTS DE MARCHE DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2014)	87
TABLEAU 30: FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2014 (€/MWH)	90
TABLEAU 31: BILAN DU MARCHE FRANÇAIS EN 2014, EN COMPARAISON AVEC 2013 (EN TWH)	93
TABLEAU 32: CAPACITES DE STOCKAGE ET D'INJECTION/SOUTIRAGE 2015	96
TABLEAU 33: CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2014 (GWH/J)	98

Liste des illustrations

GRAPHIQUE 1: TEMPS MOYEN DE COUPURE ANNUEL POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX BASSE TENSION GERES PAR ERDF	14
GRAPHIQUE 2: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2014	36
GRAPHIQUE 3: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2014.....	37
GRAPHIQUE 4: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2014	37
GRAPHIQUE 5: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2014	38
GRAPHIQUE 6: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2014	38
GRAPHIQUE 7: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2014	39
GRAPHIQUE 8: VOLUMES TRIMESTRIELS ECHANGES SUR LE MARCHÉ DE GROS INTERMÉDIE – PRODUITS CALENDAIRES	41
GRAPHIQUE 9: TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2014.....	44
GRAPHIQUE 10: EVOLUTION DE L'INDICE HHI PAR TYPE DE SITE.....	46
GRAPHIQUE 11: LES FOURNISSEURS NATIONAUX D'ELECTRICITE	47
GRAPHIQUE 12: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL.....	47
GRAPHIQUE 13: EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE HORS TAXES EN EUROS CONSTANTS (2014)	49
GRAPHIQUE 14: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXES POUR UN CLIENT BASE 6 kVA.....	51
GRAPHIQUE 15: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 kVA.....	51
GRAPHIQUE 16: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT BASE 6 kVA	52
GRAPHIQUE 17: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 kVA.....	52
GRAPHIQUE 18: PRIX DU <i>DAY-AHEAD</i> AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES).....	79
GRAPHIQUE 19: PRIX DU <i>DAY-AHEAD</i> SUR LES PRINCIPAUX HUBS DU NORD-OUEST DE L'EUROPE	80
GRAPHIQUE 20: ECART DE PRIX <i>DAY-AHEAD</i> ENTRE LE PEG NORD ET LE PEG SUD	81
GRAPHIQUE 21: VOLATILITE MENSUELLE DU SPREAD NORD-SUD	81
GRAPHIQUE 22: VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS (DONNEES MENSUELLES)	83
GRAPHIQUE 23: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMÉDIES FRANÇAIS (SEGMENT <i>SPOT</i>) .	84
GRAPHIQUE 24: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMÉDIES FRANÇAIS (SEGMENT A TERME)	84
GRAPHIQUE 25: TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2014	86
GRAPHIQUE 26: INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2014	88
GRAPHIQUE 27: LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL	89
GRAPHIQUE 28: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2014	89
GRAPHIQUE 29: EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE GAZ NATUREL HORS TAXES EN EUROS CONSTANTS (2014)	91
GRAPHIQUE 30: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT TYPE « CUISSON » AU 31 DECEMBRE 2014.....	92
GRAPHIQUE 31: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE « CUISSON » AU 31 DECEMBRE 2014	92

GRAPHIQUE 32: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT TYPE « CHAUFFAGE » AU 31 DECEMBRE 2014	92
GRAPHIQUE 33: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE « CHAUFFAGE » AU 31 DECEMBRE 2014	93
GRAPHIQUE 34: SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE.....	96
GRAPHIQUE 35: NIVEAUX DE STOCK	97

Liste des encadrés

ENCADRE 1: SPECIFICITES CONCESSIVES DU MODELE FRANÇAIS DE DISTRIBUTION ET TRADUCTION DANS LE BILAN COMPTABLE D'ERDF	21
ENCADRE 2: EVOLUTION DU PRIX DU PRODUIT CALENDRAIRE 2015 AU COURS DE L'ANNEE 2014	40

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. A 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.

*

* *

1 Le fonctionnement de la Commission de régulation de l'énergie

1.1 Le collège de la CRE

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 modifié la composition du collège de la CRE pour la quatrième fois en 13 ans. Le code de l'énergie prévoit désormais que le collège de la Commission, qui respecte la parité entre hommes et femmes, est composé de six membres. Les membres autres que le président nommés à compter de l'entrée en vigueur de la loi seront :

- un membre nommé par décret, sur proposition du ministre chargé des Outre-Mer, en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées ;
- deux membres nommés, l'un par le président de l'Assemblée nationale et l'autre par celui du Sénat, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques respectivement dans le domaine de la protection des données personnelles et dans celui des services publics locaux de l'énergie ;
- deux membres nommés par décret, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, pour l'un dans les domaines de la protection des consommateurs d'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique, et pour l'autre dans les domaines de la maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables.

En application de ces nouvelles dispositions, Catherine Edwige a été nommée le 1er avril 2014 par décret sur proposition du ministre des Outre-Mer, Yann Padova a été nommé par le président de l'Assemblée nationale et Christine Chauvet a été nommée par le président du Sénat à compter du 7 février 2015. Hélène Gassin et Jean-Pierre Sotura ont été nommés par décret le 29 mars 2013. Le président, Philippe de Ladoucette, a été nommé par décret du président de la République le 7 février 2011. Les commissaires sont nommés pour une durée de six ans, non renouvelable. Par exception, les membres actuels du collège ont été nommés pour des durées allant de trois à six ans, afin d'assurer le renouvellement par tiers du collège tous les deux ans. Les membres du collège exercent leur fonction à plein temps. Afin de se conformer aux exigences d'indépendance fixées par le droit européen, ils ne peuvent être révoqués que dans les trois cas prévus à l'article L. 132-5 du code de l'énergie, en cas de non-respect des règles d'incompatibilité, de manquement grave ou d'empêchement. De surcroît, les règles d'incompatibilité interdisent tout cumul de la qualité de membre du collège avec un mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, et prohibent toute prise d'intérêt directe ou indirecte dans une entreprise du secteur de l'énergie. Cette interdiction de prise d'intérêt vaut jusqu'à l'expiration d'un délai de trois ans suivant la fin de leur mandat.

1.2 Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

Le CoRDIS, créé par la loi du 7 décembre 2006, est composé de quatre membres : deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation. Le Comité comprend également depuis 2013 quatre membres suppléants. À l'instar des membres du collège de la CRE, les membres du CoRDIS et leurs suppléants sont nommés pour une durée de six ans non renouvelable. Le CoRDIS est chargé de régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel. Ainsi, ce comité indépendant du collège des commissaires permet à la CRE d'accomplir une de ses missions fondamentales : garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz naturel, clé de

l'ouverture à la concurrence. Le CoRDIS dispose également du pouvoir de sanctionner par une interdiction temporaire d'accès aux réseaux et installations de gaz ou une sanction pécuniaire¹ les manquements mentionnés dans le code de l'énergie et – depuis la loi du 15 avril 2013 – les manquements au règlement du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence des marchés de gros (REMIT). Cette loi a également précisé les modalités de séparation des pouvoirs de poursuite et de sanction au sein du comité.

En effet, dans le prolongement de la loi du 15 avril 2013 qui était venue préciser les modalités de séparation des pouvoirs de poursuite et de sanction au sein du comité, le décret n°2015-206 du 24 février 2015 relatif aux procédures applicables devant le CoRDIS a complété le dispositif de fonctionnement du comité en matière de sanctions. Ce décret permet désormais au CoRDIS d'exercer pleinement son pouvoir de sanction. Il assure la distinction et l'autonomie des personnes en charge du prononcé de la sanction par rapport à celles chargées des poursuites et de l'instruction. Cette séparation est destinée à assurer l'indépendance et l'impartialité de la formation de sanction. Ce décret était nécessaire afin de mettre en conformité la procédure de sanction de la CRE avec la décision du 2 décembre 2011 du Conseil constitutionnel par laquelle celui-ci a considéré, concernant le pouvoir de sanction des autorités administratives indépendantes, qu'il est nécessaire que la loi soit claire sur la distinction entre autorité d'instruction et autorité de poursuite.

1.3 L'évolution des moyens financiers de la CRE

L'article 35 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 et l'article 41 de la directive 2009/73/CE du même jour disposent que « *l'autorité de régulation nationale bénéficie de crédits budgétaires séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations* ». Les missions et l'activité de la CRE se sont considérablement accrues depuis 2010, avec la transposition des directives du 3^{ème} paquet, l'entrée en vigueur de la loi NOME (ARENH, surveillance des marchés de détail), le recours massif aux appels d'offres en matière d'énergies renouvelables, l'entrée en vigueur du règlement REMIT et les travaux européens pour l'élaboration des règles relatives à l'intégration des marchés. Or, le budget de fonctionnement du régulateur français de l'énergie n'a jamais été ajusté à ces nouvelles missions, mais a au contraire régressé au cours de la même période. De surcroît, le nombre de ses agents a été réduit de façon drastique en 2015, pour s'établir à 120 agents (hors commissaires) contre 124 au 31 décembre 2014. Cette réduction est intervenue alors même que la loi de transition énergétique adoptée en dernière lecture le 22 juillet 2015 confie de nombreuses missions nouvelles à la CRE.

Les 120 agents de la CRE ont la responsabilité de la préparation des décisions de la CRE relatives à la fixation ou de la vérification de composantes du prix de l'énergie dont les montants cumulés représentent annuellement près de 45 milliards d'euros : 23 Mds€ pour les tarifs régulés des infrastructures de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité et les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers ; environ 15 Mds€ pour la part fourniture des tarifs réglementés de vente ; et 6,2 Mds€ pour la contribution au service public de l'électricité. La comparaison des ressources des autorités européennes de régulation de l'énergie fait apparaître que les huit régulateurs disposant déjà d'effectifs supérieurs à ceux de la CRE (en Allemagne, Espagne, Grande-Bretagne, Hongrie, Italie, Pologne, République tchèque et Roumanie) ont vu ceux-ci augmenter en 2014 pour atteindre

¹ Dans la limite de 3 % du chiffre d'affaires (5 % en cas de récidive) si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, et 8 % dans les autres cas (10 % en cas de récidive) (article L. 134-27 du code de l'énergie).

224 à 878 ETP (équivalent temps plein), contre 190 à 729 ETP en 2013. Le manque d'effectifs de la CRE dégrade les conditions et les délais d'exercice de ses missions, et affectera notamment sa capacité à gérer les appels d'offres en matière d'énergies renouvelables dans les délais requis. La CRE rappelle à cet égard que la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 n'impose pas que cette mission soit confiée à l'autorité de régulation de l'énergie et pourrait être confiée à un autre organisme indépendant. La poursuite de la réduction du budget de fonctionnement de la CRE après la mise en œuvre d'un plan d'économies affecte essentiellement son budget d'études, d'audit et de conseils externes. Or, ces études sont indispensables à la fixation des tarifs. La CRE a proposé à cet égard que le code de l'énergie soit modifié de façon à ce que certains frais d'études puissent être mis à la charge des opérateurs concernés par l'intermédiaire d'une contribution spécifique. L'article 169 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte permet que la CRE puisse désormais « *faire contrôler, aux frais des entreprises, les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions* ».

2 Le marché de l'électricité

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

2.1.1 La certification du gestionnaire de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution

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. 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.

2.1.1.1 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 DECISION 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. A 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.

Dans le rapport 2014 de la CRE à la Commission européenne, la CRE a fait mention de 4 contrats en cours d'instruction en date du 4 juillet 2014. Sur ces quatre contrats, RTE a sollicité le retrait de sa demande d'approbation portant sur deux contrats afin d'y apporter des ajustements, et ce, à la suite d'échanges avec les services de CRE. Un contrat relatif à des prestations en voie d'extinction a fait l'objet d'une délibération de la CRE du 12 novembre 2014 dans laquelle celle-ci a pris acte de la nécessité d'une période transitoire pour le recours à ces prestations. Enfin, une convention de cession des installations du poste d'Esterre conclue entre EDF et RTE a été approuvée par délibération du 12 novembre 2014.

Au cours de la période du 5 juillet 2014 au 1^{er} juillet 2015, RTE a transmis 12 contrats à la CRE. A cette date, 6 contrats ont été approuvés par la CRE au titre du suivi de la certification et cinq sont en cours d'examen. Un contrat relatif à des prestations en voie d'extinction rendues par l'EVI à RTE et dont le principe avait été accepté pour une période transitoire, a fait l'objet d'un échange de courriers avec RTE.

A l'issue d'un processus de transformation engagé dès 2001, RTE s'est doté depuis mai 2012 d'un système d'information lui permettant de gérer ses ressources humaines en toute indépendance. Quelques prestations de service d'EDF, concernant les domaines de la santé, de la sécurité ou de la médecine de contrôle, perduraient cependant en 2012. En application du plan de désengagement défini lors de l'octroi de la certification, RTE s'est doté de dix applications en remplacement des outils EDF. Des difficultés nécessitent cependant de poursuivre, jusqu'à la fin de l'année 2015 au plus tard, l'usage de trois applications mises à disposition par EDF. La CRE a pris acte de la nécessité de cette période transitoire dans sa délibération du 12 novembre 2014.

S'agissant du désengagement de RTE du data center d'EDF, la CRE avait pris acte de l'engagement de RTE d'abandonner définitivement l'hébergement de ses serveurs informatiques sur les installations d'EDF avant mi-2015 dans sa délibération du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE. La CRE note avec satisfaction que ce projet a été mené à bien tant en termes de délais que de coûts, et ce, sans conséquence sur l'exploitation du système électrique. Elle considère que l'achèvement de la migration des applications de RTE vers son propre data center constitue en effet une étape importante vers la pleine indépendance de RTE vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée.

Enfin, la CRE reste attentive à ce que les règles internes de RTE continuent de garantir l'indépendance de ses salariés et dirigeants vis-à-vis de la maison mère.

B. L'ANALYSE DE LA COHERENCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT DU GRT FRANÇAIS AVEC LE PLAN EUROPEEN DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU

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 2014 la quatrième édition du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français (SDDR). En application de l'article L 326-1 du code l'énergie, la CRE a mené une consultation publique pour recueillir l'avis des acteurs et rendu publique la synthèse des contributions des acteurs ainsi que son avis sur le schéma décennal.

S'agissant des principales infrastructures à 400 kV, le schéma prévoit un montant d'investissements de l'ordre de plus de 10 Mds€ d'ici 2030. Les besoins identifiés au niveau national répondent en premier lieu aux enjeux européens d'intégration des énergies renouvelables et de développement de capacités d'échange avec les pays voisins. Cependant, ils visent également des objectifs à caractère plus spécifiquement national, tels que la sécurisation de l'alimentation électrique de certaines régions comme l'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) ou la Bretagne.

Conformément aux dispositions de l'article L 326-1 du code l'énergie, la CRE a vérifié la cohérence du schéma décennal avec le plan de développement décennal européen (TYNDP), dont la dernière édition a été transmise par ENTSO-E à l'ACER en octobre 2014. L'édition 2014 du schéma décennal français a donc été comparée à l'édition 2014 du plan européen.

Dans sa délibération du 26 juin 2014, la CRE avait demandé à RTE d'expliquer les différences entre le schéma décennal de développement des réseaux et le TYNDP 2014. Dans sa

réponse, RTE précise que les scénarios « croissance faible » et « nouveau mix » du SDDR correspondent pour la France aux scénarios qualifiés de *bottom up* du TYNDP 2014 (vision 1 et 3). D'autre part, pour déterminer les capacités retenues pour les parcs étrangers dans le Bilan Prévisionnel 2014, RTE déclare s'appuyer sur les perspectives tracées dans les scénarios européens du TYNDP 2014, tout en se fondant sur les données les plus à jour. Les scénarios qualifiés de *top down* du TYNDP, c'est-à-dire qui sont élaborés par déclinaison d'un cadre d'hypothèses européen (objectifs retenus au niveau européen, coopération renforcée entre pays dans l'atteinte de ces objectifs), ne sont toutefois pas repris au sein du SDDR.

Au regard de ces différences, RTE s'est engagé à expliciter les différences d'hypothèses entre les deux plans et 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 comparables, les scénarios « croissance faible » et « nouveau mix », 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.

Dans la mesure où la méthodologie d'élaboration des hypothèses du TYNDP est en cours d'amélioration, la CRE considère que l'analyse de cohérence doit avant tout se concentrer sur la comparaison des projets entre les deux plans. Cette comparaison a permis de s'assurer de leur cohérence. RTE devra toutefois veiller à justifier systématiquement toute différence notable d'hypothèses entre les scénarios du SDDR et du plan européen et leur impact éventuel sur la sélection des projets.

Dans sa délibération rendue en juillet 2015, la CRE a considéré que l'édition 2014 du SDDR de RTE couvrait les besoins en matière d'investissement et qu'il était globalement cohérent avec le TYNDP transmis par ENTSO-E à l'ACER en octobre 2014. Un certain nombre de recommandations en vue de la préparation du prochain plan décennal de RTE ont néanmoins été formulées.

La CRE a noté, entre autres, que des précisions mériteraient d'être apportées sur la méthodologie employée pour analyser les contraintes à 10 ans, notamment sur les différences de méthodologie de planification des investissements sur les réseaux de répartition, et les réseaux 400 kV, ainsi que sur la méthode de gestion de l'incertitude utilisée par RTE pour sélectionner ses projets en référence à différents scénarios d'évolution de l'offre et de la demande à 2030. Afin de renforcer encore la compréhension du niveau d'interconnexions retenues dans le plan français, des informations complémentaires ont également été demandées pour la prochaine édition.

C. LE SUIVI DU RESPECT DU CODE DE BONNE CONDUITE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU 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 23 janvier 2013 la nomination du nouveau responsable de la conformité de RTE, notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite². Ce responsable établit un rapport annuel sur la mise en œuvre de

² En application des articles L.111-61 et L.111-22 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux réunissent, dans un code de bonne conduite adressé à la CRE, les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Ces codes

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

Le principe de séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution (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 (ERDF, ES, URM, SRD et Gérédis-Deux-Sèvres) étaient juridiquement séparés.

En dépit des progrès réalisés par la plupart des gestionnaires de réseaux en 2013 et 2014, l'indépendance de certains d'entre eux demeure insuffisante. Bien que des efforts de communication et de pédagogie aient été entrepris par les GRD pour développer leur notoriété, l'utilisation de marques qui prêtent à confusion avec celles des fournisseurs appartenant au même groupe conduit à des situations qui sont contraires aux dispositions du code de l'énergie. En effet, dans plusieurs cas, les similitudes entre les marques utilisées conduisent le grand public à associer et à confondre GRD et fournisseurs historiques. Ces acteurs peinent ainsi à être perçus comme indépendants les uns des autres. Alors que ces situations avaient été clairement identifiées par la CRE dès la publication en juin 2012 de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux, c'est-à-dire un an après l'entrée en vigueur du code de l'énergie, la plupart des gestionnaires de réseaux n'ont pas pris d'initiatives suffisantes pour y remédier.

L'extinction progressive en cours des tarifs réglementés de vente pour les clients professionnels constitue une opportunité pour le développement de la concurrence en France. Dans ce contexte, des progrès rapides concernant la suppression des facteurs de confusion qui perdurent entre les GRD et les fournisseurs historiques sont indispensables.

En conséquence, la CRE a notamment 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. A la demande de la CRE, ERDF a présenté à la CRE les mesures qu'il entend mettre en œuvre et ERDF et EDF lui ont transmis un plan des actions pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible. Dans sa délibération du 23 juin 2015, « la CRE prend acte des mesures proposées par EDF, qui répondent à des demandes ponctuelles formulées par la CRE dans ses précédents rapports sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. Pour autant, ces mesures ne constituent pas une réponse à la hauteur des enjeux de la confusion entre EDF et ERDF. La CRE note qu'ERDF lui a présenté un plan de communication structuré visant à mieux faire connaître au grand public les missions du gestionnaire du réseau de distribution. ERDF présente également une proposition d'évolution des éléments de la marque qui porte sur la typographie, une partie des couleurs, la suppression de la turbine et l'introduction de la signature « l'électricité en réseau ». S'agissant de la confusion avec EDF, ces éléments traduisent la première évolution importante de la réflexion et de la stratégie de communication d'ERDF depuis la création de

portent sur les principes de non-discrimination, de transparence et de confidentialité des informations commercialement sensibles dont le respect par les gestionnaires de réseaux constitue une garantie d'impartialité nécessaire à l'effectivité d'une concurrence au service des consommateurs finals.

cette société en 2008. La CRE a procédé à l'analyse de ces éléments et a apprécié le risque de confusion au regard notamment du droit des marques. Ainsi, le risque de confusion a été apprécié globalement en fonction de l'impression d'ensemble produite par les signes, en tenant compte de leurs éléments distinctifs et dominants. L'analyse de la CRE a tenu compte des éléments visuels, sonores et conceptuels de la proposition de marque ainsi que de la notoriété de la marque EDF. La CRE considère que les évolutions envisagées sont significatives et vont dans le sens de la réduction de la confusion. Pour autant, les facteurs de différenciation proposés par ERDF en juin 2015 pourraient ne pas suffire à compenser les facteurs de confusion qui subsistent par ailleurs (proximité phonétique et conceptuelle, proximité de certaines couleurs, proximité des sigles et des dénominations sociales) dans un contexte où la marque « EDF » possède un caractère distinctif exceptionnel. En conséquence, la CRE considère que le projet présenté par ERDF d'évolution de sa marque, en l'absence de modification de celle d'EDF, ne permet pas d'écartier tout risque de confusion des marques d'ERDF et d'EDF prohibée par les dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie ».

S'agissant de l'indépendance des entreprises locales de distribution (ELD), la CRE constate que l'organisation de certaines d'entre elles ne permet pas d'assurer une indépendance suffisante vis-à-vis du fournisseur historique présent sur leur territoire de desserte. Les transformations nécessaires doivent maintenant être décidées et mises en œuvre pour assurer leur mise en conformité avec les dispositions du code de l'énergie.

La CRE considère notamment que l'organisation actuelle d'Électricité de Strasbourg ne permet pas d'assurer une indépendance suffisante du GRD. Elle a pris acte du processus de transformation engagé par Électricité de Strasbourg pour se mettre en conformité avec les dispositions du code de l'énergie, mais le respect du principe d'indépendance vis-à-vis du fournisseur historique nécessite la pleine mise en œuvre de ce processus et des mesures demandées par la CRE.

Par ailleurs, l'organisation actuelle de SRD et de Gérédis fait perdurer des situations de confusion entre les activités de fourniture historiques de Séolis et les activités de réseau de distribution massivement sous-traitées à leurs fournisseurs historiques respectifs. La CRE considère que ces organisations ne permettent pas d'assurer une indépendance suffisante des GRD. Le plein respect du principe d'indépendance par Gérédis et SRD vis-à-vis de leurs maisons-mères respectives nécessite la mise en œuvre des demandes de la CRE et des engagements pris par Gérédis et SRD. La CRE note cependant avec satisfaction l'adoption par Gérédis d'un nouveau logo qui ne présente plus d'élément susceptible de prêter à confusion avec le logo du fournisseur historique Séolis.

2.1.1.3 Audit mené par la CRE au sein d'ERDF

La CRE a réalisé par ailleurs, en mars 2014, un audit régional du traitement par ERDF des demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité pour les projets d'installations de production à partir d'énergies de source renouvelable (EnR) entre 2011 et 2013. A la suite des recommandations et demandes formulées par la CRE en conclusion de cet audit, ERDF a pris différents engagements pour améliorer le traitement de ces demandes de raccordement.

En particulier, ERDF s'est engagé à définir et à mettre en œuvre des procédures de contrôle interne qui permettront de détecter et d'éviter les erreurs qui peuvent survenir lors d'une saisie manuelle de la date d'entrée en file d'attente. ERDF a également pris l'engagement de renforcer la fiabilité du contenu des propositions de raccordement faites aux producteurs. La CRE sera attentive à la mise en œuvre de ces améliorations.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 Le système de comptage évolué d'ERDF

Le projet de comptage évolué d'ERDF, 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. Dans sa communication du 6 juin 2007, la CRE demandait à ERDF 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, à savoir 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.

Au terme de cette expérimentation conduite par ERDF, la CRE a publié le 6 juillet 2011 une nouvelle délibération portant communication sur ses résultats 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* ».

C'est sur la base de cette analyse que 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* ».

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'ERDF. Pendant ce différé, ces effets seront imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Le CRL sera ensuite progressivement apuré chaque année, au travers d'un ajustement du tarif, jusqu'à son complet apurement en 2030. Compte tenu de la mise en place du CRL, le niveau du tarif d'acheminement actuellement en vigueur reste inchangé.

2.1.2.2 La qualité de l'électricité

A. LE ROLE DE LA CRE

Les réseaux publics de distribution et de transport d'électricité constituent des monopoles régulés. Conformément à l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE est investie d'une mission de supervision des obligations des gestionnaires de réseaux publics, y compris sur la

sécurité, la sûreté et l'efficacité des réseaux. Plus précisément, la CRE « assure le respect, par les gestionnaires et propriétaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel et par les entreprises opérant dans les secteurs de l'électricité et du gaz, des obligations qui leur incombent [...] ». Parmi ces obligations, « chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier » (article L. 322-9 du code de l'énergie). L'article L. 321-10 du code de l'énergie indique l'équivalent pour le gestionnaire du réseau public de transport.

La CRE a mis en place des mécanismes incitatifs pour les gestionnaires de réseaux publics dans le cadre de la tarification de l'accès aux réseaux publics d'électricité. Elle publie régulièrement des indicateurs portant sur la qualité de l'électricité dans ses rapports annuels et dans son rapport sur la régulation incitative de la qualité de service³. Plus ponctuellement, elle contribue également à des rapports qui peuvent être à visée nationale ou européenne. Elle est également consultée par le gouvernement sur les textes réglementaires relatifs à la qualité, conformément aux articles L. 321-18 et L. 322-12 du code de l'énergie.

Par ailleurs, la CRE approuve les modèles de contrat d'accès au réseau public de transport comportant, notamment, des engagements portant sur la continuité d'alimentation en application de l'article 17 du cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité, approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006⁴, ainsi qu'en supervisant l'offre des services optionnels proposés par RTE.

B. LE CADRE REGLEMENTAIRE

• LA QUALITE DE L'ELECTRICITE POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Pris en application de la loi du 10 février 2000⁵, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, elle-même reprise par le code de l'énergie dans ses articles L. 321-18 et L. 322-12, le décret du 24 décembre 2007⁶, modifié le 28 août 2012⁷, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, ainsi que ses arrêtés d'application, introduisent des seuils à respecter par les gestionnaires de réseaux publics sur la continuité d'alimentation et le niveau de tension. Ces seuils sont uniquement destinés aux utilisateurs des réseaux de distribution, étant donné que les seuils s'imposant au gestionnaire du réseau de transport RTE ne s'appliquent qu'au niveau des postes sources, 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

³ Le dernier rapport sur la régulation incitative de la qualité de service en date, couvrant la période du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013, publié en juillet 2014, est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/regulation-incitative-qualite-de-service-gaz-erdf-2013>

⁴ Décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.

⁵ Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

⁶ Décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

⁷ Décret n°2012-1003 du 28 août 2012 modifiant le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

davantage d'obligations pour les gestionnaires de réseaux publics et offrir davantage de garanties pour les utilisateurs.

- **L'ABATTEMENT TARIFAIRE EN CAS DE COUPURE LONGUE DE PLUS DE 6 HEURES**

Conformément aux dispositions du décret n°2001-365 du 26 avril 2001⁸, la part fixe du TURPE faisait l'objet, avant la publication du décret modificatif du 11 décembre 2014⁹, 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.

L'abattement forfaitaire prévu par le décret de 2001 s'établissait 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 prévoyant le versement par ERDF aux utilisateurs raccordés aux réseaux qu'elle gère d'une pénalité de 20 % du montant annuel de la part fixe du TURPE 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 11 décembre 2014 ayant abrogé l'abattement prévu par le décret du 26 avril 2001, les gestionnaires de réseaux ne sont donc soumis qu'aux dispositifs prévus par la décision de la CRE précitée, qui prévoit des pénalités de 20% ou de 2 % de la part fixe du tarif d'utilisation des réseaux, respectivement pour ERDF et pour les 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.

- **L'INCITATION A 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, ERDF, 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, notamment dans le domaine des raccordements, qui introduit de nouvelles incitations financières pour ERDF et renforce les cibles et montants des incitations. 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 SEI, qui gère les réseaux insulaires français.

⁸ Décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

⁹ 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.

Sur l'ensemble des activités suivies (intervention, raccordements, relation avec les fournisseurs et les utilisateurs, relève et facturation), la performance d'ERDF s'est globalement améliorée pendant la période du TURPE 3 (2009-2013).

Cependant, les indicateurs de qualité de service d'ERDF présentent des marges de progression pour la période TURPE 4 (2014-2017). Après une amélioration depuis 2010, on observe une légère dégradation des résultats de certains indicateurs en 2013, notamment dans le domaine des raccordements, le délai d'envoi des propositions de raccordement ayant légèrement augmenté en 2013 par rapport à 2012.

- **LES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES EN MATIERE DE QUALITE D'ALIMENTATION LORS DU RACCORDEMENT**

Les textes réglementaires, et notamment les décrets du 13 mars 2003¹⁰, du 27 juin 2003¹¹ et du 23 avril 2008¹², 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.

C. LES NIVEAUX DE LA QUALITE DE L'ELECTRICITE 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. A ce titre, elle publie régulièrement un certain nombre d'indicateurs portant sur la qualité d'alimentation électrique, sur son site internet, dans des publications nationales ou par l'intermédiaire de rapports du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). A 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 ainsi 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.

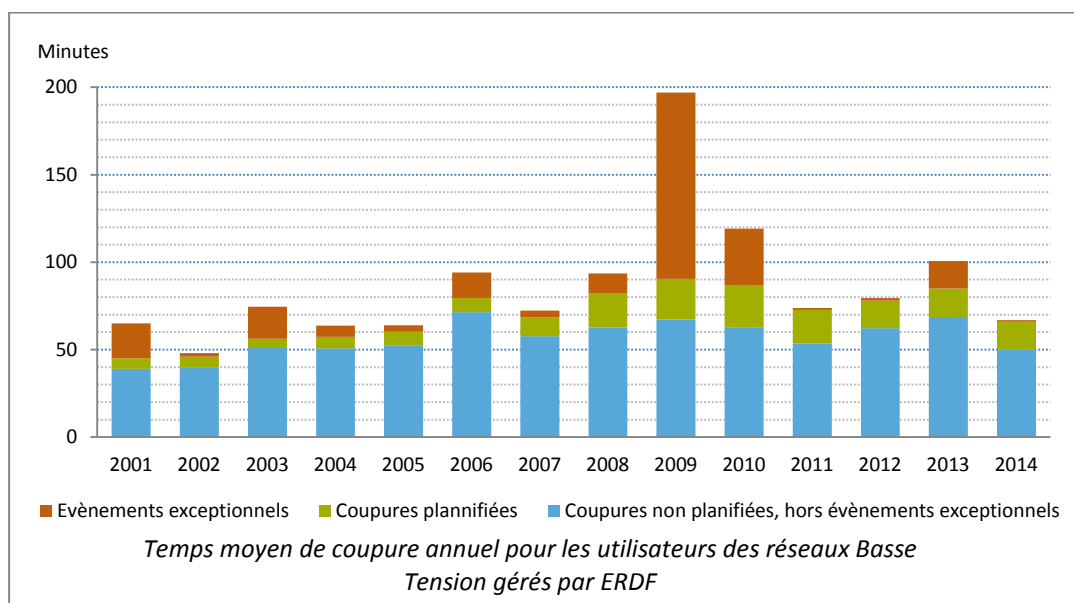
Il faut toutefois noter une légère tendance à l'amélioration du temps moyen de coupure ces dernières années ainsi que l'illustre le graphique ci-dessous. En 2014, le consommateur domestique a été coupé en moyenne 67 minutes, toutes coupures confondues. Cette durée moyenne de coupure cache d'importantes disparités entre les utilisateurs, qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus « robustes » en zone urbaine.

¹⁰ Décret n° 2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

¹¹ Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.

¹² Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

GRAPHIQUE 1: TEMPS MOYEN DE COUPURE ANNUEL POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX BASSE TENSION GERES PAR ERDF



Source : CRE, d'après des données ERDF

2.1.2.3 Les procédures de raccordement

A. L'ENCADREMENT DES PROCEDURES DE TRAITEMENT DES DEMANDES DE RACCORDEMENT

La CRE encadre les procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution. En complément de sa délibération du 11 juin 2009 portant communication sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, la CRE a précisé, dans sa délibération du 25 avril 2013, portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre. Dans ce cadre, elle a publié des orientations sur le contenu de ces procédures, les différentes étapes qui les composent et, éventuellement, les délais associés à chacune de ces étapes.

L'application de ces procédures fait l'objet de bilans transmis annuellement par les gestionnaires de réseaux, comprenant, notamment, les délais de transmission des propositions techniques et financières de raccordement.

B. LE SUIVI DES INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE D'ERDF

Afin d'inciter ERDF à améliorer davantage sa performance en matière de délai de traitement des demandes de raccordement et de délai de réalisation des travaux de raccordement, la CRE a renforcé le suivi de la qualité de service dans ce domaine ainsi que les incitations en vigueur. Ainsi, la CRE a introduit, pour la période TURPE 4, une nouvelle incitation financière sur le taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages. De plus, les clients (consommateurs et producteurs) souhaitant être raccordés au réseau électrique de distribution sont, depuis l'entrée en vigueur du TURPE 4, systématiquement informés par ERDF de l'existence de pénalités pouvant leur être versées en cas de non-respect des engagements d'ERDF en matière de raccordement.

2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

A. LE RACCORDEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (EnR) disposent d'un cadre spécifique pour le raccordement : les schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR sont décrits au paragraphe E de la section 2.1.3.1. Les conditions techniques de raccordement sont, cependant, identiques pour toutes les installations de production d'électricité.

B. L'ACCES AU RESEAU

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 EnR 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 EnR intermittentes (puissance instantanée des EnR intermittentes par rapport à la puissance totale transitant sur le réseau) est limité à 30 %. Au-delà de ce seuil, les installations de production EnR peuvent être déconnectées du réseau.

C. LA RESPONSABILITE D'EQUILIBRE

Dans le cas général, les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables vendent l'électricité produite par leurs installations 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.

2.1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux

2.1.3.1 Les conditions financières de raccordement

A. LA DEFINITION 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 est précisée par le décret n° 2007-1280 du 28 août 2007¹³. 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 PRINCIPES GENERAUX

Les articles L. 341-2 et L. 342-6 du code de l'énergie (disposent que le TURPE couvre 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 du code de l'énergie, 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.

C. LE RACCORDEMENT AUX RESEAUX PUBLICS 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, établis par les GRD :

- 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 GRD 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 l'arrêté du 28 août 2007, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009. L'arrêté du 17 juillet 2008 fixe 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 – 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 sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics 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 à ce jour.

¹³ 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.

TABLEAU 1: LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES 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 Pour l'Outre-mer : Délibération du 29 janvier 2009	29 janvier 2009 29 janvier 2009
Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR)	Délibération du 4 février 2010	4 mai 2010
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	Délibération du 28 juin 2011	28 septembre 2011
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

ERDF a élaboré en 2013 un nouveau projet de barème de raccordement pour l'adapter au niveau de ses coûts. Ce projet de barème notifié à la CRE le 7 mars 2014 présentait des augmentations de prix importantes, qui ont fait l'objet de remarques des acteurs lors de la consultation et qui n'ont pas permis l'approbation de la CRE dans un délai de trois mois. ERDF a informé la CRE de son souhait d'apporter des éléments complémentaires à la notification initiale.

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 (article 18 de la loi du 10 février 2000). La participation éventuelle des collectivités locales a été mise en place suite à l'entrée en vigueur de la loi du 13 décembre 2000¹⁴ et la loi du 2 juillet 2003¹⁵. 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.

D. LE RACCORDEMENT AUX RESEAUX PUBLICS 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

¹⁴ Loi n°2000-1208 du 13 décembre 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains.

¹⁵ Loi n°2003-590 du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat.

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 sur les principes généraux de calcul de la contribution pour le transport mais le ministre n'a pas donné suite à ce projet.

E. LES SCHEMAS REGIONAUX DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES

La loi du 12 juillet 2010¹⁶, dite « Grenelle 2 », prévoit la mise en place de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, qui déclinent leurs objectifs en matière de production d'énergies renouvelables par 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 que ces schémas soient élaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux 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)¹⁷, modifié par le décret du 2 juillet 2014 (avis de la CRE du 30 janvier 2014)¹⁸ 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.

Ainsi, 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 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).

¹⁶ Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

¹⁷ Décret n°2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

¹⁸ 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.

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.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juin 2015, 17 schémas régionaux sur 21 avaient été approuvés.

2.1.3.2 Tarifs d'accès aux réseaux

La CRE a exercé pour la première fois sa nouvelle compétence en matière de tarification des réseaux électricité en 2013. 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.

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 2014. 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 2014¹⁹.

A. LE TURPE 4 HTA/BT

• LES POINTS STRUCTURANTS DU CADRE DE REGULATION

Le TURPE 4, applicable à compter du 1^{er} janvier 2014, prévoit un cadre de régulation incitant le gestionnaire de réseau de distribution ERDF 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, la CRE a retenu un système symétrique dans le cadre duquel ERDF 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

¹⁹ 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.

de l'ensemble des composants tarifaires selon les modalités ci-après, les recettes issues des prestations annexes et les contributions de raccordement.

- **LA METHODE 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 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'ERDF, le bilan comptable est très particulier car il inclut des postes au passif propres à l'économie concessionnaire 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 ERDF. Par ailleurs le bilan d'ERDF 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 ERDF 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, ERDF recevra un taux de rémunération de 2,5 % avant impôt sur les sociétés.

ENCADRE 1 : SPECIFICITES CONCESSIVES DU MODELE FRANÇAIS DE DISTRIBUTION ET TRADUCTION DANS LE BILAN COMPTABLE D'ERDF

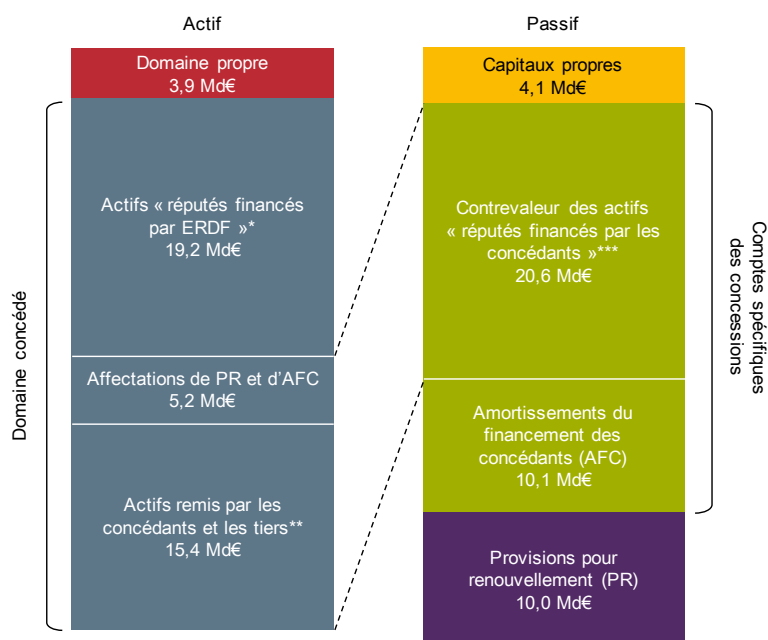
Une première spécificité du régime concessif français est que, mis à part les postes de transformation qui font l'interface avec le réseau de transport, les ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités territoriales, et non aux gestionnaires de réseaux de distribution.

En outre, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux, si elle est confiée à ERDF 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'ERDF 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'ERDF 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'ERDF peut être schématisé de la façon suivante (montants à fin 2012) :



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

** 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 ».

B. LE TURPE 4 HTB

• LES POINTS STRUCTURANTS DU CADRE DE REGULATION

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 et les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins.

• MAINTIEN DE LA METHODE DE CALCUL DES CHARGES DE CAPITAL DANS LE CAS DU TRANSPORT

Dans le cas du transport, la méthode de calcul des charges de capital est restée inchangée. Les principes de valorisation de la base d'actifs régulés (BAR) retenus depuis le TURPE 2 sont reconduits. Dans le cadre du TURPE 4, 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. De plus, le principe de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette est reconduit. Le taux de rémunération retenu pour les immobilisations en cours de RTE est égal au coût de la dette.

Comme pour chaque nouveau tarif, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle a également confié une étude à un consultant externe sur le CMPC pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel ²⁰, mené régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du CMPC et auditionné l'actionnaire et l'opérateur qui a commandité auprès d'un consultant externe une étude sur l'analyse de la rentabilité de l'activité de transport d'électricité.

²⁰ Cette étude a été menée durant l'été 2011

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 CMPC. Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 2: PARAMETRES RETENUS POUR LE CALCUL DU CMCP DE RTE

Taux sans risque nominal	4,0 %
Spread de la dette	0,6 %
Prime de marché	5,0 %
Bêta des actifs	0,33
Bêta 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

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 maintient 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 %.

- **LES INCITATIONS FINANCIERES AU DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS**

La délibération tarifaire du 3 avril 2013 permet de mettre en place des incitations financières au développement des interconnexions en introduisant un cadre de régulation incitatif pour RTE, en accord avec les perspectives nationales et européennes de développement du réseau.

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'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de flux commerciaux supplémentaires qu'elle apporte.

La CRE procédera à l'examen des éléments fournis par RTE pour évaluer l'intérêt des projets d'interconnexions et pourra décider d'octroyer des incitations, dont les modalités de calcul seront fixées dans une décision tarifaire ad hoc.

Le cas échéant, l'incitation financière se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe annuelle, dont le montant sera 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.

Encadrement des primes et modalités de versement

Les montants des primes seront fixés de telle sorte que la somme des primes annuelles sera positive ou nulle. De plus, la prime portant sur les coûts pourra, 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. Enfin, la somme des primes annuelles (fixe et variables) sera 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 sera également déterminé en tenant compte de l'intérêt de l'interconnexion pour le système électrique européen, qui inclura non seulement des éléments quantifiables mais qui pourra également tenir compte d'éléments qualitatifs tels que la sécurité d'approvisionnement. Lorsque cela sera jugé pertinent, l'utilité de l'ouvrage d'interconnexion pourra être évaluée en prenant en compte les frontières entre la France et plusieurs pays. Ces mêmes frontières seront 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 sera estimée en prenant notamment en considération 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 et une estimation des coûts d'investissement.

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

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

RTE fournira 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, celle-ci serait prise en compte dans le calcul de la performance de RTE et déduite 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 une 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.

- **LES INCITATIONS FINANCIERES A L'AMELIORATION DE LA QUALITE**

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 nouveaux 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.

- **LES INCITATIONS FINANCIERES A L'INNOVATION ET A LA MODERNISATION DES RESEAUX**

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 de suivre plus finement la performance énergétique des réseaux.

Recherche et développement

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 recherche et développement (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.

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, la prise en compte de l'influence du développement de la production décentralisée, des nouveaux usages de l'électricité ou encore des conditions climatiques s'avère particulièrement délicate 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 souhaite cependant être 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 permettra de collecter l'information nécessaire permettant, le cas échéant, d'établir un dispositif d'incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes pour les prochaines périodes tarifaires.

- **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 journée²¹, 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.

A titre d'exemple, ERDF 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.

C. LES EVOLUTIONS DES TARIFS EN 2014

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ont subi la même évolution de -1,3 % au 1^{er} août 2014, en application des règles tarifaires précédemment décrites.

De plus, de manière exceptionnelle, la CRE a 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.

2.1.4 Les échanges transfrontaliers d'électricité

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2014

En 2014, RTE a perçu une rente de congestion de 414,6 M€. Cela représente une hausse totale de 9 % par rapport aux revenus de l'année 2013. Cette hausse est principalement due à l'augmentation des revenus sur la frontière France-Angleterre. Elle découle de deux phénomènes conjugués, à savoir un effet volume puisque la capacité d'interconnexion a augmentée en 2014 par rapport à 2013, année durant laquelle il y avait eu une

²¹ 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.

indisponibilité partielle et prolongée du câble entre la France et l'Angleterre, et un effet prix, le *spread* moyen sur 2014 étant de 17,6€/MWh, contre 16,4 €/MWh en 2013.

TABLEAU 3 : EVALUATION DE LA RENTE DE CONGESTION EN 2014 (PART RTE)

	Rente de congestion 2014 (en M€)
Italie	126,3
Grande-Bretagne	134,8
Allemagne	57,6
Espagne	61,2
Belgique	28,8
Suisse	5,9
Total	414,6

Source : RTE – Analyse : CRE

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€.

2.1.4.2 La coopération régionale

La CRE est fortement impliquée dans le processus d'intégration des marchés. Elle participe à quatre des sept initiatives régionales lancées par les régulateurs européens avec l'aide de 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 par les orientations-cadre sur 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 ; les échanges en infra journalier.

A. LE CALCUL DES CAPACITES

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 les premiers résultats s'avèrent très positifs.

En parallèle de cette mise en œuvre, la méthodologie générale de calcul de capacités de RTE a été revue, conformément à la délibération du collège de la CRE du 20 février 2014. Par ailleurs, un projet de calcul de capacités coordonné en J-2 sur la frontière italienne est en cours et pourrait aboutir courant 2015. La CRE attend néanmoins à cet égard des informations complémentaires de la part des GRT.

B. L'ALLOCATION DES CAPACITES A LONG TERME

Au niveau régional, une étape importante a été franchie en mars 2014 avec l'extension de la plateforme CASC (qui alloue des droits de transit physiques aux frontières belge, allemande, suisse et italienne, avec des règles harmonisées) à la frontière France-Espagne. Les règles applicables à cette plateforme ont évolué pour prendre en compte cette nouvelle frontière, sur laquelle s'appliquent encore des règles spécifiques.

Les règles HAR (*Harmonized Allocation Rules*) représentent la déclinaison concrète du code de réseau relatif à l'allocation de la capacité long terme (*Forward Capacity Allocation Network Code*) visant à harmoniser l'allocation des produits long terme à l'échelle européenne et dont une mise en œuvre anticipée a été décidée par l'ACER et ENTSO-E, suite à une demande de l'ACER datant de début 2013. Rédigées par ENTSO-E en 2014/2015, elles seront soumises à l'approbation des régulateurs en juillet 2015.

D'autres progrès concernant l'échéance de long terme ont été réalisés durant l'année 2014. Les modalités d'allocation des produits de long-terme (produits annuels ou mensuels) à la frontière espagnole ont été améliorées, notamment quant aux garanties associées à ces droits (fermeté des droits en cas de difficultés de gestion du réseau), qui ont été renforcées à la demande de la CRE. Leur allocation a désormais lieu sur la même plateforme pour l'ensemble des frontières françaises (à l'exception de l'interconnexion avec la Grande-Bretagne).

C. LE COUPLAGE DES MARCHES EN JOURNALIER

L'année 2014 est avant tout l'année de l'extension géographique, à l'échéance journalière, du couplage des marchés. Appliqué aux frontières entre la France, la Belgique et les Pays-Bas depuis 2007, puis à l'Allemagne depuis 2010, le couplage de marché a été étendu en février 2014 pour s'appliquer à 15 pays²², avant d'être élargi quelques mois plus tard à l'Espagne et au Portugal, puis en février 2015 à l'Italie et la Slovénie. Pour la France, cela signifie que ses capacités d'interconnexion électriques sont allouées de manière efficace à cinq de ses six frontières (Allemagne, Belgique, Espagne, Grande-Bretagne et Italie). L'extension du couplage à la Suisse a également été préparée techniquement mais sa mise en œuvre reste conditionnée à la signature d'un accord entre l'UE et la Suisse.

D. LES ECHANGES 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. A 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.

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

²² Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Grande-Bretagne, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Suède

étrangers ayant déposé des offres à la hausse et à la baisse et ayant été régulièrement sollicités en 2014 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. On peut constater qu'il existe encore en 2014 un important potentiel d'échanges d'ajustement entre le système électrique français et le système voisin interconnecté après fermeture du guichet infra journalier.

Dans la continuité des travaux entamés par ENTSO-E en 2013, RTE développe, en collaboration avec ses homologues italien, suisse, grec, anglais, espagnol et portugais, l'architecture du projet TERRE (*Trans-European Replacement Reserve Exchange*) pour l'échange d'offres d'énergie d'ajustement issue des réserves tertiaires. Cette initiative a vocation à réduire les coûts liés à l'équilibrage grâce à une mutualisation et une gestion optimisée des ressources disponibles. Le démarrage de la phase opérationnelle est prévu pour mi 2017.

F. ELECLINK, UNE NOUVELLE INTERCONNEXION EXEMPTÉE

Une demande de dérogation en application de l'article 17 du Règlement (CE) n°714/2009 a été déposée à la CRE par la société ElecLink le 11 septembre 2013, pour la construction et l'exploitation d'une interconnexion reliant les réseaux de transport d'électricité français et britannique. L'interconnexion proposée passera dans le tunnel sous la Manche et apportera une capacité supplémentaire de 1000 MW.

Après avoir soumis la demande à une consultation publique organisée conjointement avec le régulateur britannique, la CRE a décidé, le 6 mars 2014, d'accorder une dérogation à ElecLink pour une période de 25 ans. La décision de la CRE impose néanmoins des conditions supplémentaires à celles proposées par ElecLink, afin notamment d'assurer l'impact positif de la dérogation sur le système électrique. Ces conditions sont décrites dans un avis conjoint, élaboré avec le régulateur britannique, qui est inclus dans la décision de chacun des régulateurs français et britannique.

Le 28 juillet 2014, la Commission européenne a arrêté sa décision relative à la dérogation accordée à ElecLink en application de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009. Par une décision du 28 août 2014, la CRE a adopté l'avis conjoint relatif à la demande de dérogation d'ElecLink tel que modifié conformément à la décision de la Commission européenne.

G. LA SURVEILLANCE DE LA COOPERATION TECHNIQUE ENTRE LE GRT FRANÇAIS ET LE GRT SUISSE

La coopération avec les pays tiers concerne principalement, dans le cas de la France, la coopération avec la Suisse. Celle-ci, bien que présentant quelques aspects techniques, porte surtout sur des aspects liés aux 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 œuvre pour que cette interconnexion acquière les caractéristiques d'ouverture à la concurrence et d'accès non-discriminatoire qui constituent le socle des modèles-cibles européens.

L'année 2013 a vu la conclusion, sous le pilotage de la CRE, 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'UE 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 régulateurs, développé courant 2014 et début 2015 les modalités de fonctionnement de la solution financière, afin qu'il ne reste plus qu'à la déployer techniquement lorsque l'accord sera conclu.

Dans l'attente de cette mise en œuvre, la CRE, en coopération avec l'EICom, a optimisé de manière plus ponctuelle le traitement de certains contrats, permettant ainsi des gains certes mesurés mais rapides sur cette interconnexion. Elle a récemment 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. La CRE, qui conditionnait toute approbation d'un tel couplage à la mise en œuvre de la solution financière et plus largement à l'accord de la Commission européenne, note l'introduction formelle d'une telle exigence dans le règlement CACM.

Concernant l'infra-journalier, l'année 2014 aura été une année de préparation et de réflexion pour que le marché ferme plus proche du temps réel, et a vu l'introduction de produits 30 minutes en parallèle de produits horaires. Ces améliorations devraient être mises en œuvre au second semestre 2015.

2.1.5 Respect des obligations

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

En électricité, le premier code de réseau ou orientation (orientation relative à l'allocation de capacité et la gestion des congestions) entrera en vigueur au cours de l'année 2015. La CRE assurera alors le suivi de sa bonne mise en œuvre.

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

2.2.1 Le marché de gros

2.2.1.1 Production - consommation

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2014 à 465 TWh, inférieure à la consommation de 2013 de 6 %. En 2014, la consommation maximale a été atteinte le 9 février 2014, à 81 962 MW, ce qui est inférieur à la consommation maximale constatée en 2013 (92 597 MW). La puissance installée en France s'élevait à 128 943 MW au 31 décembre 2014, contre 128 029 MW l'année précédente, soit une légère augmentation de 0,5 %.

Outre EDF, qui exploite environ 91,4 % de la puissance installée du parc de référence, les deux autres producteurs significatifs sont :

- GDF-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM, les actifs de production et les participations dans le parc nucléaire, exploite 4,9 % de la puissance installée ;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 2,6 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détenant au total plus de 98 % de la puissance installée, la production d'électricité en France reste donc un marché très concentré. L'indice HHI pour le marché de la production électrique, calculé sur la base des capacités installées, est supérieur à 8 000.

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

TABLEAU 3: STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS

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

2.2.1.2 Les prix de marché *day-ahead*

Il existe en France des références de prix *day-ahead* représentatives et sur lesquelles s'appuient les acteurs de marché. S'il n'y a pas de *pool* obligatoire en *day-ahead*, il existe néanmoins plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits. Des arbitrages s'opèrent entre ces différentes plateformes.

- Le prix issu de l'enchère EPEX SPOT est un prix horaire (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX SPOT est considéré comme la bourse de l'électricité en France.
- Le *trading* continu a représenté environ 33,4 TWh en 2013. Les produits échangés donnent des références en continu de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont échangés sur les plateformes de *brokers*.

Le prix *spot* moyen a fortement diminué en 2014 à 34,6 €/MWh en base et 43,8 €/MWh en pointe, soit respectivement une diminution de 19,8 % et 20,3 % par rapport à 2013. 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 2014, 189 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. 101 responsables d'équilibre étaient présents sur le segment *Day-Ahead Auction* d'EPEX SPOT et 94 sur le segment infra-journalier.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2014 sur EPEX SPOT et EPD France²³ :

- les volumes traités en infra-journalier ont fortement augmenté. Les volumes échangés hors échanges transfrontaliers ont en revanche légèrement diminué passant de 1,67 TWh en 2013 à 1,44 TWh en 2014, soit une baisse de 14 %, pour un total de 61842 transactions, en légère augmentation par rapport à 2013 (56540 transactions). Les volumes échangés transfrontaliers ont quant à eux fortement augmenté, passant de 2,63 TWh en 2013 à 3,8 TWh en 2014 ;
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont aussi significativement augmenté, passant de 58,47 TWh en 2013 à 67,82 TWh en 2014 (+16 %) ;

²³ Bourse pour les produits dérivés électriques

- les volumes traités sur les produits *futures* ont très fortement augmenté : 82,8 TWh ont été négociés sur EPD France en 2014 contre 17,8 TWh en 2013, ce qui représente un quadruplement 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 marché OTC intermédié, six courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité en 2014, servant d'intermédiaire à 107 acteurs, qui sont intervenus sur le marché français en 2014 soit 28 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont fortement augmenté (+60 %) en un an, s'élevant à 33,4 TWh en 2014, pour un total de 73 722 contrats échangés ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en forte augmentation : 780,8 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2014 contre 471,1 TWh en 2013 (+66 %).

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 2014 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 4: DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE

Différentiel <i>bid-ask</i> en €/MWh	<i>Day-ahead</i>		<i>Month-Ahead</i>		<i>Quarter-Ahead</i>		<i>Year-Ahead</i>	
	base	pointe	base	pointe	base	pointe	base	pointe
	0,25	0,25	0,35	0,6	0,26	0,6	0,25	0,7

Source: HEREN

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

A. LE MARCHE DE GROS FRANÇAIS INTEGRE A DES MARCHES SUPRANATIONAUX

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Cependant, les interconnexions entre pays pouvant permettre l'émergence de marchés supranationaux, il s'agit de déterminer si la France est incluse dans un marché plus large. Trois critères (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.

- **LES CAPACITES D'INTERCONNEXION AUX FRONTIERES FRANÇAISES**

Le tableau suivant donne une estimation des capacités d'interconnexion (NTC) sur les différentes frontières pour l'hiver 2014.

TABLEAU 5: CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2014 (EN MW)

Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et ses pays voisins							
2014							
	Grande Bretagne	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2000	1800	4700	2300	995	1550	13345
En % du parc installé français	2%	1%	4%	2%	1%	1%	10%
Export	2000	3350	2650	3200	2995	1550	15745
En % du parc installé français	2%	3%	2%	2%	2%	1%	12%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

Les capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins représentent un peu plus de 10 % des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil Européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée.

- **LES CONGESTIONS AUX FRONTIERES FRANÇAISES**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions.

Le mécanisme de couplage des marchés journaliers permet ainsi une utilisation optimale des capacités d'interconnexion (à 100 % dans le sens du différentiel de prix), et par conséquent une convergence accrue des prix entre la France et les pays frontaliers (par rapport à une allocation par enchères explicites, sans couplage).

- **CORRELATION ET PROXIMITE DES PRIX**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix *spot* entre la France et les pays frontaliers. Les corrélations mesurées pour l'année 2014 apparaissent assez similaires à celles observées en 2013. Ainsi, les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français, tandis que la corrélation est plus faible avec les prix des autres pays. Il est à noter qu'elle est en augmentation avec l'Italie et stable avec l'Espagne.

TABLEAU 6: CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)

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

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

2011 * : hors découplage du 28/02/11

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

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

La forte corrélation des prix français avec les prix belges (82 %), suisses (88 %) et allemands (80 %) est la conséquence du couplage de la région Centre-Ouest de l'Europe (CWE). La corrélation des prix entre la France et l'Espagne, qui avait augmenté considérablement en 2012, est restée au même niveau que celle observée en 2013. Selon ce critère de corrélation des prix, on peut ainsi considérer que les marchés français, belge, allemand et suisse sont étroitement liés.

TABLEAU 7: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)

Produit <i>spot</i> (J+1) base :						
Ecart 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

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

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

Source : CRE, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EPEX SPOT, Heren

TABLEAU 8: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE (FORWARD ANNUEL Y+1)

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

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

Les différentiels de prix ont augmenté en 2014 par rapport à l'année précédente sur les frontières espagnole, britannique, belge et suisse tandis qu'ils se sont réduits sur les frontières allemande et italienne.

La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a été enregistrée à la frontière espagnole, pour laquelle le différentiel de prix est passé de -1 €/MWh à -7,4 €/MWh. En revanche, la plus faible variation de l'écart de prix moyen a été enregistrée sur la frontière suisse.

Sur la frontière allemande, l'écart de prix sur le produit à terme est passé de 4,22 €/MWh en 2013 à 7,33 €/MWh en 2014 (le prix étant plus élevé en France), tandis que l'écart de prix sur les marchés *spot* a diminué (de 5,5 €/MWh en 2013 à 1,9 €/MWh en 2014 (le prix étant plus élevé en France)).

B. LES TRANSACTIONS AUX FRONTIÈRES EN 2014

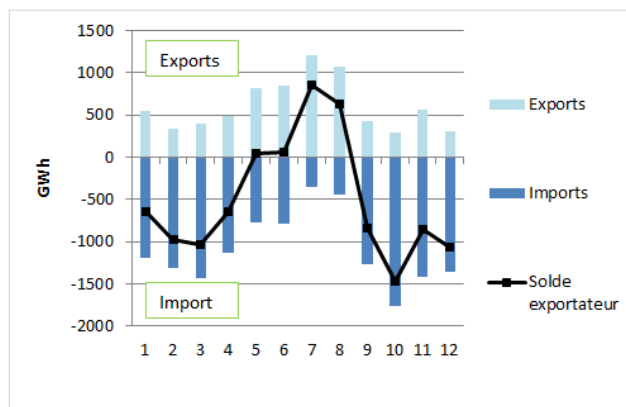
• FRANCE-ALLEMAGNE

Le marché français a été importateur net depuis l'Allemagne, d'environ 5,9 TWh en 2014.

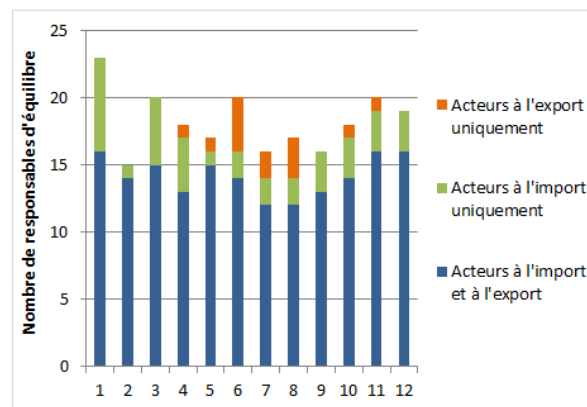
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a légèrement augmenté, passant de 17 en moyenne au cours de l'année 2013 à 18 en moyenne en 2014. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports sont très concentrés, tandis que les exports sont moyennement concentrés.

GRAPHIQUE 2: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2014

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Allemagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Allemagne



Données : RTE - Analyse : CRE

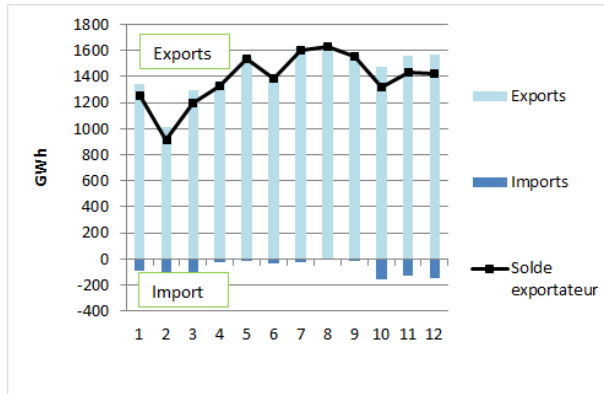
• FRANCE-BELGIQUE

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 16,5 TWh en 2014. Le marché français n'a pas été importateur net depuis la Belgique en 2014 de toute l'année.

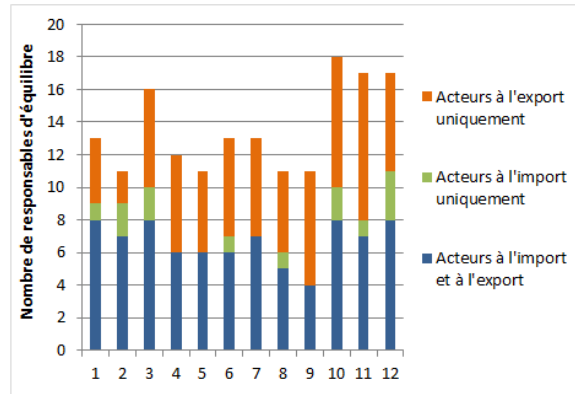
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 14 au cours de l'année 2014, en diminution (ils étaient 19 en 2013). La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les exports sont très fortement concentrés et les imports moyennement concentrés.

GRAPHIQUE 3: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2014

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique



Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique



Données : RTE - Analyse : CRE

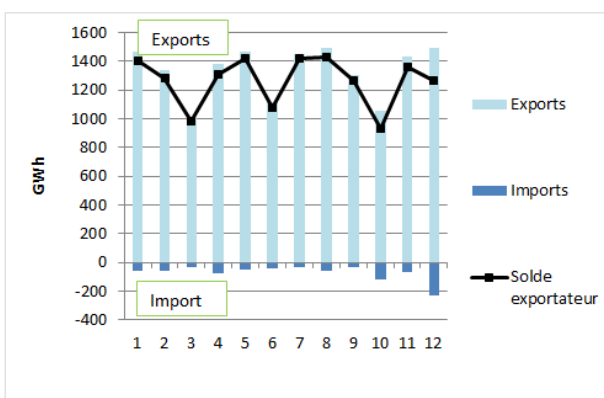
• FRANCE-GRANDE-BRETAGNE

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 15,1 TWh. Le marché français n'a pas été importateur net depuis la Grande-Bretagne de toute l'année.

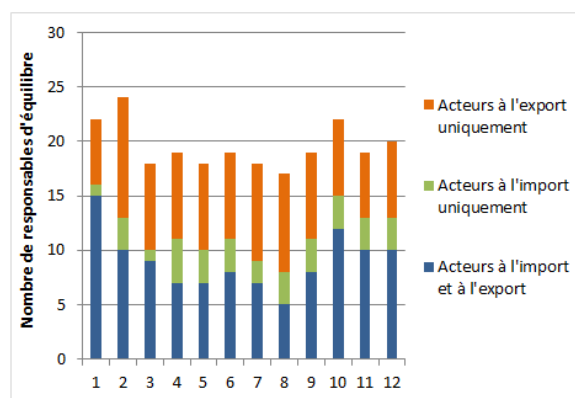
En 2014 comme en 2013, 20 participants étaient actifs en moyenne à la frontière britannique. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Les exports sont assez peu concentrés et les imports moyennement concentrés.

GRAPHIQUE 4: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2014

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Grande-Bretagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Grande-Bretagne



Données : RTE - Analyse : CRE

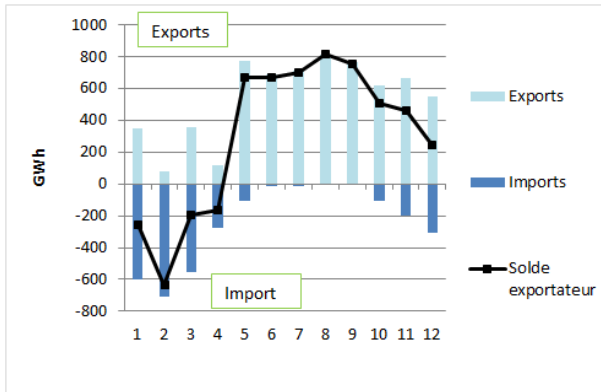
• FRANCE-ESPAGNE

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 3,5 TWh en 2014.

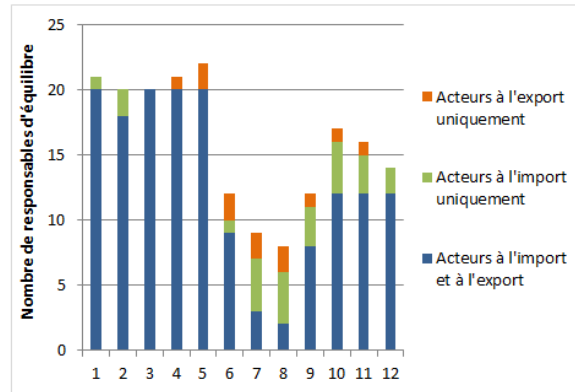
En moyenne, 16 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2014, contre 18 en 2013. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les exports et les imports ont été très concentrés à partir de juin.

GRAPHIQUE 5: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2014

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Espagne



Données : RTE - Analyse : CRE

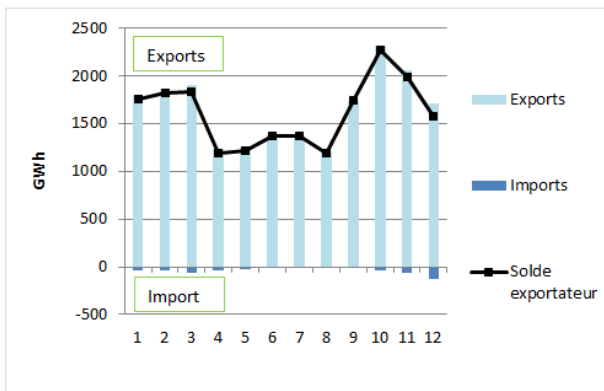
• **FRANCE-ITALIE**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 19,3 TWh en 2014. Le marché français a été exportateur net vers l'Italie durant tous les mois de l'année.

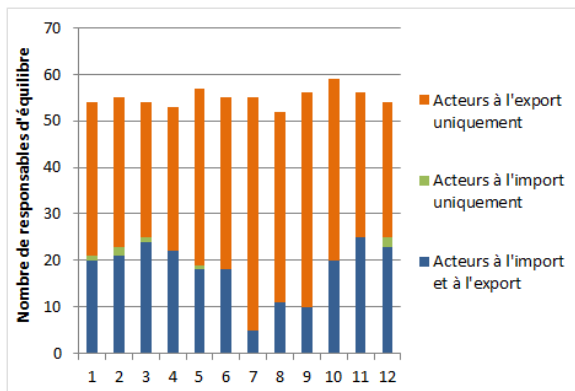
En moyenne, 55 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2014 (contre 54 en 2013). Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers et les nouveaux entrants européens ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations sont modérément concentrées tandis que les exportations sont peu concentrées.

GRAPHIQUE 6: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2014

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Italie



Nombre de participants à l'interconnexion France- Italie



Données : RTE - Analyse : CRE

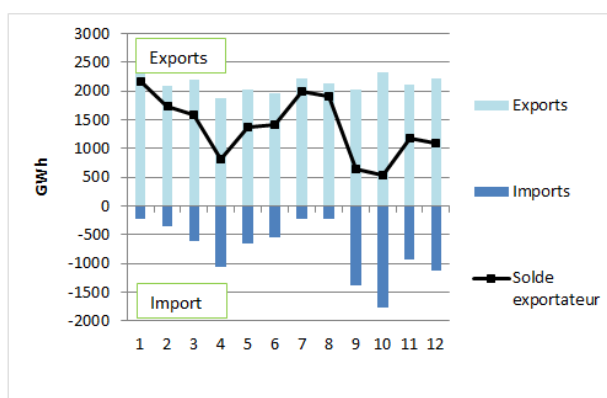
- **FRANCE-SUISSE**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 16,4 TWh en 2014. Le marché français a été exportateur net vers la Suisse durant tous les mois de l'année.

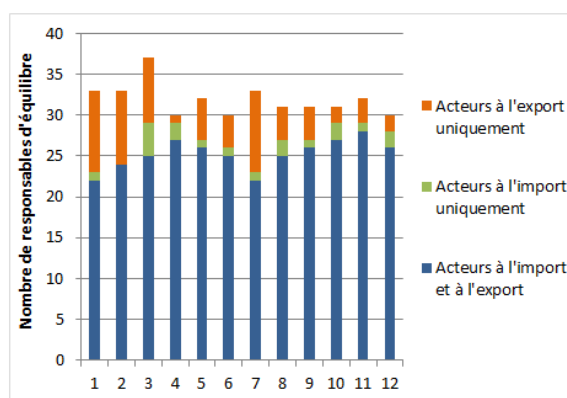
En moyenne, 32 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2014 (comme en 2013). La grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Les imports étaient modérément concentrés tandis que les exports sont restés extrêmement 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 7: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2014

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse



Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse par catégories d'acteurs



Données : RTE - Analyse : CRE

2.2.1.6 Analyse concurrentielle et abus de position dominante

A. LES CAPACITES VIRTUELLES DE PRODUCTION

Depuis la décision du 7 février 2001 de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW, EDF était tenu de proposer à la vente des capacités virtuelles de production (*Virtual Power Plants, VPP*) aux producteurs, fournisseurs et traders actifs sur le marché français. Élément essentiel du marché de gros français, ces capacités étaient mises régulièrement aux enchères par EDF pour des durées variables allant de 3 à 48 mois. La dernière enchère a eu lieu en novembre 2011, la Commission européenne ayant mis fin à ce programme d'enchères suite à la cession des parts dans EnBW par le groupe EDF²⁴.

En 2014, les volumes VPP livrés ont atteint 3 TWh, soit environ 3 % 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 ERDF.

²⁴ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

B. LES DROITS D'ACCES REGULE A L'ELECTRICITE NUCLEAIRE HISTORIQUE

• LE PRINCIPE

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 historique²⁵ d'EDF, dans une limite de 100 TWh par an au total, à un prix fixé par le gouvernement. Il a pour objectif de permettre aux fournisseurs alternatifs, en leur donnant la possibilité de s'approvisionner à l'amont en électricité nucléaire historique aux conditions économiques de sa production par EDF, de concurrencer à l'aval EDF sur le marché de détail de l'électricité.

• LE PRIX DE L'ARENH

Le code de l'énergie prévoit que le prix initial de l'ARENH doit être fixé en cohérence avec le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), de telle façon qu'un consommateur au TaRTAM au 30 juin 2011 puisse se voir proposer par la suite une offre de marché au même niveau de prix. Le prix de l'ARENH au 1^{er} juillet 2011 a ainsi été fixé à 40 €/MWh. Entre 2012 et 2015, il était de 42 €/MWh.

Au cours des années 2013 et 2014, la CRE a constaté l'adhérence du cours des produits calendaires France *Baseload* 2014 et 2015 avec le prix de l'ARENH. Une analyse a alors été menée pour étudier la cohérence des prix des produits calendaires avec les fondamentaux de marché (voir encadré 1).

ENCADRE 2: EVOLUTION DU PRIX DU PRODUIT CALENDRAIRE 2015 AU COURS DE L'ANNEE 2014

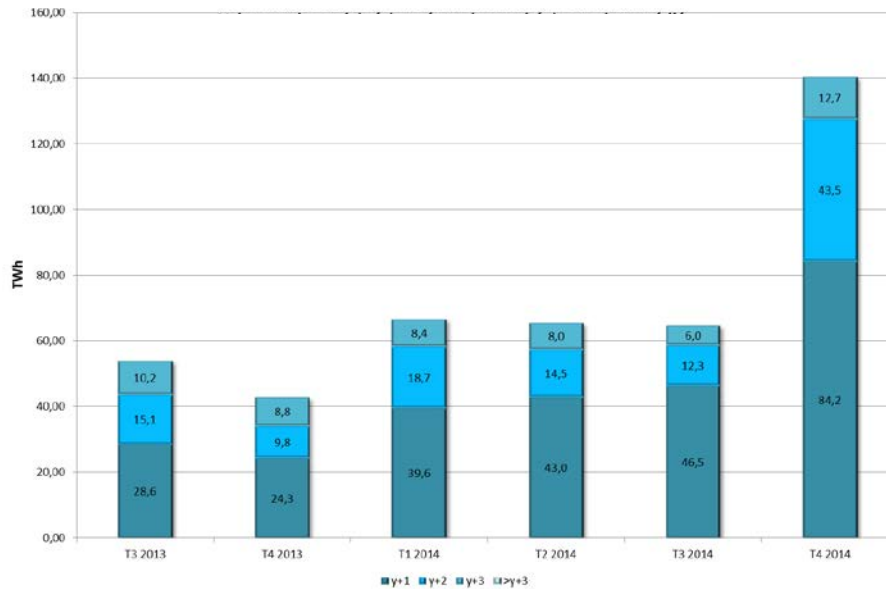
Entre mai 2013 et décembre 2014, les prix des produits calendaires France *Baseload* 2014 et 2015 échangés sur le marché de gros sont restés très proches du prix de l'ARENH, à 42 €/MWh. Les services de la CRE avaient mené en 2014 une analyse sur la cohérence du prix du produit calendaire France *Baseload* 2014 et avaient dans ce cadre interrogé 21 acteurs du marché de gros de l'électricité.

La plupart des acteurs avaient alors expliqué ce phénomène par un arbitrage entre le produit ARENH et un approvisionnement sur le marché à terme, bien que l'évolution du prix restait cohérente avec les fondamentaux de marché. De plus, la CRE avait également conclu que la faible liquidité du marché à terme pour livraison en France était également susceptible d'avoir contribué à la stabilisation des prix calendaires autour de 42 €/MWh.

Au cours des onze premiers mois de l'année 2014, le prix du produit calendaire France *Baseload* 2015 a continué à se situer à des niveaux proches du prix de l'ARENH. Cependant, la chute des cours des autres commodités (gaz et charbon) entraînée par celle du cours du pétrole en fin d'année 2014, a permis au prix du produit calendaire de se détacher de celui de l'ARENH, pour atteindre fin 2014 une cotation de 40,28 €/MWh. Cette évolution du prix a eu pour conséquence une réduction des volumes souscrits dans le cadre du mécanisme ARENH et a contribué à la forte augmentation des volumes échangés sur les marchés à terme en 2014 (voir graphique 1 ci-dessous). Les volumes commandés dans le cadre de l'ARENH pour le premier semestre 2015 se sont ainsi élevés à 12,3 TWh contre 36,8 TWh au premier semestre 2014 et 4 fournisseurs ont résilié leur accord-cadre.

²⁵ En service à la date de promulgation de la loi NOME, c'est-à-dire à l'exclusion des nouveaux réacteurs en cours de développement

GRAPHIQUE 8: VOLUMES TRIMESTRIELS ECHANGES SUR LE MARCHÉ DE GROS INTERMÉDIE – PRODUITS CALENDRIERS



- **LES VOLUMES ARENH EN 2014**

Après la publication des textes réglementaires, les premières livraisons d'électricité d'EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH ont commencé le 1^{er} juillet 2011. Le processus de demande et d'attribution des droits a pu être mené dans les délais grâce à des dispositions spécifiques adaptées à la première période.

Au 31 décembre 2014, 35 fournisseurs avaient signé un accord-cadre avec EDF, préalable à toute demande de produit ARENH. 71,4 TWh d'ARENH ont été livrés en 2014, représentant 69 % 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 ERDF.

Conformément à l'article L. 336-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site²⁶ la liste des fournisseurs ayant signé un accord-cadre avec EDF.

C. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

Le 16 décembre 2014, RTE s'est mis en conformité avec le règlement n°714/2009²⁷ en ce qui concerne la publication de données sur son site internet. Dans ce cadre, RTE a notamment publié les données concernant les prévisions de production de la filière photovoltaïque, comme c'était déjà le cas auparavant pour la filière éolienne. Par ailleurs, la CRE a observé en 2014 que les producteurs d'électricité utilisaient plus systématiquement et avec un meilleur degré de détail la plateforme mise à disposition par RTE pour la publication des indisponibilités des moyens de production.

²⁶ <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-l-electricite>

²⁷ Règlement (CE) N°714/2009 du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

D. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

• LES ENJEUX DE LA SURVEILLANCE

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

Cette mission s'inscrit aussi dans le cadre du règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT, qui organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. REMIT confie la supervision des marchés au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge des enquêtes et des sanctions au plan national. La loi du 15 avril 2013 est venue expressément confier à la CRE la mission de garantir l'application de REMIT et au CoRDIS la compétence de sanctionner les manquements à ce règlement.

• LES RAPPORTS DE LA CRE EN MATIERE DE SURVEILLANCE DES MARCHES

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 7^{ème} édition a été publiée en novembre 2014.

• RECENTS DEVELOPPEMENTS DU REGLEMENT REMIT

Les dispositions opérationnelles de supervision des marchés européens de l'énergie en application de REMIT sont précisées dans le règlement d'exécution. Ce règlement détaille les informations qui doivent être collectées par l'ACER. Leur entrée en vigueur, le 7 janvier 2015, marque le début de la mise en œuvre opérationnelle de REMIT. Désormais, pour pouvoir effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie, les acteurs de marché doivent s'enregistrer au préalable auprès du régulateur de l'Etat membre où ils sont établis, ou s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, auprès du régulateur de l'Etat membre où ils sont les plus actifs. Les acteurs de marché doivent s'enregistrer avant le début de la collecte des données par l'ACER, c'est-à-dire avant le 7 octobre 2015 pour les contrats standards conclus sur une place de marché organisée et avant le 7 avril 2016 pour les autres contrats. Dans le cas de la France, les acteurs de marché ont pu commencer à s'enregistrer auprès de la CRE à partir du 7 octobre 2014. La CRE a organisé deux réunions d'information le 7 octobre 2014 et le 9 juin 2015 afin d'expliquer les modalités de mise en œuvre de REMIT aux acteurs de marché qui devront s'enregistrer en France.

La surveillance des marchés de l'énergie s'inscrit également dans le cadre de la révision de la réglementation financière, notamment au regard des nouveaux textes européens concernant

les marchés d'instruments financiers (MIF II²⁸) et les abus de marché (MAD/MAR). Les textes MIF II qui entreront en vigueur en 2017, définissent notamment la liste des instruments financiers, qualifie le quota d'émission d'instrument financier²⁹ et prévoit un cas d'exemption pour les produits énergétiques de gros à terme qui sont négociés sur un système organisé de négociation (*Organised trading facility* (OTF)) et qui font nécessairement l'objet d'une livraison physique³⁰.

2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 Etat des lieux

A. LES CONSOMMATEURS

Au 31 décembre 2014, 36,5 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 424 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer d'un contrat aux tarifs réglementés proposés uniquement par les fournisseurs historiques) ou d'un contrat au prix de marché proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

TABLEAU 9: REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINAUX ET DE LA CONSOMMATION ANNUELLE PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2014)

	Nombre de sites	Consommation 2014 en TWh
Sites résidentiels	31 383 000	145,3
Sites non résidentiels	5 093 000	278,4

Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

Au cours de l'année 2014, l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel s'est poursuivie et a progressé plus fortement qu'en 2013. Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a ainsi augmenté de 23 % (+ 559 000 sites) en 2014 contre 15 % (+ 332 000 sites) en 2013. Au 31 décembre 2014, 3 035 000 sites sur un total de 31,3 millions étaient en offre de marché, dont 3 026 000 chez un fournisseur alternatif.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel s'est poursuivie sur le même rythme qu'en 2013. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 3% au cours de l'année 2014 (soit + 19 000 sites). Au 31 décembre 2014, 698 000 sites sur un total de 5 millions étaient en offre de marché, dont 448 000 chez un fournisseur alternatif.

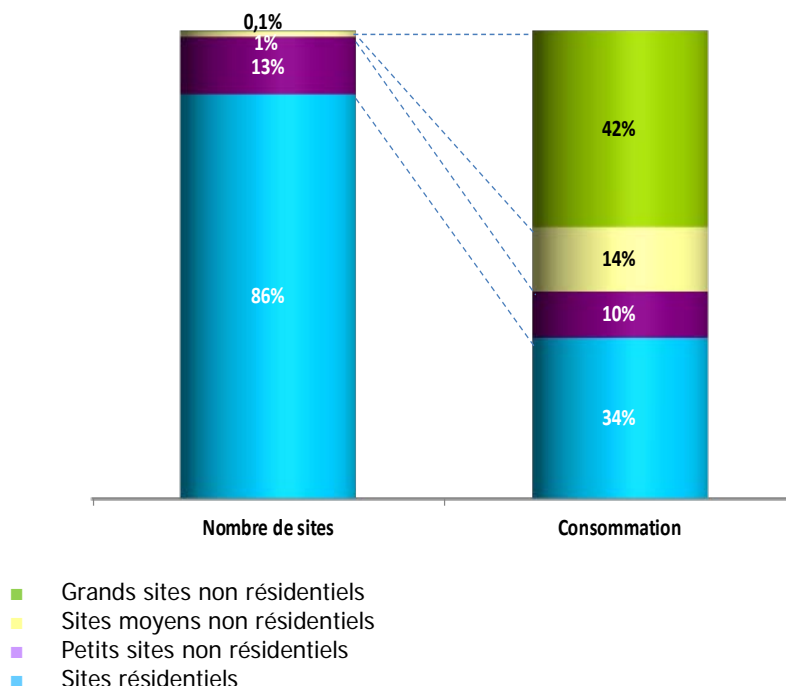
Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente sont toujours dominants représentant 90 % des sites et 93 % de la consommation. Sur le marché non résidentiel, les tarifs réglementés représentent 86 % des sites, mais ne représentent que 57 % de la consommation.

²⁸ Directive (UE) 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et Règlement (UE) 600/2014 du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement (UE) no 648/2012

²⁹ Voir l'annexe I, section C (11) de la directive 2014/65/UE

³⁰ Voir l'annexe I, section C (6) de la directive 2014/65/UE

GRAPHIQUE 9: TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2014



Source : données 2014 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

B. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES

A part EDF, un seul autre fournisseur détient une part de marché supérieure à 5 % du marché. La part de marché des fournisseurs alternatifs en nombre de sites est de 10 % (toutes catégories confondues).

Les parts de marché cumulées des 3 fournisseurs les plus significatifs de chaque segment sont les suivants.

TABLEAU 10: PARTS DE MARCHÉ (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
98 %	93 %	97 %	97 %	98 %

Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

Les tableaux ci-après présentent les parts de marché des fournisseurs historiques et des fournisseurs alternatifs.

TABLEAU 11: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITE AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
89 %	92 %	97 %	90 %	89 %

Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 12: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
10 %	4 %	1 %	10 %	10 %

Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

C. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERMES DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détenait une part de marché supérieure à 5 % en 2014. La part de marché des fournisseurs alternatifs en volume était de 17 % avec une forte différence entre les segments.

Les tableaux suivants présentent les parts de marché cumulées, en termes de volume, des 3 fournisseurs les plus significatifs, des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs et des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs.

TABLEAU 13: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
88 %	84 %	97 %	97 %	97 %

Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 14: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
82 %	69 %	97 %	88 %	92 %

Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 15: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
9 %	21 %	1 %	11 %	7 %

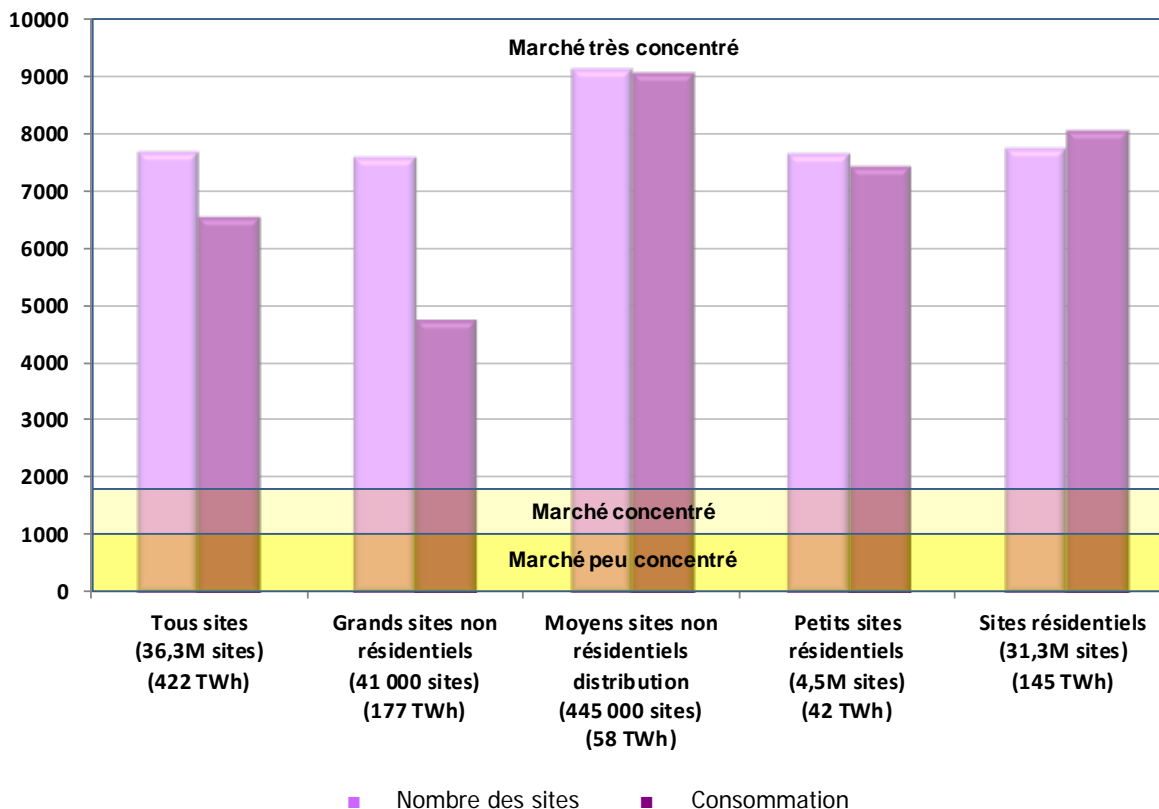
Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

D. INDICATEUR HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³¹ 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.

³¹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. Étant données les spécificités des marchés d'électricité et du gaz, cet indice ne

GRAPHIQUE 10: EVOLUTION DE L'INDICE HHI PAR TYPE DE SITE



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

E. LES FOURNISSEURS

Au 31 décembre 2014, 21 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE, possédaient au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 12 proposaient des offres aux clients résidentiels.

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

GRAPHIQUE 11: LES FOURNISSEURS NATIONAUX D'ÉLECTRICITÉ

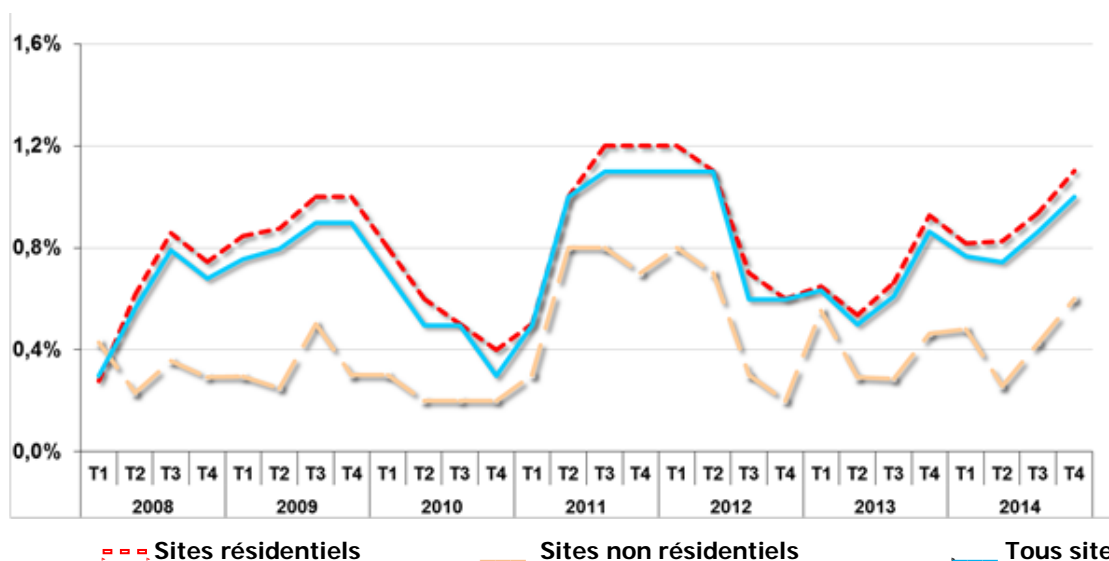


Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

F. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Selon la définition des régulateurs européens, un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de *switch* est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client et aux 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.

GRAPHIQUE 12: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL



Source : Données 2014, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.2 Les prix de détail

A. QUI A DROIT A QUEL TYPE D'OFFRES ?

Aujourd'hui, des tarifs réglementés de vente et des offres de marché sont proposés sur le marché de détail à l'ensemble des consommateurs. Des évolutions importantes sont donc à venir, avec notamment la suppression des tarifs réglementés de vente pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA au 1^{er} janvier 2016.

- **CLIENTS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE A 36 KVA**

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

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

- **CLIENTS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST STRICTEMENT SUPÉRIEURE A 36 KVA**

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

Ces clients doivent nécessairement choisir une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016. Depuis le 1^{er} janvier 2015, un client en offre de marché ne peut plus souscrire un tarif réglementé de vente. Cette catégorie de clients correspond principalement aux clients industriels et tertiaires, éligibles aux tarifs réglementés de vente « jaunes » et « verts ». Toutefois, il existe des cas particuliers : les clients aux tarifs bleus ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA, et les clients aux tarifs jaunes et verts ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Ceux-ci représentent un nombre limité de clients. Leur éligibilité aux tarifs réglementés a été précisée dans la délibération de la CRE du 27 novembre 2014.

- **LES TARIFS SOCIAUX**

Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'assurance complémentaire santé (ACS), à la couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C) ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 peuvent bénéficier des tarifs sociaux auprès de tous les fournisseurs.

B. LA NOUVELLE CONSTRUCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, qui disposait qu'ils soient établis de manière à couvrir les coûts que supportent les opérateurs historiques pour fournir leur clients, ainsi qu'une marge raisonnable, a été modifié par le décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014, sur lequel la CRE a été saisie pour avis.

Ce décret modifié met en place une nouvelle méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente, fondée sur les caractéristiques de fourniture des fournisseurs alternatifs, conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie, ce qui doit leur permettre de proposer des offres de marché compétitives par rapport au tarif réglementé. Ainsi, les tarifs réglementés sont désormais établis en tenant compte de l'addition du prix de l'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.

L'arrêté du 30 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité a fixé de nouveaux barèmes pour les tarifs réglementés de vente d'électricité, construits pour la première fois selon cette nouvelle méthodologie par empilement. Les tarifs réglementés définis en application de cet arrêté au 1^{er} novembre 2014 sont ainsi contestables, c'est-à-dire qu'ils peuvent être concurrencés efficacement par des offres construites sur le marché. Ils sont proposés par EDF et les entreprises locales de distribution.

TABLEAU 16 : EVOLUTIONS DES NIVEAUX DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN MOYENNE HORS TAXES ET PAR COULEUR TARIFAIRE EN FRANCE DEPUIS .

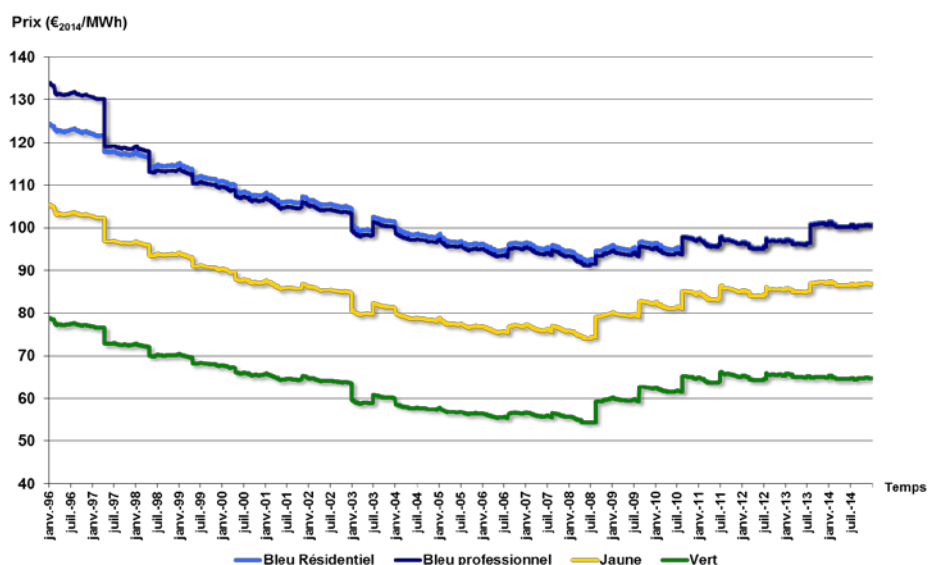
Date	Tarifs Bleus résidentiels	Tarifs Bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+ 2,0 %		+ 6,0 %	+ 8,0 %
15 août 2009 *	+ 1,9 %		+ 4,0 %	+ 5,0 %
15 août 2010 *	+ 3,0 %	+ 4,0 %	+ 4,5 %	+ 5,5 %
1 ^{er} juillet 2011	+ 1,7%		+ 3,2%	+ 3,2 %
23 juillet 2012	+ 2,0 %		+ 2,0 %	+ 2,0 %
1 ^{er} août 2013 *	+ 5,0 %		+ 2,7 %	+ 0,0 %
1 ^{er} novembre 2014 *	+ 2,5 %	- 0,7 %	+ 2,5 %	+ 3,7 %

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

Source : Analyse CRE

C. EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE

GRAPHIQUE 13: EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE HORS TAXES EN EUROS CONSTANTS (2014)



Source : Analyse CRE

D. COMPOSANTES DE LA FACTURE DE CLIENTS TYPE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE TELS QUE PROPOSES AU 31 DECEMBRE 2014

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2014 (les hypothèses de consommation pour ces clients types sont présentées en dessous du tableau). Les niveaux des contributions et des taxes retenus sont présentés ci-après.

TABLEAU 17: FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2014

	Dc	Ib	Ic
Tarif intégré hors taxe (hors CTA)	110,5	137,8	55,8
dont Tarif réseau (TURPE 4 au 1^{er} août 2014)	48,5	68,7	12,6
dont Part fourniture	62,0	69,1	43,2
Contribution tarifaire d'acheminement (CTA)*	3,7	5,2	0,7
Taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) **	10,0	3,6	0,5
Contribution au service public de l'électricité (CSPE) ***	16,5	16,5	16,5
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ****	24,8	27,8	14,7
Tarif toutes taxes comprises	165,5	190,9	88,2

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)

Ic : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh (24 999 MWh)

(*) La CTA permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Le montant de la CTA est égal à 27,04 % (hors TVA) de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité. Celui-ci dépend du tarif d'acheminement choisi par le fournisseur pour ses clients. (**) Les TCFE 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.

(***) La CSPE 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 2014, elle est fixée à 16,5 €/MWh (hors TVA).

(****) Au 31 décembre 2014, le taux de TVA réduit de 5,5 % s'appliquait sur la part abonnement hors taxes du tarif et la CTA. A cette même date, le taux de TVA à 20,0 % s'appliquait sur la part variable hors taxe du tarif, la CSPE et la TCFE.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux de distribution appliqué au 1er août 2014 ;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqués au 1er novembre 2014 ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

E. LES OFFRES DE MARCHÉ

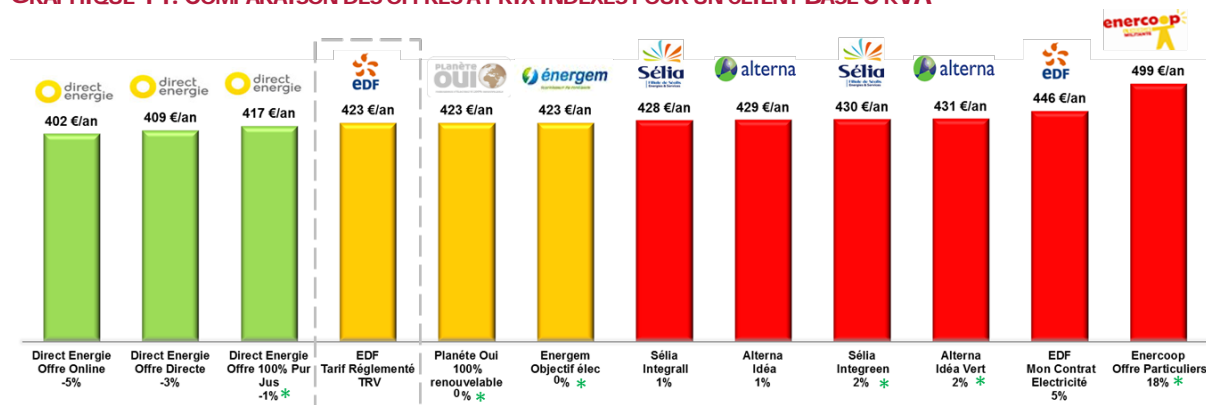
L'ensemble des clients est éligible à des offres marché depuis 2007. Pour construire leurs offres de marché, les fournisseurs peuvent recourir à l'ARENH et/ou s'approvisionner sur le marché de gros.

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

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 heures pleines/heures creuses (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.

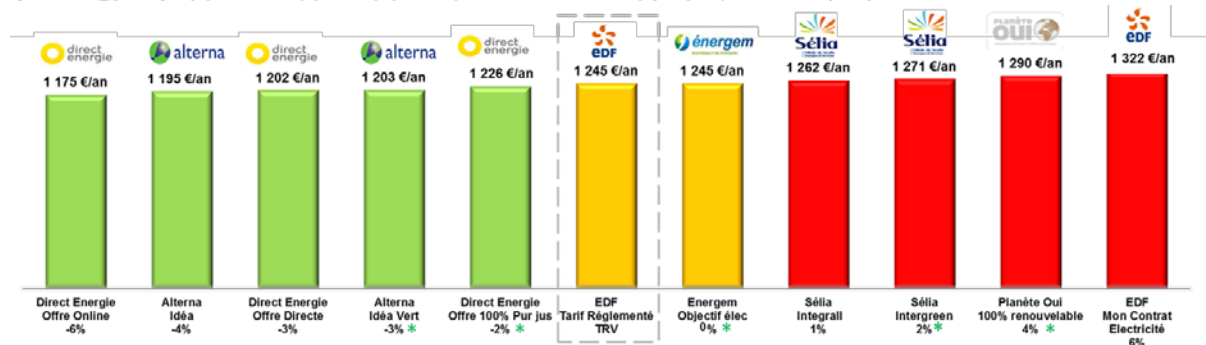
Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, au 31 décembre 2014, pour le client Base, l'offre indexée la moins chère est proposée par Direct Energie (402 €/an soit -5 % par rapport au TRV) et la plus chère par Enercoop (499 €/an soit +18 % par rapport au TRV).

GRAPHIQUE 14: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA

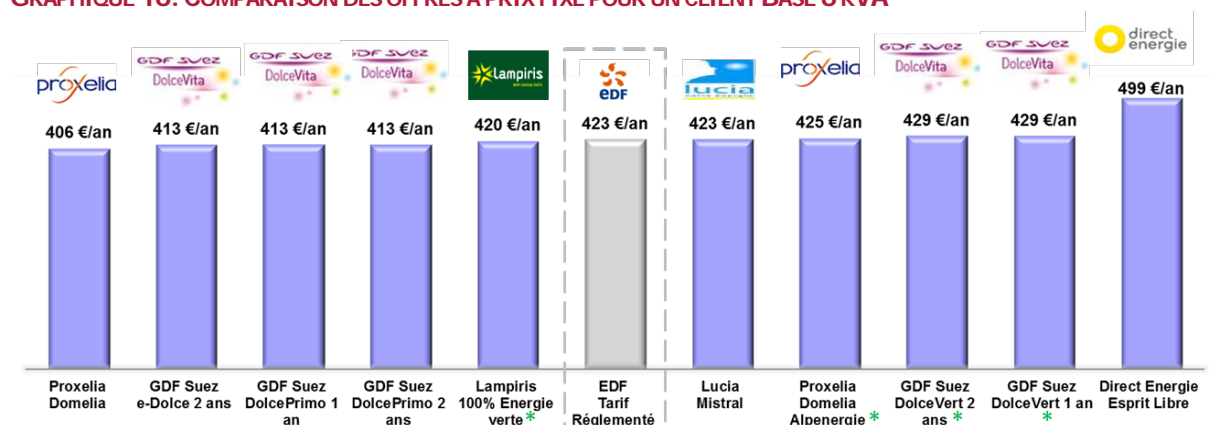


Source: Comparateur d'offres energie-info

GRAPHIQUE 15: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA

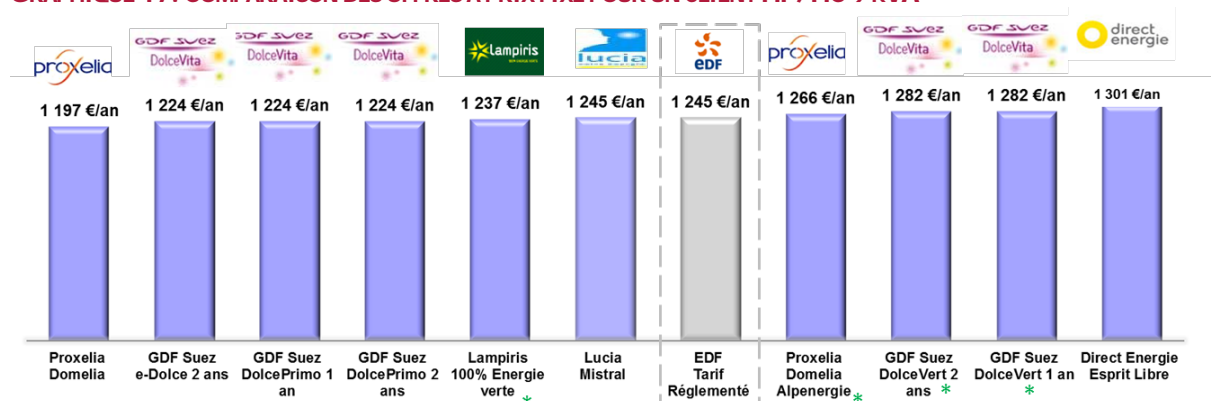


GRAPHIQUE 16: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT BASE 6 KVA



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

GRAPHIQUE 17: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA



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

* offres vertes

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

L'édition 2014 du bilan prévisionnel de RTE sur l'équilibre offre-demande a été publiée en juillet. Dans cette édition, le GRT conclut qu'un déficit de capacité pourrait apparaître dès

l'hiver 2015-2016 en cas de vague de froid, avec une puissance manquante de 900 MW pour respecter le critère de sûreté de moins de 3 heures de défaillance par an.

Cette dégradation de la sécurité d'approvisionnement, marquée de 2015 à 2017, intervient en raison notamment de l'arrêt de centrales au fioul et au charbon qui s'ajoute à celui, fin 2016, de deux tranches nucléaires. À compter de l'hiver 2018-2019, l'équilibre s'améliore, sous l'effet du démarrage de deux nouveaux cycles combinés au gaz, de la mise en service de l'EPR de Flamanville, du raccordement de nouveaux parcs éoliens terrestres et maritimes et du développement des interconnexions.

TABLEAU 18: L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE

	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Energie de défaillance	3,3 GWh	15 GWh	23 GWh	14 GWh	9 GWh
Espérance de durée de défaillance	1 h	4 h	5 h 45	4 h	2 h 30
Marge ou déficit de capacité	2 900 MW	900 MW	2 000 MW	800 MW	500 MW

Source : Bilan prévisionnel de RTE 2014

2.3.1.2 Le mix énergétique

Au 31 décembre 2014, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 128,9 GW.

TABLEAU 19: LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2014)

Puissance installée au 31/12/2014	Ensemble France			
	Puissance (MW)	Evolution par rapport au 31/12/2013 (%)	Evolution (MW)	Part du parc installé
Nucléaire	63 130	+0,0 %	+0	48,9 %
Thermique à combustible fossile	24 111	-5,0 %	-1 296	18,9 %
Dont charbon	5 119	-19,5 %	-1 240	4,0 %
Dont fioul	8 889	-0,7 %	-65	6,9 %
Dont gaz	10 409	+0,1 %	+9	8,0 %
Hydraulique	25 411	-0,1 %	-23	19,7 %
Eolien	9 120	+11,8 %	+963	7,2 %
Photovoltaïque	5 292	+21,2 %	+926	4,1 %
Autres sources d'énergies renouvelables	1 579	+ 6,2 %	+92	1,2 %
TOTAL	128 943	+0,5 %	+662	100 %

Source : Bilan électrique 2014 de RTE

Le parc éolien a produit 17 TWh au cours de l'année 2014, en augmentation de 6,7% par rapport à 2013, avec un facteur de charge annuel moyen de 22,6 % (soit en énergie près de 2000h de fonctionnement à pleine puissance). Le parc photovoltaïque a fourni une production de 5,9 TWh en 2014, soit une augmentation de 27% par rapport à 2013.

Par ailleurs, au-delà des productions des cogénérations et des groupes diesel de pointe, une puissance d'environ 600 MW est produite toute l'année par des groupes raccordés sur le réseau public de distribution et aux caractéristiques mal connues.

Concernant les effacements de consommation, non renseignés dans le tableau, trois familles sont à distinguer.

Les effacements tarifaires (options « Effacement Jour de Pointe (EJP) » & « Tempo ») ont continué leur érosion (moins de 2 000 MW sur l'hiver 2013-2014). Cette diminution progressive devrait perdurer dans les années à venir : la fin des tarifs réglementés jaune et vert en 2016 entraînera en effet la suppression d'une grande partie des contrats EJP, portant ainsi le volume d'effacements historiques à un peu moins de 1 GW en 2016.

Les effacements de marché (effacements valorisés sur le marché d'ajustement en cas de tension dans le maintien de l'équilibre permanent entre production et consommation (composante puissance et/ou énergie)) ont poursuivi leur croissance en 2014 (puissance désormais estimée à près de 1 GW). En complément de ces capacités, l'année 2014 a été celle du démarrage du dispositif NEBEF (Notifications d'Echanges de Blocs d'Effacement), qui permet à des opérateurs d'effacement de valoriser les effacements réalisés sur l'ensemble des consommateurs directement sur le marché spot en J-1, au-delà du seul mécanisme d'ajustement. Ce dispositif permet ainsi de mettre à disposition du système électrique les capacités d'effacements lors des pointes de consommation en hiver.

Enfin, les contrats bilatéraux entre consommateur et fournisseur couvrent un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 300 MW, auquel s'ajoute un volume d'environ 200 MW d'effacements de crise utilisables uniquement en cas de fortes tensions sur le système.

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 5 ans

Le bilan prévisionnel de RTE met en avant un scénario de référence dans lequel la consommation française atteint 488 TWh en 2019, soit une augmentation de l'ordre de 10 TWh seulement par rapport au scénario réalisé en 2013. Cette légère hausse provient des secteurs tertiaire et résidentiel, alors que le secteur industriel continue de voir sa consommation reculer légèrement.

S'agissant de la consommation à la pointe, RTE prévoit une pointe à température de référence de 86,1 GW pour l'hiver 2018-2019 et de 102,8 GW en cas de vague de froid décennale.

2.3.2.2 L'évolution du parc de production à 5 ans

A. PARC THERMIQUE CENTRALISE

- **NUCLEAIRE**

Aux réacteurs à eau pressurisée mis en service entre 1977 et 1999 doit s'en ajouter un d'une puissance de 1 650 MW, en construction depuis 2007 sur le site de Flamanville. Sa mise en service étant annoncée pour fin 2016, ce réacteur sera pris en compte à partir de

l'hiver 2016-2017, avec toutefois une disponibilité réduite les deux premières années d'exploitation.

- **CYCLE COMBINE AU GAZ**

La baisse de rentabilité des groupes de production fonctionnant au gaz a engendré des retraits saisonniers, voire des fermetures temporaires de certaines centrales. Ainsi, comme dans la précédente édition du Bilan prévisionnel, l'hypothèse de l'arrêt estival sur tout l'horizon de moyen terme de quatre groupes, dans le prolongement de leur arrêt prévu pour l'été 2014, a été retenue. En revanche, alors que seul un groupe était considéré comme retiré temporairement de 2014 à 2016 dans l'édition du Bilan prévisionnel 2013, l'hypothèse retenue dans la dernière édition est la mise en cocon de trois centrales sur tout l'horizon de moyen terme. Les deux groupes actuellement en projet poursuivent leur développement avec des mises en service prévues pour l'hiver 2016-2017 et pour l'hiver 2017-2018, soit respectivement un an et deux ans plus tard que dans la précédente édition du Bilan prévisionnel. Ces différences se traduisent par une capacité du parc de cycles combinés au gaz inférieure de 1300 MW au 1^{er} janvier 2016 et inférieure de 1700 MW en 2017 et 2018 par rapport à l'édition précédente du Bilan prévisionnel.

- **FIOUL ET CHARBON**

La filière charbon est particulièrement touchée par l'évolution des normes environnementales. Sept centrales, pour un total de 2,1 GW, ont ainsi fermé depuis 2013, et huit autres, pour un total de 1,9 GW, vont fermer d'ici à la fin de l'année 2015.

Le parc à fioul quant à lui est constitué de huit turbines à vapeur alimentées au fioul, pour un total de 5,3 GW. Deux d'entre elles (1,3 GW) respectent les normes européennes qui entreront en vigueur au 1^{er} janvier 2016 et sont présentes sur tout l'horizon de moyen terme. Les six autres groupes (d'une capacité cumulée de 3,8 GW) sont considérés comme indisponibles après le 31 décembre 2015, en l'absence d'annonce par les producteurs d'une mise aux normes. Ces groupes fonctionnent aujourd'hui, et jusqu'au 31 décembre 2015, sous un système de dérogation à la directive 2001/80/CE relative aux grandes installations de combustion en limitant leurs émissions de polluants.

B. PARC THERMIQUE DECENTRALISE NON RENOUVELABLE

La puissance disponible du parc de cogénération est revue à la hausse par rapport à l'édition 2013 du bilan de RTE de 750 MW en 2015 à 300 MW en 2019.

C. PARC RENOUVELABLE

- **EOLIEN**

L'hypothèse retenue par RTE est celle d'un retour au rythme de raccordement de 2011 et 2012, soit 800 MW par an sur l'horizon de moyen terme. Ce chiffre est le même que dans l'édition précédente du Bilan prévisionnel.

- **PHOTOVOLTAÏQUE**

Le Bilan prévisionnel 2014 retient une hypothèse de croissance du parc photovoltaïque de 700 MW par an jusqu'en 2020, inférieure aux objectifs du gouvernement ainsi qu'au rythme retenu dans le Bilan prévisionnel précédent (800 MW par an).

2.3.2.3 Les projets d'infrastructures à cinq ans

La nécessaire intégration de marchés électriques européens 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, qui seraient pourtant essentielles et les 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 représentent d'importants défis auxquels est confronté RTE à dans l'exercice de ses missions relatives au développement de réseau.

Ces enjeux requièrent des investissements conséquents dans le réseau public de transport d'électricité pour la décennie à venir. Ainsi, depuis 2012, les investissements de RTE sont en forte progression. Le niveau moyen annuel d'investissements prévu pour la période 2013-2016 s'élève à 1 647 M€, ce qui correspond à une hausse d'environ 40 % par rapport à la projection moyenne sur la période 2009-2012.

A. LE RENFORCEMENT DES CAPACITES D'ECHANGE FRANCE – ESPAGNE

La capacité d'échange maximale entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 de 1400 MW de la France vers l'Espagne et de 1300 MW de l'Espagne vers la France. En 2015, une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service, portant la capacité à 2800 MW dans le sens France vers Espagne. La capacité sera également portée à 2800 MW dans l'autre direction (Espagne vers France) à la mise en service par Red Electrica de España (REE) du déphaseur d'Arkale, en Espagne (prévue en 2017).

En parallèle, en application de la déclaration de Madrid du 4 mars 2015, RTE et REE mènent des études sur la possibilité d'augmenter encore les capacités d'échange avec l'Espagne. Le projet Golfe de Gascogne de liaison sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine pourrait notamment permettre de porter les capacités d'interconnexion à 5000 MW. Il a obtenu le statut de projet d'intérêt commun en octobre 2013.

B. LE RENFORCEMENT DE LA FRONTIERE ELECTRIQUE 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 projet d'utilité publique à l'été 2012 et a été retenu projet d'intérêt commun en octobre 2013. Les travaux de construction de la liaison en France ont commencé en 2015 et doivent s'achever en 2019.

C. L'ACCROISSEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – ANGLETERRE

L'intérêt économique de développer les interconnexions pour atteindre une capacité d'échange d'au moins 5 GW entre la Grande Bretagne et le continent a été souligné par RTE à plusieurs reprises. La capacité supplémentaire permettra, selon RTE, de valoriser la complémentarité des parcs de production des zones interconnectées dans le contexte d'un développement important des énergies renouvelables. Quatre projets d'interconnexion sont ainsi à l'étude avec l'Angleterre.

Le premier, IFA 2, prévoit une augmentation des capacités d'échange de 1000 MW. En 2013, les résultats des études sous-marines ont permis de proposer un tracé et de vérifier

l'équilibre économique du projet. La date de mise en service évoquée dans le schéma décennal de RTE est 2020.

Un deuxième projet d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la Manche, Eleclink, dont la mise en service est prévue en 2016, doit permettre d'augmenter les capacités d'interconnexion entre la France et l'Angleterre de 1000 MW.

Un troisième projet vise à profiter des projets de développement des hydroliennes au large des côtes de Normandie pour augmenter les capacités d'échanges lorsque les hydroliennes ne produisent pas. Ce projet est un projet mixte d'interconnexion et de raccordement de productions hydroliennes visant une capacité supplémentaire de 1000 à 1400 MW en 2022. Le raccordement du projet côté français est prévu dans le Cotentin, sans coût additionnel pour le réseau.

L'ensemble de ces projets a été retenu comme projets d'intérêt commun de l'UE.

D. LES AUTRES PROJETS A L'ETUDE

D'autres études, à un stade préliminaire, sont en cours sur des projets d'interconnexion avec l'Irlande, l'Allemagne, la Belgique et la Suisse.

S'agissant du Luxembourg, le gestionnaire de réseau national a abandonné l'idée d'un renforcement des interconnexions avec la France, en privilégiant un renforcement avec la Belgique et l'Allemagne.

Sur les frontières allemande et belge, des évolutions de parcs de production significatives sont escomptées avec la fermeture prévue des parcs nucléaires en Allemagne et en Belgique et le développement des énergies renouvelables. Ces évolutions sont susceptibles d'entraîner des complémentarités de parc importantes qui pourront être valorisées, selon RTE, au travers du développement des interconnexions. Les études réalisées au cours de l'année 2013 avec le gestionnaire de réseau belge en vue d'augmenter les capacités d'échange avec la Belgique ont permis de préciser la stratégie optimale de développement sur cette frontière. La stratégie d'un remplacement des lignes existantes est désormais privilégiée par rapport à la création d'une nouvelle ligne à courant continu. RTE poursuit par ailleurs des études avec les gestionnaires de réseaux allemands en vue d'une augmentation des capacités d'échange. Celle-ci apparaît souhaitable pour le système électrique européen quel que soit le scénario retenu, l'axe privilégié de développement étant pour l'instant le remplacement de lignes existantes.

Par ailleurs, RTE poursuit avec son homologue suisse des études sur le renforcement de capacités, en privilégiant le renforcement des axes existants. Les déterminants d'une augmentation des capacités d'interconnexion avec la Suisse résident dans le développement des stations de transfert d'énergie par pompage en Suisse, l'évolution des capacités de production dans la vallée du Rhône et les besoins d'importations de l'Italie.

Enfin, le projet de liaison de 600 km entre la France et l'Irlande, d'une capacité de 700 MW, a vu la signature le 27 mai 2013 d'un accord afin de lancer une étude des fonds marins destinée à préciser la faisabilité de l'ouvrage.

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

2.3.3.1 La gestion des pics de consommation électrique

Les pics de consommation électrique en France font référence, d'une part, 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 et, d'autre part, à une pointe saisonnière, la consommation électrique française étant très thermosensible (l'hiver, la consommation instantanée augmente de 2 400 MW lorsque la température baisse de 1°C).

L'indicateur de la pointe « a une chance sur dix » (probabilité de défaillance de 10% pendant 1 heure en hiver) de continuer à augmenter d'ici 2019, porté par une thermo sensibilité toujours en hausse. Néanmoins l'effet des politiques énergétiques mises en œuvre dans le secteur du bâtiment et sur les équipements nuance ce constat : le taux de croissance de la pointe « a une chance sur dix » de ralentir progressivement pour atteindre en fin de période le niveau du taux de croissance de la consommation en énergie (alors qu'il lui était deux à trois fois supérieur dans les années 2000). Cette analyse ne préjuge cependant pas de la puissance maximale atteignable lors de vagues de froid particulièrement sévères, comme celle de février 2012.

Il existe aujourd'hui plusieurs leviers de traitement de la pointe. D'une part, des incitations à la réduction de consommation en pointe sont assurées par des signaux tarifaires³² et des dispositifs locaux tels qu'Ecowatt opérant en Bretagne et en région Provence-Alpes-Côte-D'Azur³³. D'autre part, le développement de capacités permettant de répondre à la pointe résiduelle est envisagé dans le cadre des mécanismes de Programmation Pluriannuelle d'Investissement (PPI), qui peut éventuellement répondre à des problématiques de pointes locales et d'obligation de capacité, dont la mise en place est prévue par la loi NOME. Sur la base des orientations proposées par RTE en 2011, le décret d'application a été publié par le ministre chargé de l'énergie au Journal Officiel de la République française (JORF) en décembre 2012. Enfin, la courbe de charge peut être lissée par le pilotage de la demande assurée par le gestionnaire du réseau de transport.

2.3.3.2 L'ajustement électrique en temps réel

A. LES SERVICES SYSTEMES ET LE MECANISME D'AJUSTEMENT

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas tels que les 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, 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 2014, les charges qui découlent de l'équilibrage entre la production et la consommation électriques et de la résolution des congestions ont été supportées soit par les utilisateurs du réseau de transport, via le TURPE pour les réserves primaire et secondaire, soit par les responsables d'équilibre (règlement des écarts) pour le réglage tertiaire. La CRE approuve, d'une part, les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au

³² Signaux de type heures pleines/heures creuses, des tarifs EJP-Tempo et autres dispositifs de fournisseurs d'électricité incitant les consommateurs à réduire leur consommation (potentiel estimé à moins de 2000 MW).

³³ 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 de RTE.

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 MECANISME 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-ci 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. En 2015, elles permettront notamment de diminuer le seuil minimum de participation, en le portant de 10 à 1 MW. Il a de plus permis 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. Enfin, ce programme a permis d'expérimenter la participation des consommateurs à la fourniture des réserves automatiques primaire et secondaire depuis le 1^{er} juillet 2014 et 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.

2.3.3.3 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, en charge du paiement des écarts observés au sein de son périmètre. Les écarts des responsables d'équilibre sont 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 mesuré mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées. Les écarts sont calculés sur chaque demi-heure de la journée. Leur prix est calculé de la façon suivante :

TABLEAU 20: LE PRIX DES ECARTS

	Cas où l'écart global du système est positif	Cas où l'écart global du système est négatif
Prix des écarts positifs	Min (PEpex, PMP Baisse / (1+K))	PEpex
Prix des écarts négatifs	PEpex	Max (PEpex, PMP Hausse * (1+K))

Source : CRE – RTE

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 dû activer pendant la demi-heure concernée ;

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

k est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts.

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.

3 Le marché du gaz

3.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France deux GRT : les sociétés TIGF et GRTgaz.

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 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. Depuis le deuxième semestre 2013, TIGF est détenu à hauteur de 45 % par SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage italien, à hauteur de 35 % par GIC, un fonds d'investissement de l'état singapourien et à hauteur de 20 % par EDF.

On compte 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 La certification des gestionnaires de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution

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 DECISION 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. A 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 1^{er} juillet 2015 et depuis la décision de certification prise le 26 janvier 2012, GRTgaz a transmis 53 contrats à la CRE. 44 d'entre eux ont été approuvés par la CRE au titre du suivi de la certification. Pour les autres, la CRE a demandé de mettre un terme à ces prestations.

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 DECISION 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.

C. L'ANALYSE DE LA COHERENCE DES PLANS DECENNAUX DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT DES GRT FRANÇAIS AVEC LE PLAN EUROPEEN DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU

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 28 novembre 2014, une consultation publique sur les plans à dix ans de GRTgaz et de TIGF. Dans sa délibération du 17 décembre 2014, la CRE a demandé aux GRT de développer l'analyse des différentes hypothèses de consommation de gaz, en s'appuyant notamment sur des scénarios plus diversifiés, et en analysant l'évolution des projets d'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution et de leurs conséquences sur le développement des réseaux.

D. 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 entreprise³⁴, 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 en janvier 2015.

Concernant GRTgaz et TIGF, la CRE 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 son dernier rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a considéré que l'indépendance de GRDF vis-à-vis de sa maison-mère s'était légèrement renforcée en 2013 et 2014 grâce à plusieurs avancées, dont l'évolution de ses statuts en décembre 2013. Ces avancées doivent être complétées par la mise en œuvre des mesures demandées par la CRE afin de garantir son indépendance sur le long terme. Parmi ces mesures figure notamment la

³⁴ Ces codes de bonne conduite réunissent les mesures d'organisation interne prises par les gestionnaires de réseau pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Ces mesures déclinent les principes de non-discrimination, d'objectivité, de transparence et de confidentialité des informations commercialement sensibles dont le respect par les gestionnaires de réseaux constitue une garantie d'impartialité nécessaire à l'effectivité d'une concurrence au service des consommateurs finals.

définition d'un programme pluriannuel de mise en concurrence des prestations informatiques confiées à GDF SUEZ IT.

A l'automne 2014, GRDF a par ailleurs lancé sa première campagne de communication grand public. Cette campagne de communication de portée nationale avait pour objectif de promouvoir le raccordement aux réseaux de gaz naturel. Elle a renforcé la notoriété de GRDF, dont la proximité résiduelle de la dénomination avec celle de GDF SUEZ subsistait. Néanmoins, la CRE a souligné que des facteurs de confusion entre GRDF et GDF SUEZ demeuraient et a demandé à GRDF de procéder à un changement significatif des éléments constitutifs de sa marque afin de mettre fin à cette confusion. En outre, la CRE a demandé 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.

Dans sa délibération du 23 juin 2015³⁵, la CRE « *note que GRDF lui a présenté un plan de communication qui vise à mieux faire connaître au grand public les missions du distributeur. En complément des actions envisagées, la CRE invite GRDF à approfondir, d'ici le mois d'octobre 2015, ce plan de communication afin d'expliquer de façon pédagogique les missions du gestionnaire de réseaux de distribution en les distinguant clairement des missions des fournisseurs. La CRE considère que le changement du nom de GDF SUEZ en ENGIE est de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, fournisseur historique de gaz naturel* ».

S'agissant de l'indépendance des 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 **Audit mené par la CRE au sein de GRDF et des ELD de gaz sur leur processus de traitement des réclamations**

La CRE a réalisé, au début de 2014, une analyse du processus de traitement des réclamations par GRDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS. Cette analyse n'a pas révélé de dysfonctionnement majeur dans le traitement des réclamations de GRDF. Les services de la CRE ont constaté le professionnalisme des agents en charge du traitement des réclamations, leur connaissance des procédures nationales et des principes du code de bonne conduite. Toutefois plusieurs axes d'amélioration ont été identifiés. En effet, si la totalité des réclamations reçues sont a priori traitées, GRDF ne peut garantir que la totalité des réclamations des clients finals ou des tiers sont effectivement enregistrées dans les outils nationaux de production des tableaux de bord. En outre, les contrôles du traitement des réclamations nécessitent d'être menés plus fréquemment et renforcés, notamment sur les aspects relatifs à la conformité aux principes du code de bonne conduite.

Pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, des organisations adaptées à la taille des entreprises et aux nombres de réclamations reçues ont été mises en place. Toutefois, ces organisations et les procédures associées nécessitent des évolutions afin de garantir le respect des dispositions de l'article L.111-61 du code de l'énergie et des pratiques édictées par le Groupe de Travail Gaz (GTG). Ces différents constats ont conduit la CRE à formuler des demandes à l'égard des trois opérateurs en vue d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs.

³⁵ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/communication-reponses-erdf-grd>

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, qu'il dessert. 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 2013 et en 2014, précédées chacune d'une consultation publique.

La CRE a ainsi 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 indiquait qu'en cas de décision favorable des ministres, elle procéderait à la modification du tarif ATRD4 de GRDF pour définir le traitement tarifaire de son système de comptage évolué de GRDF.

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 notamment défini 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. 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 %.

3.1.1.1 La qualité de service

Les derniers tarifs de transport (ATRT5) et de distribution (ATRD4) de gaz naturel ont reconduit le cadre de régulation existant qui incite les GRT et les GRD à maîtriser leurs charges d'exploitation, les coûts de leurs investissements et leur qualité de service. La 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).

La CRE publie depuis 2009 un rapport annuel sur le bilan de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de réseaux de gaz et d'électricité. La sixième édition de ce rapport, portant sur la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, sera publié à l'automne 2015.

A. Evolution de la qualité de service des réseaux de transport

Entré en vigueur le 1^{er} avril 2014, l'ATRT5 maintient le dispositif de suivi de la qualité de service de GRTgaz et de TIGF tout en introduisant des évolutions.

Il prévoit que la qualité du service des opérateurs de réseau de transport de gaz GRTgaz et TIGF est suivie au moyen de quatorze indicateurs. Cinq indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière portent sur la qualité des mesures de consommation mises à disposition des expéditeurs pour s'équilibrer au mieux³⁶. Un indicateur incité financièrement a été inauguré au 1^{er} avril pour GRTgaz afin de l'inciter à mettre à disposition du marché des capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud. Les neuf indicateurs non incités financièrement portent sur l'impact sur l'environnement, le respect des programmes de maintenance, les prévisions de consommation et la relation avec les expéditeurs et les GRD³⁷.

Les montants du bonus total perçu par les GRT en 2014 sont en hausse pour GRTgaz (1,5 M€ en 2014 contre 909 K€ en 2013) et pour TIGF (201 K€ en 2014 contre 47,25 K€ en 2013), par rapport aux années précédentes.

B. Evolution 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 visent 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 finals.

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

Les résultats de GRDF et des ELD pour l'année 2014 seront rendus publics dans le prochain rapport de la CRE relatif à la qualité de service.

³⁶ *Taux de disponibilité des portails utilisateurs des GRT, qui garantit l'accès aux données ; Qualité des quantités de gaz mesurées aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD). Ces données sont transmises en J+1 aux GRD pour le calcul des allocations journalières provisoires des quantités de gaz livrées aux PITD par les expéditeurs transport ; Qualité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs industriels raccordés au réseau de transport. Ces données sont transmises aux expéditeurs en J+1 ; Qualité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs industriels raccordés au réseau de transport. Ces données sont transmises aux expéditeurs en cours de journée, pour cinq tranches horaires (6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h, 6h-1h) ; Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée (J, J+1).*

³⁷ *Emissions de gaz à effet de serre ; émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé ; Respect par les GRT de leurs programmes de maintenance : réduction des capacités disponibles ; respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT ; respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT ; Fiabilité des informations sur les interfaces clients (nombre de réclamations par mois) ; Délais de traitement des demandes de réservation de capacité sur le réseau principal ; Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD.*

3.1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux infrastructures de gaz naturel

3.1.3.1 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

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.

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte des obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport liées à la mise en œuvre du modèle ITO, du modèle-cible (*Gas Target Model*) développé par les régulateurs européens ainsi que des dispositions du code de réseau sur l'allocation des capacités (CAM) et des lignes directrices sur la gestion des congestions (CMP) qui s'imposeront aux GRT.

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

La CRE a associé l'ensemble des acteurs du marché à la préparation des tarifs ATRT5. A plusieurs reprises, elle a auditionné GRTgaz et TIGF ainsi que leurs actionnaires qui en avaient formulé la demande. En complément des travaux menés en Concertation Gaz, elle a également organisé deux ateliers et une table ronde sur l'évolution des places de marché, a tenu une table ronde sur les niveaux et les grilles tarifaires des GRT et a conduit cinq consultations publiques.

En ce qui concerne la structure tarifaire, les tarifs ATRT5 apportent 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 et 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.

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 fin 2015, ainsi qu'un nouveau point de sortie de gaz non odorisé vers la Belgique à Alveringem ont par ailleurs 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 REGULATION 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. A 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.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par chaque GRT au-delà de leur trajectoire seront conservés intégralement par eux. De façon symétrique, ils supporteront intégralement les surcoûts éventuels. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation pour les opérateurs à maîtriser leurs coûts.

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.

- **LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE 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.

En particulier, la CRE a introduit une incitation financière sur la qualité des prévisions de consommation publiées par les GRT. Ces prévisions permettent aux expéditeurs de prendre les actions correctives en vue d'équilibrer au mieux leur portefeuille. L'amélioration de leur qualité est essentielle pour évoluer vers le système d'équilibrage cible et appliquer le code de réseau européen sur l'équilibrage en 2015.

Dans la perspective de la création d'une place de marché unique en France, la CRE a par ailleurs introduit une incitation financière pour GRTgaz à maximiser les quantités de capacité commercialisées quotidiennement à la liaison Nord-Sud.

- **LA REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS**

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

Celle-ci 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).

3.1.3.2 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel 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.

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. 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'ajustement du solde du CRCP. Il 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 a complété 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. Les évolutions permettent 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 est 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 :

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

En application de la formule décrite plus haut, le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF a évolué de + 2,94 % au 1^{er} juillet 2014. 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 + 1,30 % (Régaz-Bordeaux) et + 5,41 % (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.

3.1.3.3 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les actuels tarifs d'accès aux terminaux méthaniers régulés (ATTM4) sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 et ont été mis à jour au 1^{er} avril 2015. Ils ont été définis dans un contexte de baisse significative de l'utilisation des terminaux méthaniers français. Si la diminution des émissions d'un terminal n'a pas de conséquences sur le revenu des opérateurs, grâce à la clause d'obligation de paiement des capacités souscrites, qu'elles soient utilisées ou non (*ship or pay*), la baisse des souscriptions explique en partie la hausse des tarifs fixés par la CRE.

La mise à jour de l'ATTM4 fixe des grilles tarifaires pour deux ans en baisse de 4,2 % pour le terminal de Montoir, en hausse de 3,8 % pour celui de Fos Cavaou. La grille tarifaire pour le terminal de Fos Tonkin, augmente de 25,1 %, ce qui s'explique par la réduction des capacités souscrites consécutives à la mise hors service programmée de deux réservoirs courant 2015.

3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux installations de stockages

L'article L. 421-5 du code de l'énergie pose le principe d'accès des tiers aux installations de stockage, dans la mesure où un accès efficace au réseau de transport l'exige pour des raisons techniques et économiques. En application de l'article L. 421-8, les modalités de l'accès aux capacités de stockage, et en particulier son prix, sont négociées dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Les ministres chargés de l'économie et de

l'énergie peuvent demander aux opérateurs de stockage de communiquer les informations nécessaires à l'appréciation des niveaux des prix d'accès pratiqués, dont notamment l'ensemble des éléments ayant permis d'élaborer les prix d'accès à ces stockages.

Les tarifs d'utilisation des stockages sont publiés sur les sites internet des deux opérateurs, Storengy et TIGF. Au 1^{er} avril 2015, les tarifs d'utilisation des stockages de TIGF ont connu une augmentation moyenne de 31,9 %, tandis que les tarifs de Storengy ont diminué en moyenne de 1,3 %. Ils n'ont pas évolué pour les produits Serene Littoral, Serene Sud, Sediane B, Sediane Nord et Saline et ont diminué de 12,4% pour le produit Serene Nord.

Il est en outre à noter que la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a lancé, le 4 mars 2015, une consultation publique relative à l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel. Celle-ci a porté sur les évolutions possibles du régime d'accès en vigueur, y compris sur une possible régulation de l'accès aux stockages à partir de l'hiver 2017/2018.

3.1.3.5 Les tarifs de raccordement au réseau

Conformément à l'article L.134-2 du code de l'énergie, la CRE précise, dans le respect des dispositions législatives et réglementaires et par décision publiée au JORF, les règles concernant les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L.453-1 du même code établit que les barèmes et les conditions techniques et commerciales de raccordement sont notifiés à la CRE, accompagnés des éléments comptables et financiers pertinents. Ils entrent en vigueur dans un délai de trois mois à compter de leur notification, sauf opposition motivée de la CRE, qui doit être formulée avant l'expiration de ce même délai.

A. RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT

Les contrats de raccordement aux réseaux de transport de GRTgaz ou de TIGF sont conclus pour une durée de 10 ans, sauf exception. Ils définissent notamment les conditions dans lesquelles le transporteur assure la réalisation, l'exploitation et la maintenance des ouvrages de raccordement destinés à un client, les conditions de livraison du gaz naturel livré au client par le transporteur au point de livraison consommateur dans le cadre d'un contrat d'acheminement ainsi que les conditions de détermination des quantités de gaz naturel qui seront livrées au point de livraison consommateur du client éligible dans le cadre d'un contrat d'acheminement.

Depuis 2013, le contrat de GRTgaz est scindé en deux contrats distincts, un contrat de raccordement et un contrat encadrant l'exploitation et la maintenance des ouvrages. TIGF continue de proposer un contrat unique pour le raccordement et la maintenance des ouvrages. La CRE a également demandé aux GRT d'établir des annexes au contrat de raccordement, précisant le périmètre et les caractéristiques des travaux de raccordement qui incombent à chacune des parties.

Le prix relatif à la mise à disposition des ouvrages de raccordement - branchement et poste(s) de livraison - correspond au coût de réalisation de ces ouvrages.

GRTgaz propose trois possibilités de paiement à ses clients (sous forme d'un paiement au comptant selon un échéancier convenu ; sur demande auprès de GRTgaz, sous forme de redevances annuelles égales à 10,2 % du coût de réalisation des ouvrages, qui s'appliquent tant pour le branchement que pour le(s) poste(s) de livraison ; ou sous forme mixte dite *cost-fee*). TIGF offre à ses clients la possibilité de régler les coûts de conception/réalisation

du raccordement soit au comptant, soit sous la forme de redevances semestrielles pouvant s'étaler sur 10 ans.

L'exploitation et la maintenance du branchement sont rémunérées par une redevance forfaitaire annuelle dont le montant est égal à 2 % du coût de réalisation dudit branchement dans le cas de GRTgaz. TIGF facture quant à lui directement au client une redevance pour l'exploitation et l'entretien du poste de livraison. Le montant de cette redevance annuelle forfaitaire est fixé aux conditions particulières du contrat de raccordement.

Le groupe de concertation « raccordement » travaille à l'élaboration d'une nouvelle version du contrat de raccordement de GRTgaz, ainsi que l'établissement de forfaits pour les différents postes de coûts du raccordement (études, poste de livraison, branchement et options).

La CRE approuvera, au dernier trimestre 2015, une consultation publique portant sur les éléments commerciaux relatifs au raccordement aux réseaux de transport de gaz.

B. RACCORDEMENT AU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les conditions et barèmes de raccordement sont définis dans les catalogues de prestation des GRD.

Dans le cas de GRDF, cette prestation est réalisée à la demande d'un client ou par un fournisseur pour le compte d'un client.

Le raccordement est constitué par un branchement et, le cas échéant, une extension. Le branchement désigne l'ouvrage assurant la liaison entre la canalisation de distribution publique existante (ou l'extension envisagée de cette dernière) et la bride amont du poste (ou l'organe de coupure générale situé en limite de propriété). L'extension désigne la portion supplémentaire de canalisation de distribution publique à construire depuis sa localisation actuelle jusqu'au branchement envisagé. Les barèmes appliqués dépendent du débit maximum du compteur et de la nécessité d'établir le branchement seul ou bien de procéder à une extension.

Le raccordement est proposé sous réserve d'obtention des autorisations administratives. Sa conception et son exploitation répondent aux prescriptions techniques de GRDF relatives au code de l'énergie et au décret n°2004-555 du 15 juin 2004 relatif aux prescriptions techniques applicables aux canalisations et raccordements des installations de transport, de distribution et de stockage de gaz. Il est soumis à la signature d'un contrat de raccordement avec GRDF ou à l'acceptation d'un devis.

3.1.4 Les échanges transfrontaliers de gaz

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 règlement (UE) n°984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution

des capacités dans les systèmes de transport de gaz (ci-après désigné code CAM) ont été mises en œuvre de façon anticipée à compter d'avril 2013, avec comme objectif d'assurer une pleine conformité au règlement au 1^{er} novembre 2015.

3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport

La mise en œuvre des enchères de produits groupés a été rendue possible par la création de la plateforme commune de réservation de capacités PRISMA. En effet, 16 GRT européens, dont GRTgaz, se sont associés en 2012 pour lancer cette plateforme d'envergure européenne au 1^{er} janvier 2013. Les fonctionnalités de la plateforme ont été peu à peu développées pour permettre une commercialisation des capacités en conformité avec l'ensemble des dispositions du code de réseau. 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.

Les discussions avec les transporteurs et régulateurs adjacents ont permis de définir le calendrier et les modalités de mise en œuvre du code CAM aux interconnexions via la plateforme PRISMA. Le résultat de ces travaux a été retranscrit dans la délibération de la CRE du 29 mars 2013, conduisant à la vente aux enchères des capacités mensuelles groupées à Obergaillbach et des capacités journalières groupées à Obergaillbach et Taisnières H dès avril 2013. Une seconde délibération de la CRE prise le 13 février 2014 a acté le déploiement des enchères de produits groupés à des produits de maturité plus longues et à de nouveaux points d'interconnexion. En février 2015, les GRT espagnol, Enagas, et portugais, REN, ont signé un accord d'association et de prestation de service avec PRISMA. Les capacités de tous les points d'interconnexion français pourront donc être allouées sur une seule et même plateforme : PRISMA.

Les modalités d'allocation des capacités sont présentées ci-dessous.

A. DUNKERQUE

Au point d'interconnexion de Dunkerque, point d'entrée du gaz norvégien sur le réseau français, 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 Y-1 et l'autre en février de l'année Y.

Les capacités restées invendues au terme de l'OSP long-terme viennent s'ajouter aux 20 % de capacités réservées aux souscriptions court-terme et sont allouées sous la forme de réservations annuelles dans le cadre d'une vente par guichet.

Les capacités annuelles restées invendues au terme de cette OSP court-terme sont attribuées suivant la règle du « premier arrivé, premier servi » jusqu'au dernier jour du mois M-2. 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 civil de M-1 et jusqu'à 13h en J-1. Enfin, GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour (entre 14h et 15h pour le lendemain) les capacités fermes quotidiennes restant disponibles.

S'agissant d'un point d'interconnexion avec un pays hors Union Européenne, l'application du code CAM n'est pas obligatoire. A ce stade, 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 CAM à l'horizon 2015.

B. TAISNIERES H ET B

Aux points d'interconnexion de Taisnières H et B avec la Belgique, tous les produits de capacités prévus par le code CAM, à l'exception des produits infra-journaliers, sont désormais commercialisés aux enchères sous forme groupée.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

Les capacités restées invendues lors des enchères annuelles et trimestrielles sont proposées à la vente sous forme de produits groupés mensuels. De même, les capacités invendues lors des enchères mensuelles sont commercialisées en produits journaliers.

C. OBERGAILBACH

Au point d'interconnexion d'Obergailbach avec l'Allemagne, tous les produits de capacités prévus par le code CAM, à l'exception des produits infra-journaliers, sont désormais commercialisés aux enchères sous forme groupée.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

Les capacités restées invendues lors des enchères annuelles et trimestrielles sont proposées à la vente sous forme de produits groupés mensuels. De même, les capacités invendues lors des enchères mensuelles sont commercialisées en produits journaliers.

Par ailleurs, des discussions entre les transporteurs et régulateurs français et allemand concernant la définition des niveaux de capacité ferme au point d'interconnexion Medelsheim/Obergailbach ont eu lieu depuis 2013. En effet, les GRT allemands ont décidé unilatéralement de transférer de la capacité ferme depuis Medelsheim vers d'autres points de leur réseau, ce qui a conduit à créer un écart d'environ 50GWh/j entre les capacités fermes en sortie d'Allemagne et en entrée en France. Cette tendance se poursuit puisque lors des enchères trimestrielles de juin 2015, OGE a réalloué environ 1,70 GWh/j de capacités vers d'autres points de son réseau en Allemagne.

D. OLTINGUE

Le point d'interconnexion d'Oltingue avec la Suisse ne rentre pas dans le champ d'application obligatoire du code CAM car il s'agit d'une interconnexion avec un pays tiers. Par sa délibération du 13 février 2014, la CRE a validé la proposition de GRTgaz d'appliquer les enchères sur ce point et lui a demandé de poursuivre les discussions avec l'opérateur adjacent Fluxswiss pour permettre la mise en place du groupement de capacités.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 %

de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

Les capacités restées invendues lors des enchères annuelles et trimestrielles sont proposées à la vente sous forme de produits groupés mensuels. De même, les capacités invendues lors des enchères mensuelles sont commercialisées en produits journaliers.

Depuis octobre 2014, GRTgaz et Gasnat commercialisent un produit groupé trimestriel (Q1 et Q2) constitué d'une sortie Suisse vers la France et d'une entrée dans la zone Sud de GRTgaz. Ce produit rebours est commercialisé sur PRISMA lors des enchères trimestrielles de juin.

E. INTERCONNEXIONS AVEC L'ESPAGNE

Les réseaux de transport de gaz français et espagnol sont reliés par deux points d'interconnexion physiques bidirectionnels, Larrau et Biriadou. TIGF a rejoint l'actionnariat de PRISMA au 1er janvier 2014 et le transporteur espagnol Enagas qui avait souscrit un contrat pilote avec la plateforme en 2014, permettant de déployer les enchères aux interconnexions franco-espagnoles en 2014, a signé en février 2015 un accord d'association et de prestation de service avec PRISMA.

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.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

Les capacités restées invendues lors des enchères annuelles et trimestrielles sont proposées à la vente sous forme de produits groupés mensuels. De même, les capacités invendues lors des enchères mensuelles sont commercialisées en produits journaliers. Enagas n'étant pas en mesure de procéder aux enchères de produits journaliers en 2014, TIGF commercialisera aux enchères les produits journaliers sous forme non groupée à compter de septembre 2014 (fin du système de « premier arrivé, premier servi »).

A compter de décembre 2015, les capacités techniques du VIP PIRINEOS augmenteront 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.

3.1.4.2 Les règles de gestion des congestions

Sur la base des échanges avec les transporteurs et régulateurs adjacents et des résultats de sa consultation publique, 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.

A. LES CAPACITES RESTITUABLES

Concernant le point d'interconnexion de Dunkerque, le mécanisme de capacités restituables actuellement en vigueur prévoit que les expéditeurs qui disposent de plus de 20% de la capacité ferme technique annuelle ont l'obligation de restituer une partie de ces capacités à GRTgaz dès lors que des demandes exprimées par des expéditeurs tiers ne peuvent être servies.

B. LA RESTITUTION VOLONTAIRE DE CAPACITE

Le mécanisme de restitution volontaire de capacité permet aux expéditeurs de rendre au GRT une partie ou la totalité des capacités qu'ils détiennent sans limite de volume ni de durée (à l'exception des produits de capacité d'une durée d'un jour ou moins). Ces produits seront réalloués sous la forme de produits trimestriels (jusqu'à quatre produits consécutifs) et mensuels, lors du processus standard de commercialisation des capacités. Toute capacité restituée qui n'aura pas été réallouée devra être rendue au détenteur initial à l'issue de chaque période de commercialisation.

Lorsqu'un expéditeur a souscrit des capacités sous forme groupée auprès de deux gestionnaires de réseau adjacents, ces capacités doivent être restituées sous forme groupée et elles sont reproposées au marché en produits groupés.

En ce qui concerne la règle de priorité pour la réallocation des produits restitués, les capacités restituées en premier sont réallouées en premier.

Afin d'assurer la neutralité financière de ce mécanisme pour le GRT, le détenteur initial de la capacité reste redevable de tout différentiel positif entre le prix initial et le prix de revente.

C. LES MECANISMES DE SURRESERVATION ET RACHAT

Le champ d'application du mécanisme de surréservation et rachat a été défini sur la base des analyses de risques préparés par les GRT pour chaque point d'interconnexion, intégrant en particulier l'analyse de l'utilisation passée du point d'entrée-sortie tout en tenant compte des souscriptions de capacités. Concernant les interconnexions 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 2016.

Compte tenu de la complexité du mécanisme et des risques associés, il a également été décidé de ne pas l'appliquer aux interconnexions avec les pays tiers.

L'offre de capacité additionnelle porte sur des produits trimestriels, mensuels et quotidiens et représente environ 5 % de la capacité ferme technique. Le volume de capacité additionnelle offert sur les produits trimestriels et mensuels peut être revu en cours d'année par la CRE sur demande motivée des GRT.

Dans le cas où l'ensemble des nominations des capacités fermes ne peuvent être satisfaites, le GRT ouvre une première phase de rachat reposant sur le volontariat des expéditeurs.

Dans l'attente de la mise en place d'une plateforme électronique de rachat en coordination avec les GRT adjacents, GRTgaz devra mettre en place une procédure simplifiée d'appel au marché. Si cette procédure volontaire d'appel au marché ne permet pas de réduire suffisamment les nominations, le GRT fera alors appel à la règle par défaut suivante : le GRT rachètera à chaque expéditeur détenteur de capacité ferme sur le point concerné, des capacités fermes au prorata des capacités fermes détenues, après interruption des capacités interruptibles des points concernés.

Afin de refléter un prix de marché tout en limitant les risques de dérive de coûts de rachat pour le GRT, la CRE estime que, pour la première phase d'appel au marché, le prix de rachat maximal doit être égal à la moyenne des prix d'adjudication des enchères trimestrielles, mensuelles et journalières pondérée des quantités souscrites lors de ces enchères, majorée de 25%, pour le type de capacité (groupée ou non groupée). En cas de mise en œuvre de la règle par défaut, le prix de rachat sera égal au prix indiqué précédemment non majoré de 25%.

D. Le MÉCANISME DE *USE IT OR BUY IT* (UBI)

Ce mécanisme permet aux expéditeurs de demander des capacités supplémentaires au-delà de leurs souscriptions et de les acquérir à un prix égal à 1/500^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

Les capacités UBI comprennent les capacités restées invendues après la commercialisation des produits journaliers et les capacités souscrites mais non nominées. Celles-ci sont demandées la veille pour le lendemain. Les capacités pour le jour J sont donc demandées par le biais des nominations (au-delà des droits) à partir de 14h le jour J-1 jusqu' à 03h le jour J. Dans le cas où les capacités demandées dans le cadre de l'UIOLI ne peuvent être complètement servies, les capacités sont allouées au prorata des demandes reçues. Ces capacités sont interruptibles dans la mesure où les détenteurs initiaux de capacité conservent la possibilité de renominer à la hausse.

E. LE MÉCANISME DE *USE IT OR LOSE IT* (UIOLI) LONG TERME

Le mécanisme UIOLI long terme était en place avant l'entrée en vigueur de l'annexe CMP mais a fait l'objet d'adaptations au 1^{er} octobre 2013.

Il est prévu que les GRT surveillent les cas de sous-utilisation systématique de la capacité par un expéditeur, c'est-à-dire quand l'utilisateur utilise annuellement en moyenne entre le 1^{er} avril et le 30 septembre et entre le 1^{er} octobre et le 31 mars, moins de 80% de sa capacité acquise par un contrat d'une durée effective de plus d'un an.

Dans le cas où d'autres utilisateurs demandent des capacités fermes sur ce même point sans que ces demandes n'aient pu être satisfaites dans le cadre des processus d'allocation usuels, le GRT informe la CRE et étudie la situation de congestion au point d'entrée-sortie concerné. Si l'expéditeur n'a pas pu fournir de justification appropriée, le retrait de la capacité est proposé par le GRT et décidé ensuite par la CRE.

La décision de retrait de produits groupés doit être coordonnée entre les GRT et les régulateurs des réseaux adjacents.

F. LE MARCHÉ SECONDAIRE DE CAPACITÉ

Les expéditeurs ont la possibilité de procéder à des échanges de capacités, soit en cédant uniquement le droit d'usage de la capacité, soit en cédant l'ensemble de ses droits et obligations (cessions complètes).

La plateforme Capsquare était mise à disposition des expéditeurs présents sur le réseau de GRTgaz et proposait une offre d'échange multilatéral et anonyme de capacités et une offre de notification, permettant l'enregistrement auprès de GRTgaz des capacités échangées de gré à gré. Cette offre a été transférée sur la plateforme secondaire de PRISMA au 1^{er} avril 2014.

Dans le cas de TIGF, les transactions sont conclues sur une base bilatérale (de gré à gré). Elles sont notifiées séparément par les deux parties ayant signé un contrat de transport et validées par TIGF qui vérifie la cohérence entre cession et acquisition de capacités. TIGF et Enagas ont mis en place une procédure de notification spécifique pour les produits groupés depuis avril 2014. TIGF poursuit ses travaux de coordination avec Enagas pour que les échanges de capacités France-Espagne aient également lieu sur PRISMA à compter de 2016.

3.1.5 Le respect des obligations

A ce jour, l'ACER 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.

3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

3.2.1 Le marché de gros

3.2.1.1 Etat des lieux

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Les quatre principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'approvisionne en gaz naturel sont la Norvège (31 %), les Pays-Bas (18 %), l'Algérie (16 %) et la Russie (15 %)³⁸. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs³⁹ dans les exportations, celle-ci est restée stable par rapport à 2013.

Le tableau ci-dessous présente les importations, les exportations et la production par zone de GRT mesurées au cours de l'année 2014.

³⁸ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-gaz-naturel-en-France,10627.html>

³⁹ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz et les ELD).

TABLEAU 21: IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONE

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs (2)	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)			
Zone GRTgaz			
Importations	521,88	224,36	43%
dont importations terrestres	452,29	224,26	50%
dont Gaz naturel liquifié	69,60	0,09	0%
Exportations	36,64	25,77	70%
Production	0,16	-	0%
Zone TIGF			
Importations depuis zones GRTgaz	84,93	37,60	44%
Importations depuis l'Espagne	0,39	0,37	94%
Exportations vers l'Espagne	49,03	21,93	45%
Production	-	-	-

Source : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

Les deux fournisseurs historiques, GDF Suez et Total, assurent à eux deux une part importante des importations. En 2014, les trois principaux importateurs ont représenté 76 % des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs ayant réalisé des importations est passé de 39 en 2013 à 46 en 2014.

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 2004⁴⁰. Il s'agit de points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage des réseaux de GRTgaz et TIGF, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Au 1^{er} janvier 2009, à la suite de la fusion des zones GRTgaz Nord-H, Est et Ouest, le nombre de PEG a été réduit à quatre (PEG Nord H, PEG Nord B, PEG Sud et PEG TIGF). En avril 2013, les zones Nord-H et Nord-B ont fusionné créant un PEG Nord unique. En avril 2015, les PEG Sud et TIGF ont été fusionnés, créant le TRS (*Trading Region South*). 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 2014⁴¹.

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

Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web de la plateforme de négociation 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.

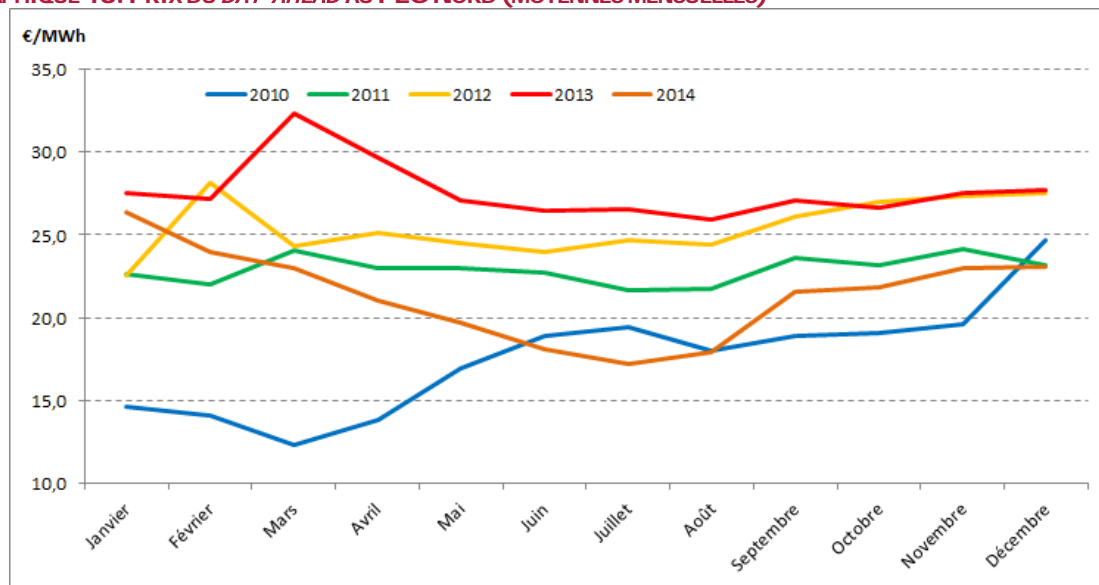
Les prix *day-ahead* au PEG Nord ont enregistré une baisse de 29 % au cours de l'année 2014 et se sont établis en moyenne à 21,4 €/MWh contre 27,7 €/MWh en 2013. L'année 2014 a été marquée par des températures relativement douces, notamment en hiver, ce qui a conduit à une forte baisse des prix. Les stockages ont été moins utilisés pendant la période hivernale, et le surplus de stock s'est fait ressentir sur la période estivale où le remplissage

⁴⁰ Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français.

⁴¹ <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/creation-d-une-place-de-marche-gaz-unique-en-france-en-2018>

n'a pas nécessité autant d'injections que les années précédentes, ce qui a accentué la baisse de prix de juin à août.

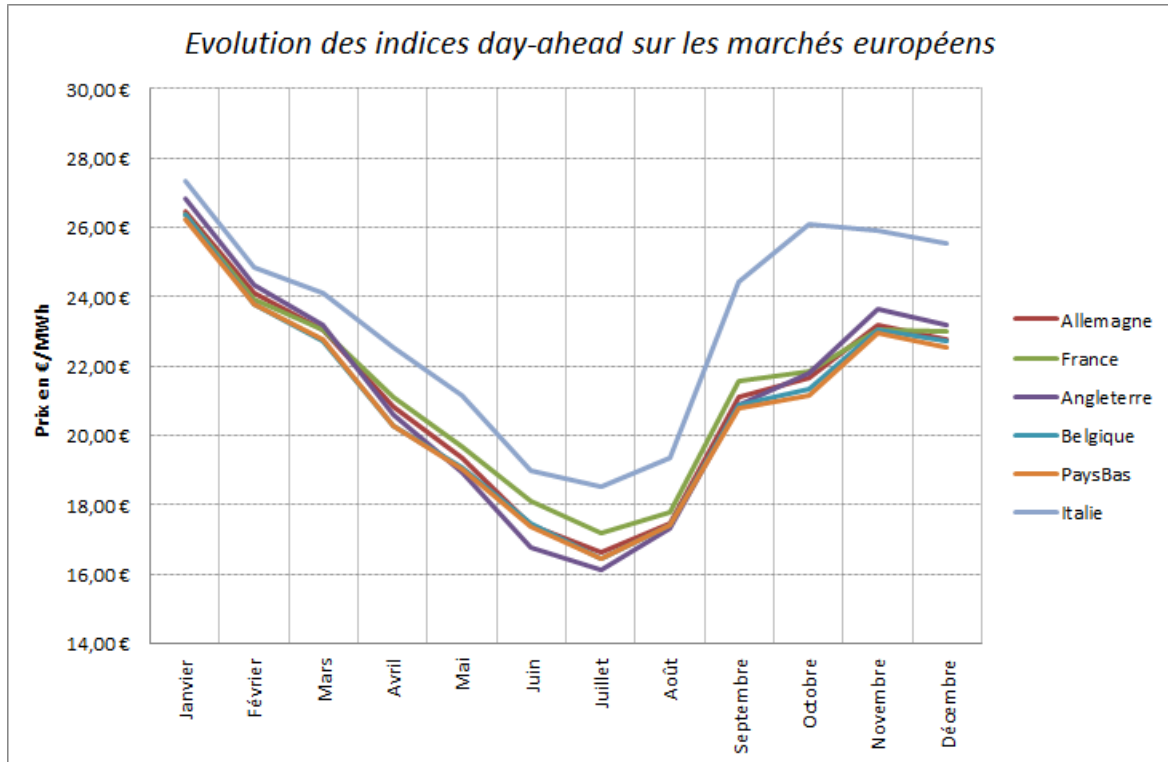
GRAPHIQUE 18: PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES)



Source : Powernext, Argus, Heren

En 2014, en plus de la consommation relativement faible (-16,5 % par rapport à 2013), la production électrique à partir de gaz a encore diminué (-28,2 % par rapport à 2013), dans un contexte de meilleure compétitivité des centrales fonctionnant à partir de charbon et de l'augmentation de la production à partir de sources renouvelables. Les prix des principaux hubs du Nord-Ouest de l'Europe suivent la même tendance que les prix français, avec un premium structurel pour les prix français qui sont en bout de chaîne d'approvisionnement par gazoduc (le GNL étant toujours faiblement sollicité en 2014).

GRAPHIQUE 19: PRIX DU *DAY-AHEAD* SUR LES PRINCIPAUX HUBS DU NORD-OUEST DE L'EUROPE

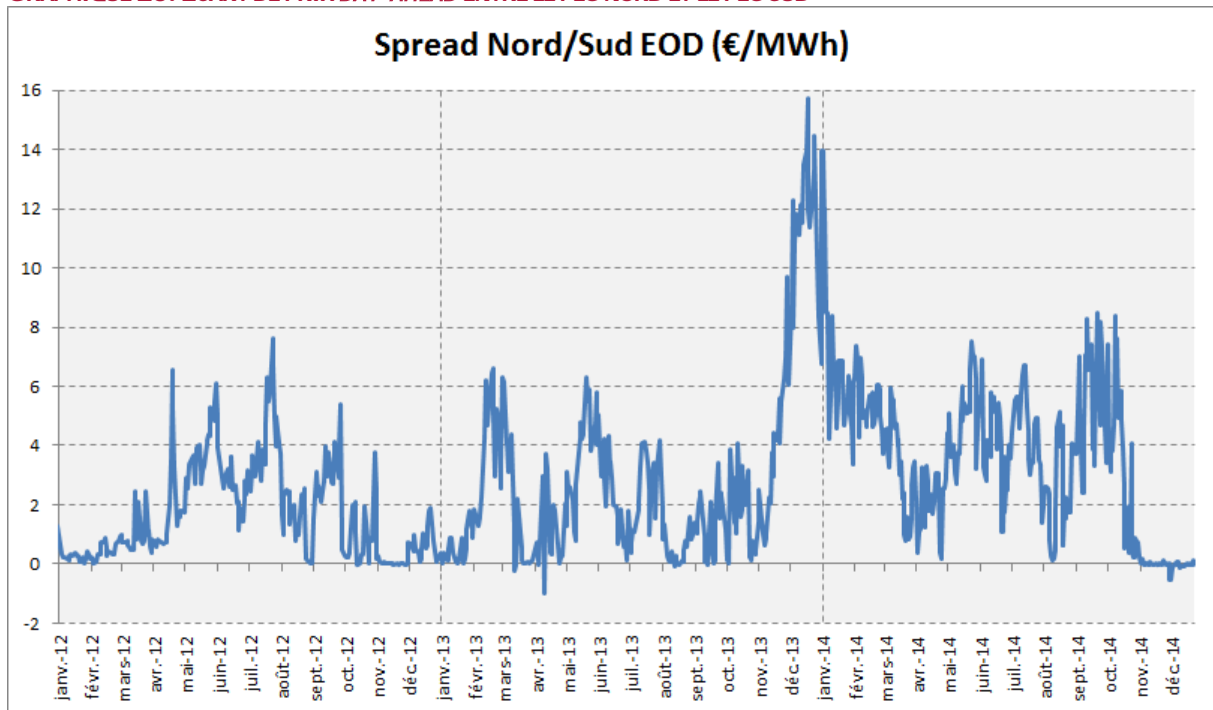


Source : Powernext, Argus, Heren

L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud a légèrement augmenté en 2014. En effet, le prix au PEG Sud a traité en moyenne 3,6 €/MWh (contre 2,8 €/MWh en 2013) au-dessus du PEG Nord tout en connaissant des variations journalières importantes. Cependant, le différentiel entre les deux zones de prix a quasiment disparu entre fin octobre 2014 et la fin de l'année.

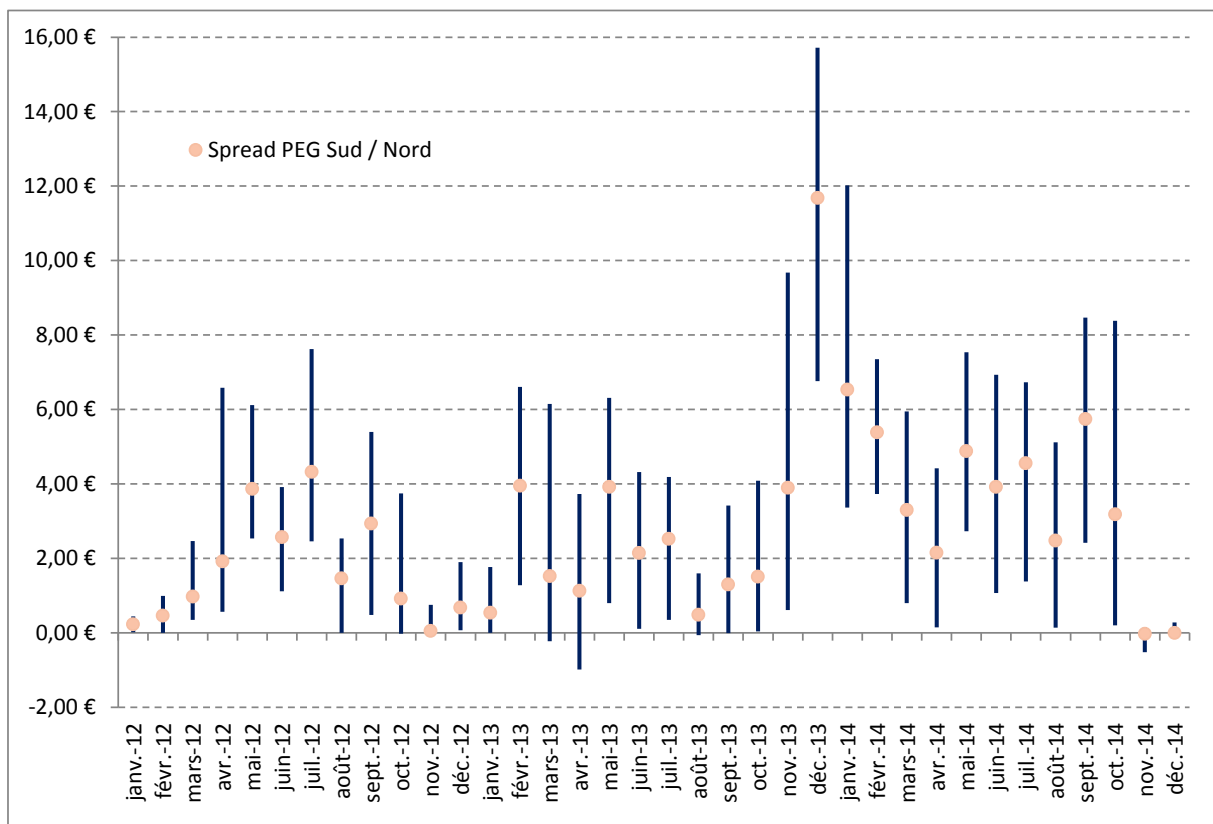
Cet écart était apparu à partir de 2012 dans un contexte de tension structurelle affectant l'approvisionnement du sud de la France. Cette tension avait atteint des sommets sur la fin de l'année 2013 suite à la saturation de la liaison Nord-Sud de GRTgaz, une baisse des émissions des terminaux méthaniers 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 20: ECART DE PRIX DAY-AHEAD ENTRE LE PEG NORD ET LE PEG SUD



Source : Powernext

GRAPHIQUE 21: VOLATILITE 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 2014, le nombre d'acteurs actifs⁴² sur les plateformes de Powernext a été de 54 pour le segment *spot* et de 38 pour le segment *futures* (contre 43 et 33, respectivement, en 2013).

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 2014, 61 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 57 en 2013).

Entre 2013 et 2014, les volumes échangés sur les marchés intermédiés ont augmenté sur le segment terme mais ont diminué sur le segment *spot*. Les échanges sur le segment *spot* représentent environ un tiers du volume total négocié. Malgré la baisse globale des échanges sur le segment *spot*, les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont continué à progresser en 2014, grâce notamment au développement de son offre dans le cadre de son projet de coopération avec EEX (PEGAS). Si les échanges de produits à terme sur Powernext ont progressé en 2014, l'essentiel de l'activité sur ce segment reste dominé par les courtiers.

TABLEAU 22 : VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES INTERMEDIÉS

Volumes échangés (TWh)	2013	2014	Variation	
			En pourcentage	En valeur
Marché spot	153,3	149,3	-3%	-4,0
Intraday	16,1	15,7	-3%	-0,4
Day Ahead	83,5	87,8	5%	4,3
Bourse	70,4	93,3	33%	22,9
Broker	83,0	56,0	-33%	-27,0
Marché à terme	292,4	310,2	6%	17,8
M+1	84,7	97,4	15%	12,7
Q+1	25,1	32,4	29%	7,3
Y+1	14,1	12,4	-12%	-1,7
Bourse	29,2	39,8	36%	10,6
Broker	263,2	270,4	3%	7,2

Source : Powernext, courtiers – Analyse CRE

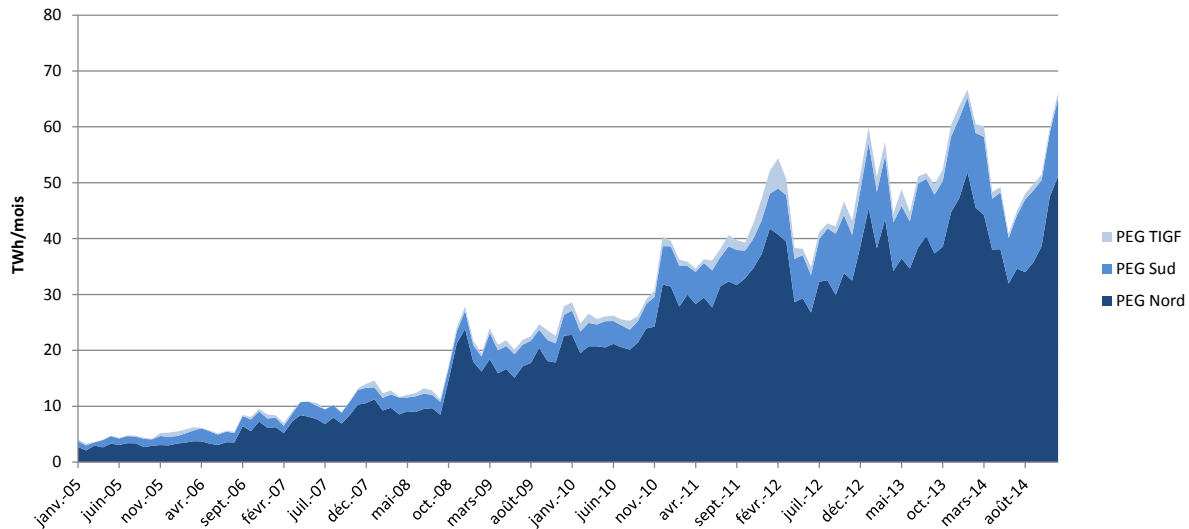
3.2.1.4 Les livraisons aux PEG

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 2014, 646 TWh ont été livrés aux PEG, contre 635 TWh en 2013 et 536 TWh en 2012. Bien que la plupart des volumes échangés entre les acteurs de marché aient lieu au PEG Nord, les livraisons au PEG Sud continuent à se développer et atteignent 22% du total échangé en 2014.

⁴² Effectuant au moins une transaction sur la période.

GRAPHIQUE 22: VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS (DONNEES MENSUELLES)



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

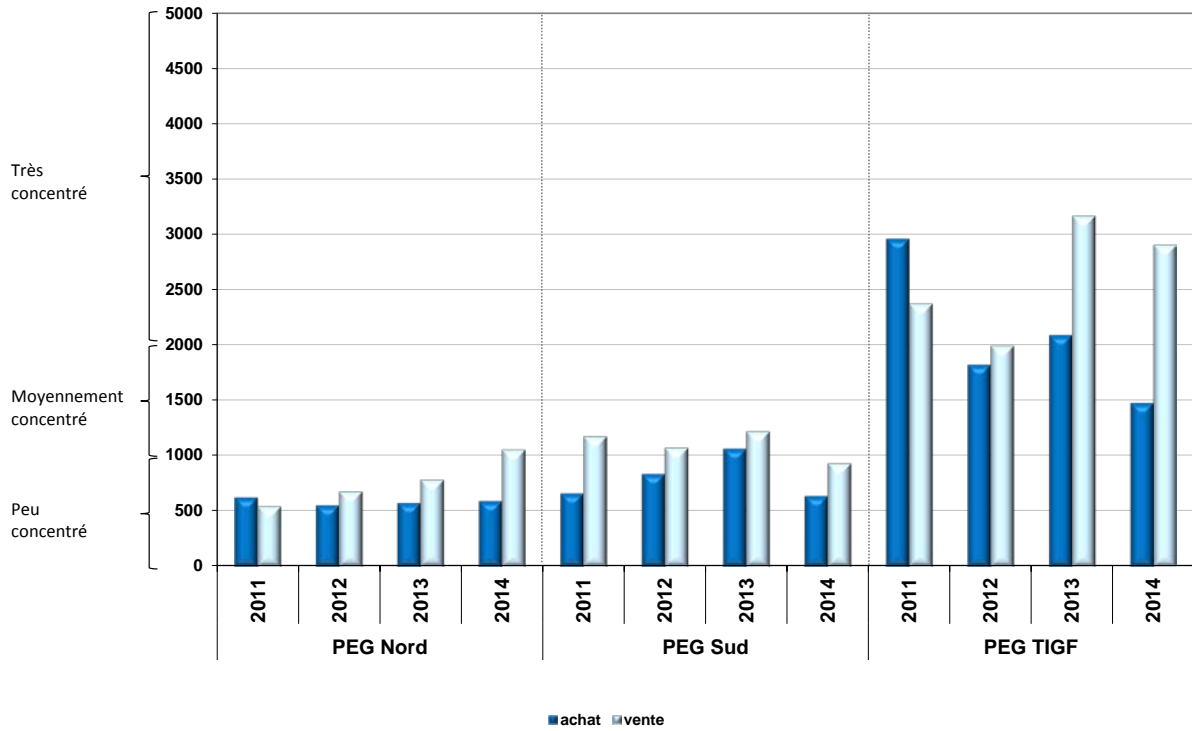
Les deux graphiques suivants présentent le niveau de concentration (Indice HHI) des marchés intermédiés français pour les segments *spot* et à terme et par PEG.

Le PEG Nord 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 PEG Sud continue à se développer, notamment sur le segment *spot*. Les niveaux de concentration sur ce segment atteignaient en 2014, des niveaux comparables à ceux du PEG Nord. Les indices de concentration ont également diminué sur le segment à terme, mais restent plus élevés qu'au PEG Nord.

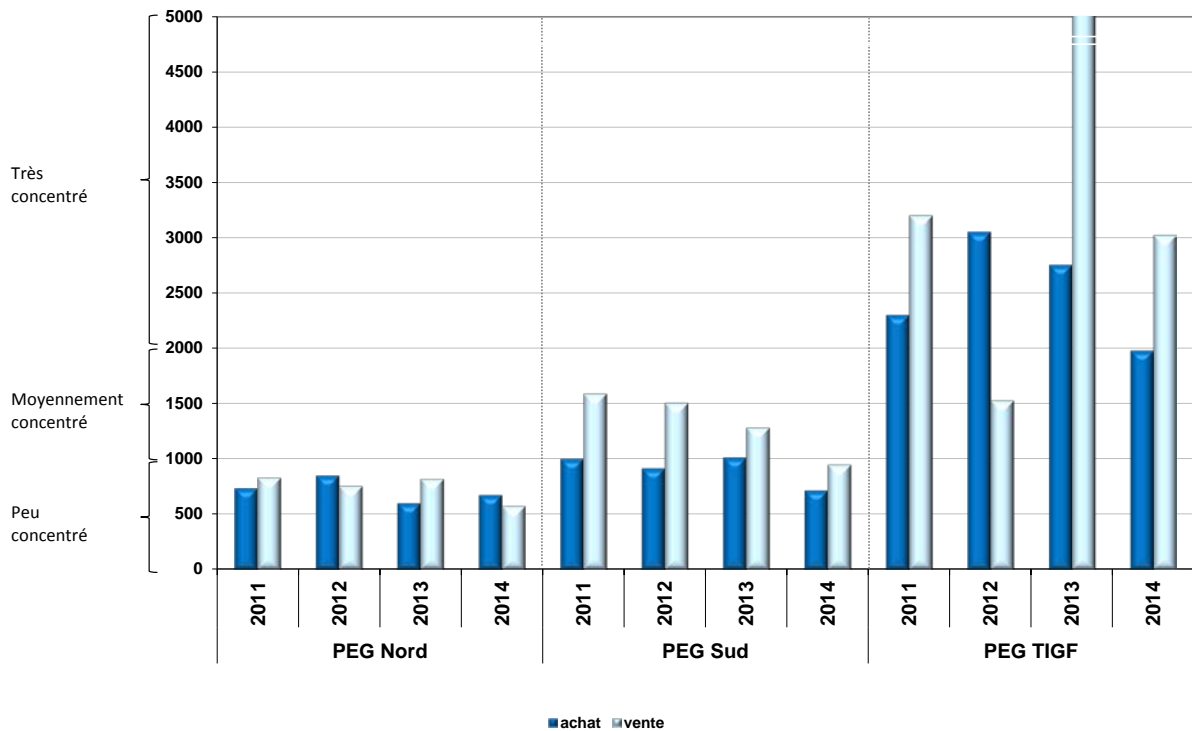
Enfin, le PEG TIGF maintenait des niveaux de HHI très élevés. Ce constat s'explique notamment par sa liquidité très limitée, la faiblesse des volumes échangés sur ce PEG et l'absence d'interconnexion de la zone TIGF avec des marchés suffisamment liquides.

GRAPHIQUE 23: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMEDIÉS FRANÇAIS (SEGMENT SPOT)



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

GRAPHIQUE 24: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMEDIÉS FRANÇAIS (SEGMENT A TERME)



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

3.2.2 Le marché de détail

3.2.2.1 Etat des lieux

A. LES CONSOMMATEURS

L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2008. Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel.

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 n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation prévoient la suppression progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel selon un calendrier en trois étapes :

- depuis 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.

Au 31 décembre 2014 11,4 millions de sites étaient éligibles, ce qui représente environ 469 TWh de consommation annuelle de gaz naturel.

Les clients peuvent disposer d'un contrat aux tarifs réglementés, proposés uniquement par des fournisseurs historiques ou d'un contrat en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

TABLEAU 23 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS ET DE LA CONSOMMATION PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2014)

	Nombre de sites	Consommation 2014 en TWh
Sites résidentiels	10 621 000	125
Sites non résidentiels	669 000	341

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

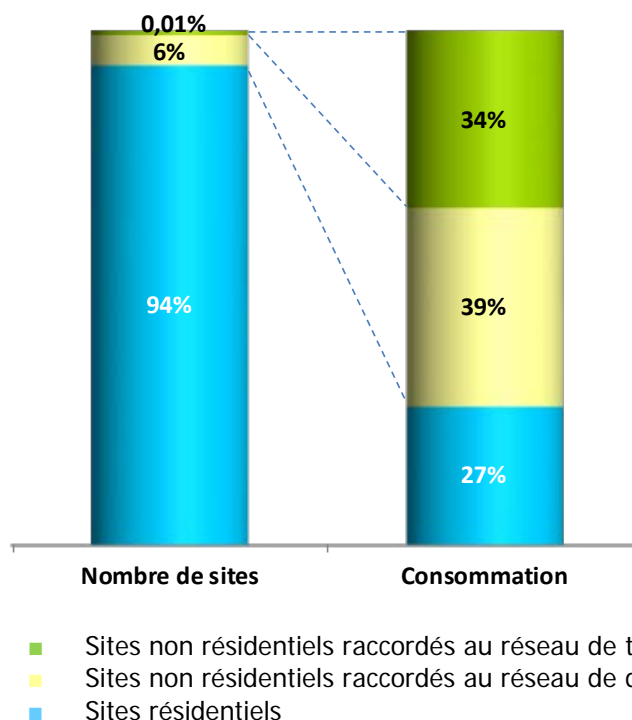
Au cours de l'année 2014, l'ouverture du marché résidentiel à la concurrence a sensiblement augmenté. Au 31 décembre 2014, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 1 776 000 clients résidentiels sur un total de 10,6 millions. 3 451 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 51 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 964 000 sites sur l'année 2014 (+39 %) correspondant à 80 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché. Cette augmentation est principalement due à une augmentation du nombre de sites en offre de marché chez les fournisseurs historiques (+ 630 000 de sites en 2014).

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a connu une progression marquée en 2014 due notamment à la fin de l'éligibilité aux tarifs réglementés des plus grands consommateurs de gaz naturel et à l'approche de la suppression des TRV pour une grande partie des consommateurs non résidentiels au 1^{er} janvier 2015 et 2016. Au 31 décembre 2014, 205 000 clients non résidentiels s'approvisionnaient chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 669 000. Par ailleurs, 400 000 sites non résidentiels étaient en offre de

marché, dont 51 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 18 % en 2014.

Sur le marché du gaz résidentiel, les tarifs réglementés sont ainsi toujours prépondérants avec 67 % des sites et 69 % de la consommation, malgré une nette amélioration de l'ouverture à la concurrence au cours de l'année 2014. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 40 % du nombre de sites et 10 % de la consommation totale. En particulier, la totalité des grands sites raccordés au réseau de transport sont en offre de marché.

GRAPHIQUE 25: TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2014



Source : données 2014 GRT, GRD – Analyse : CRE

B. LES PARTS DE MARCHE - ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES

Au 31 décembre 2014, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 17,5 % (soit environ 44,2 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. En effet, la pénétration des fournisseurs alternatifs est beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels (63,6 % et 45,7 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (17 % de la consommation annuelle).

TABLEAU 24: PARTS DE MARCHE DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
93%	64%	87%	93%

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 25: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
82%	45%	68%	83%

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 26: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
16%	34%	25%	16%

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

C. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERMES DE VOLUME DE CONSOMMATION

Les tableaux suivants présentent les parts de marchés en volume par type de segment.

TABLEAU 27: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
67%	52%	69%	93%

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 28: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2014)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
54%	36%	52%	83%

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 29: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2014)

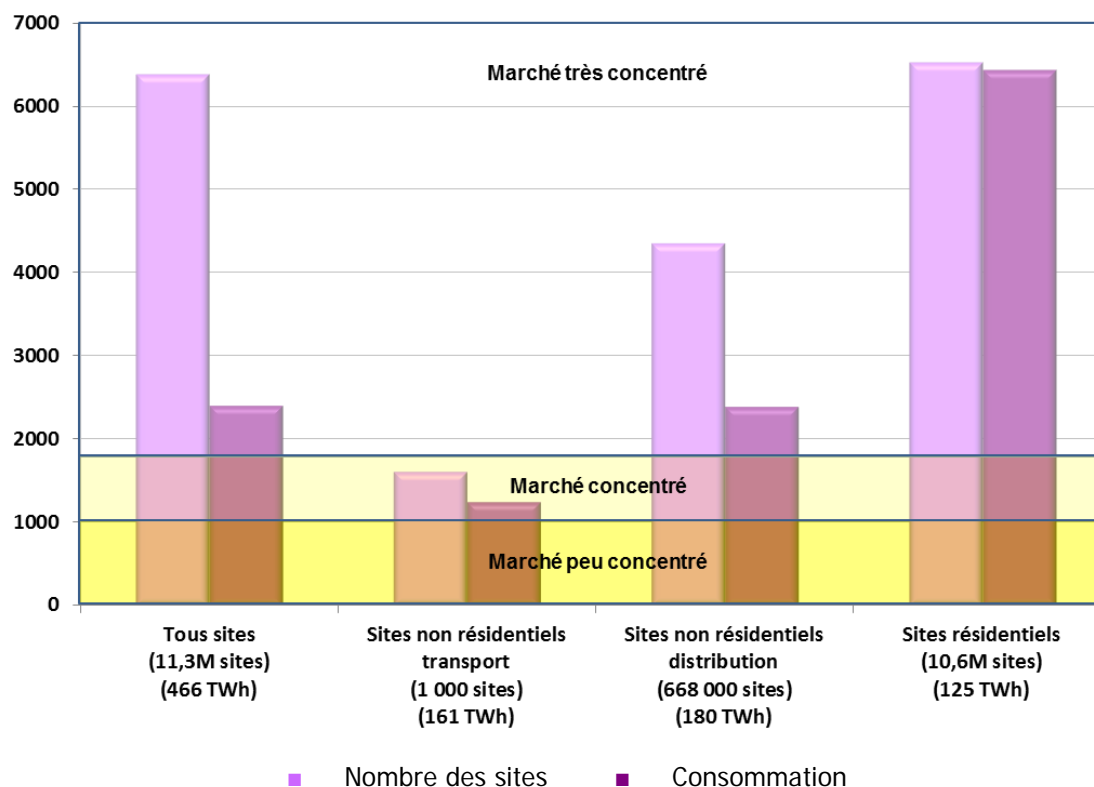
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
24%	39%	28%	16%

Source : Données 2014, GRD, GRT, Analyses CRE

D. INDICATEUR HHI

Le graphique suivant présente l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁴³ 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.

GRAPHIQUE 26: INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2014



Source : Données 2014, Analyses CRE

E. LES FOURNISSEURS

Au 31 décembre 2014, 21 fournisseurs alternatifs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille. 6 fournisseurs alternatifs proposaient des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont quasiment inexistantes, en particulier sur le segment des clients résidentiels. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GRDF.

⁴³ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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

GRAPHIQUE 27: LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL



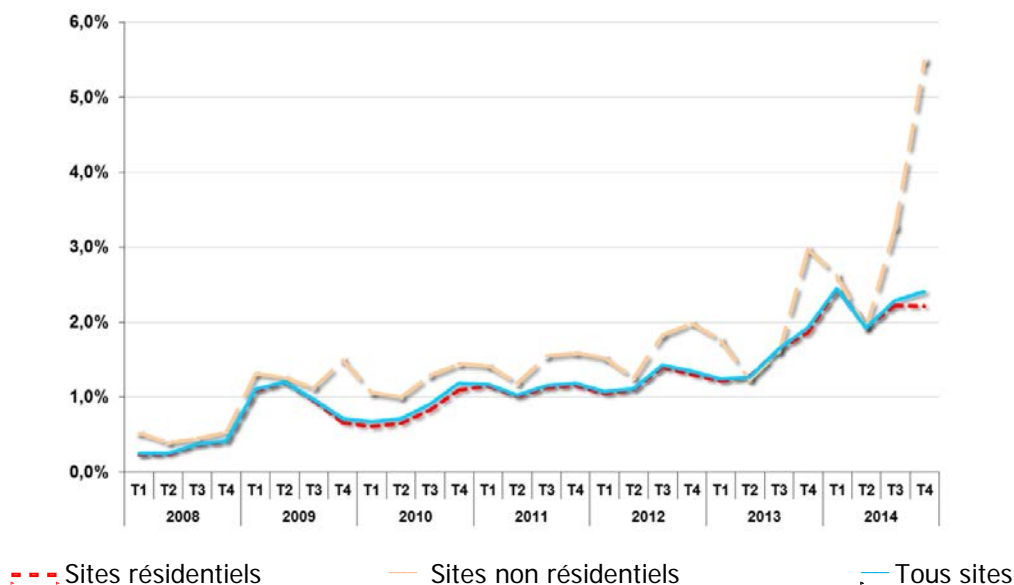
*Logos différents entre les résidentiels et les professionnels pour GDF Suez et Direct Energie.

Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

F. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de *switch* est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de *switch* ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

GRAPHIQUE 28: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2014



Source : Données 2014 Analyses CRE

3.2.2.2 Les prix de détail

A. COMPOSANTES DE LA FACTURE DE CLIENTS TYPE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE TELS QUE PROPOSES AU 31 DECEMBRE 2014

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2014.

TABLEAU 30: FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2014 (€/MWh)

en €/MWh	Client D3	Client I1	Client industriel
Part fourniture	30,1	29,3	29,6
Part transport	4,7	4,8	3,2
Part distribution	16,4	10,7	0,6
Part stockage	2,7	2,8	1,7
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	53,9	47,6	35,1
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,0	0,7	0,2
TICGN	1,3	1,3	1,3
TVA	9,7	9,0	
Facture TTC aux tarifs réglementés	66,9	58,6	36,6

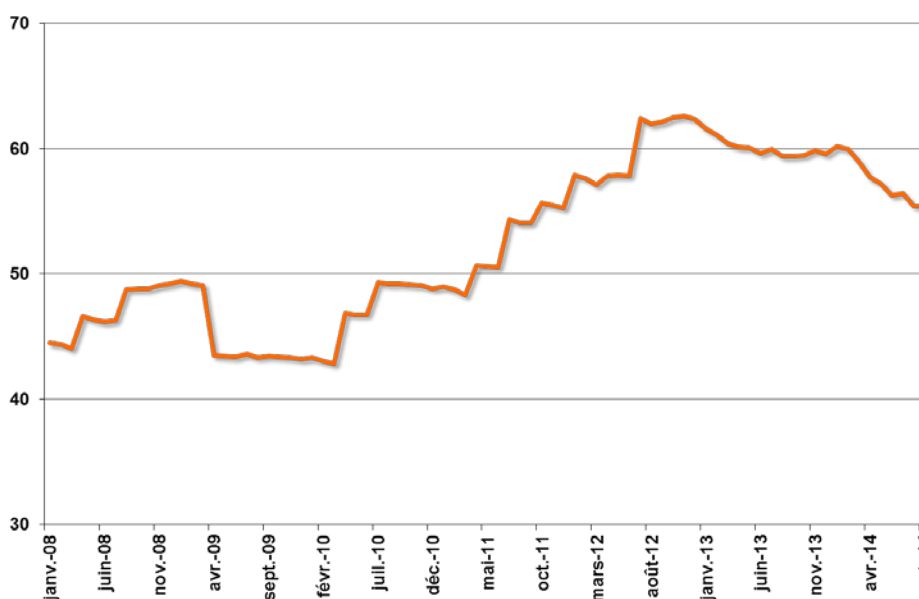
Source : Données 2014, Analyses CRE

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- toutes les données s'entendent en €/MWh ;
- la TVA s'applique à hauteur de 20 % sur la part variable et sur la TICGN et de 5,5 % sur la part fixe et la CTA ;
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :
 - Client D3 = ménage ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh (tarif B1) T1
 - Client I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 MWh (tarif B2i) T2
 - Client I4 = le calcul a été réalisé pour un client moyen au tarif S2S de GDF Suez, soit une consommation de 57 GWh par an et une part hiver de 64 %. La TVA n'est pas affichée car elle déductible pour ce type de client.

B. EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE VENTE DE GAZ NATUREL

GRAPHIQUE 29: EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE GAZ NATUREL HORS TAXES EN EUROS CONSTANTS (2014)



Source : Données 2014, Analyses CRE

C. LES OFFRES DE MARCHÉ

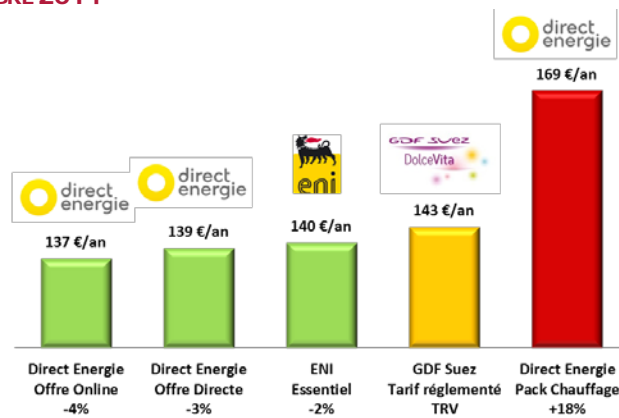
Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client dit « cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client dit « chauffage »), les deux étant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

Cette comparaison distingue les deux grands types d'offres proposés par les fournisseurs : les offres à prix indexé sur le tarif réglementé de vente et les offres à prix fixe.

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.

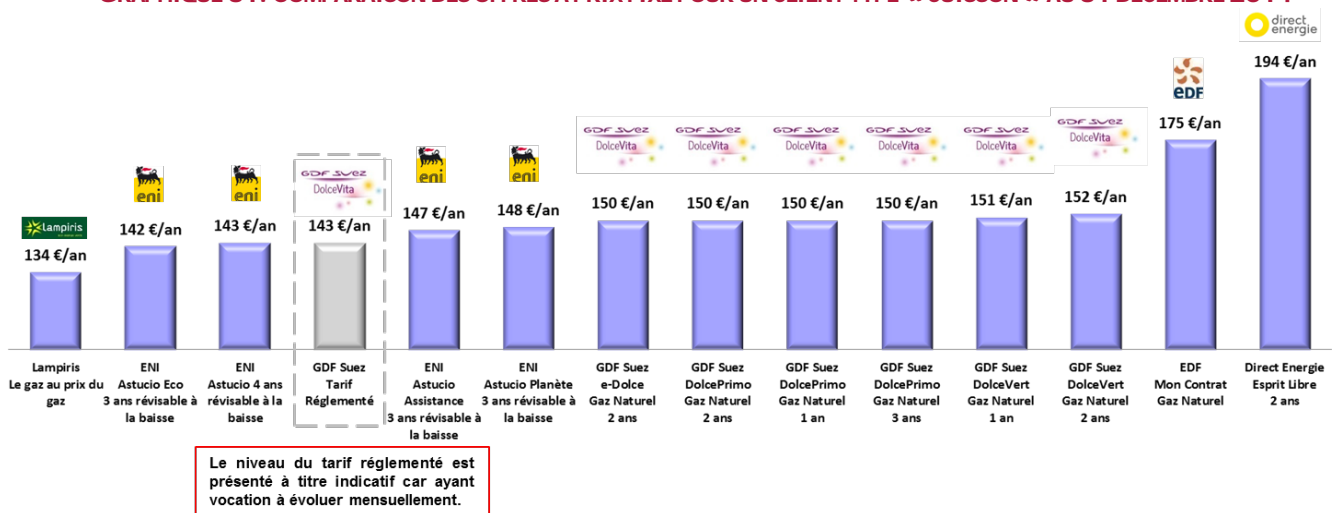
Les factures sont présentées toutes taxes comprises et hors promotions éventuelles.

GRAPHIQUE 30: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT TYPE « CUISSON » AU 31 DECEMBRE 2014



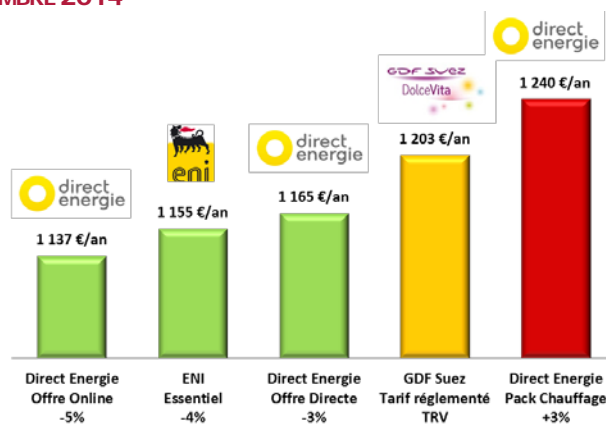
Source: Comparateur d'offres energie-info

GRAPHIQUE 31: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE « CUISSON » AU 31 DECEMBRE 2014



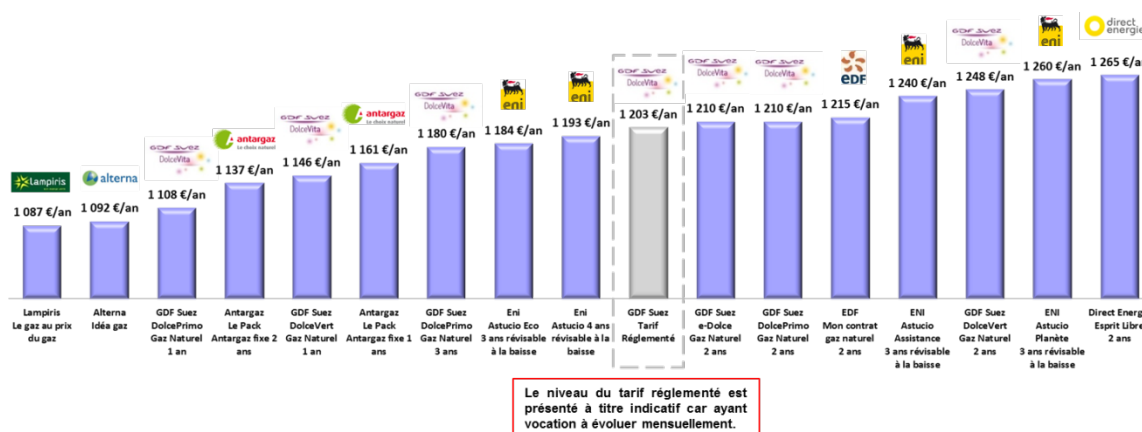
Source: Comparateur d'offres energie-info

GRAPHIQUE 32: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT TYPE « CHAUFFAGE » AU 31 DECEMBRE 2014



Source: Comparateur d'offres energie-info

GRAPHIQUE 33: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE « CHAUFFAGE » AU 31 DECEMBRE 2014



Source: Comparateur d'offres energie-info

Les offres à prix indexé sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente de GDF Suez. Pour les deux types de clients, l'offre à prix indexé la moins chère est proposée par Direct Energie et correspond à un prix annuel 4 % et 5 % inférieur au TRV respectivement pour le client type « cuisson » et le client type « chauffage ».

Concernant les offres à prix fixe, la moins chère est proposée par Lampiris et la plus chère par Direct Energie pour les deux types de clients.

3.3 La sécurité d'approvisionnement

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

3.3.1.1 Le bilan du marché français en 2014

L'approvisionnement en gaz de la France repose exclusivement sur les importations⁴⁴.

TABLEAU 31: BILAN DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2014, EN COMPARAISON AVEC 2013 (EN TWh)

Approvisionnements			Débouchés		
	2013	2014		2013	2014
Déstockage	136	99.9	Stockage	116.2	114.8
Production	3.7	0	Exportations	70.1	85.4
Importations (gazoducs et terminaux)	555.3	521.8	Consommations clients finals	501.7	416.2

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

En 2014, la consommation nette (hors pertes) s'est établie à 416,2 TWh, ce qui représente une chute de 17 % par rapport à 2013. Cette baisse de la consommation s'explique par un

⁴⁴ Source : base de donnée DGEC Pégase

climat plus doux en 2014 qu'au cours de l'hiver 2013. La baisse de la production électrique à partir des centrales à cycle combiné gaz accentue également cette tendance.

Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 452,3 TWh, en baisse de 3,5 % par rapport à 2013. 69,6 TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers, en baisse de 19,4 % par rapport à 2013. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 99,9 TWh, soit une baisse de 26,5 % par rapport à 2013.

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. Les flux vers l'Espagne ont augmenté d'environ 40% (49 TWh en 2014 contre 35,2 TWh en 2012).

Il est à noter que 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.

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 2014 portant sur les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique à l'horizon 2018 privilégient une alimentation du 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 PITS Sud-Atlantique et de limiter le risque d'occurrence de la congestion Sud-Est. A 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.

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 14,5 % de la consommation française d'énergie primaire et 20 % de la consommation d'énergie finale⁴⁵.

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).

⁴⁵ Chiffres clés de l'énergie, édition 2014, Commission générale du développement durable

Dans son plan décennal de développement du réseau pour 2014-2023, GRTgaz a revu ses prévisions à la hausse par rapport à l'année 2013 et fait l'hypothèse d'une croissance annuelle moyenne de la consommation de gaz de 0,4 % par an sur son périmètre.

GRTgaz table sur une baisse de la consommation du secteur résidentiel et tertiaire de 1% par an, liée aux mesures d'efficacité énergétique des bâtiments, en partie compensées cependant par la croissance du parc, notamment dans le tertiaire. Pour le secteur industriel, l'hypothèse retenue est celle d'une réduction de la demande de 0,4 % par an, contrairement à la baisse de 0,9 %/an envisagée dans le plan décennal 2013-2022.

Concernant la production d'électricité, l'hypothèse retenue est celle d'une hausse de la consommation de gaz de 7,8 % par an en moyenne. Pour les centrales à cycle combiné gaz, l'hypothèse de consommation sur la période 2014-2018 repose sur les projets connus de GRTgaz et leur probabilité d'aboutissement. Du fait du déclasserement progressif des groupes fuel et charbon, GRTgaz anticipe l'installation d'une nouvelle tranche de 500 MW par an de 2020 à 2022.

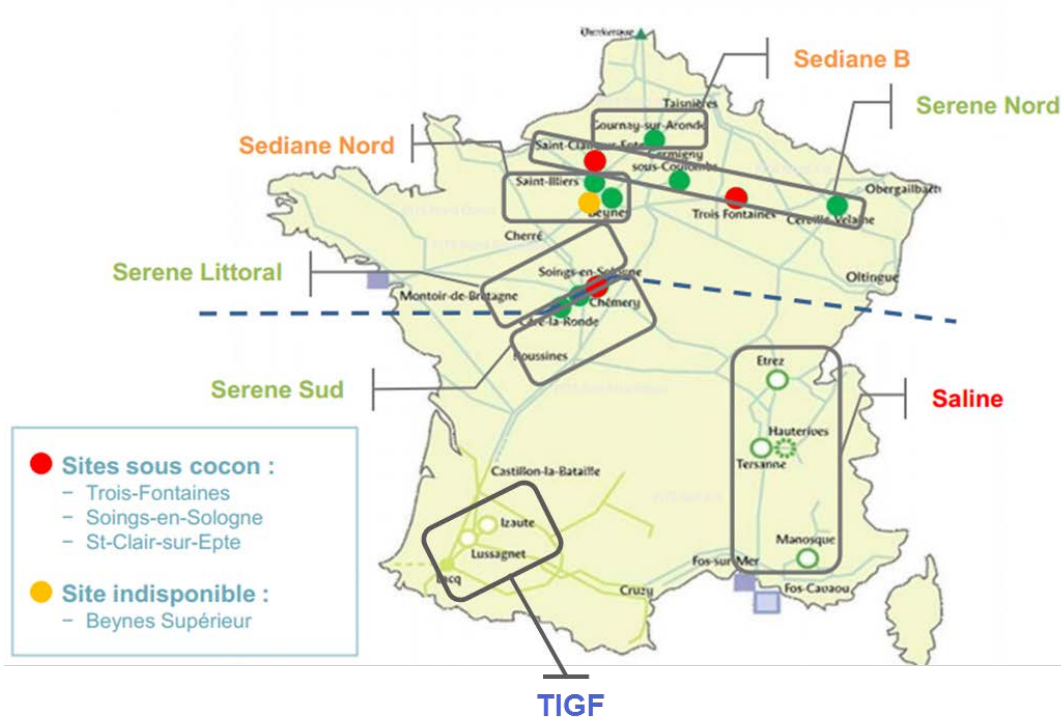
3.3.2.2 Les capacités de stockage

La capacité de stockage en France est de 131,4 TWh en 2015, représentant près de 30 % de la consommation française de gaz naturel. La capacité maximale de soutirage des stockages français est de 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 34: SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE



Sources : Storengy, CRE

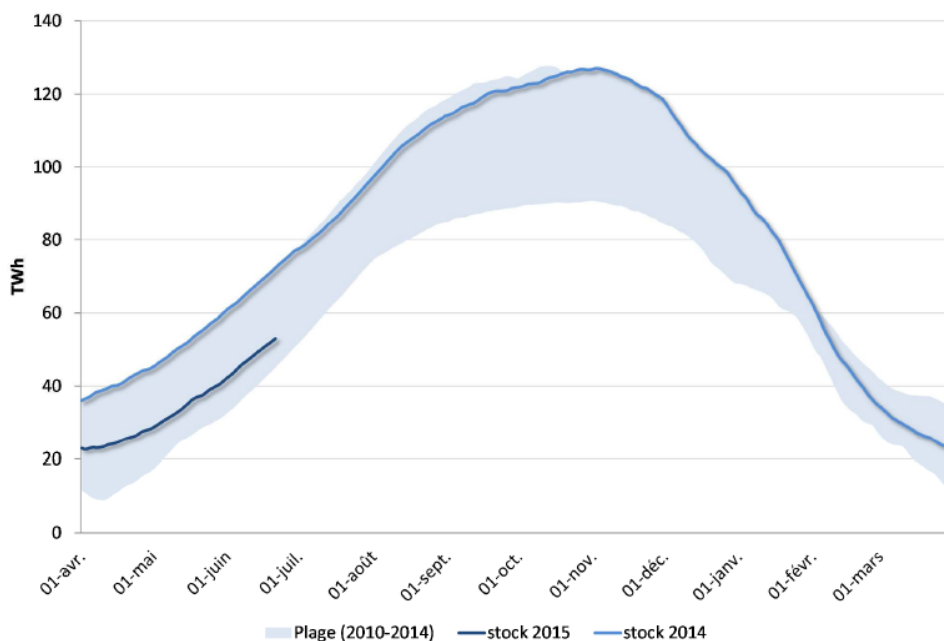
TABLEAU 32: CAPACITES DE STOCKAGE ET D'INJECTION/SOUTIRAGE 2015

	Capacité	Injection	Soutirage
	TWh	GWh/j	GWh/j
Groupement Serene Nord	16,7	154,1	199,5
Groupement Serene Sud, Serene Littoral	46,9	422,8	521,0
Groupement Sediane Nord	11,6	150,3	271,0
Groupement Sediane B	13,0	92,9	249,0
Groupement Saline	10,9	101,7	572,9
TIGF*	32,2	272,0	533,2

Source : Storengy et TIGF, Analyse CRE

* 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.

GRAPHIQUE 35: NIVEAUX DE STOCK



Source : 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 2014, le taux d'utilisation des capacités commercialisables de Fos Tonkin était de 71 %, celui de Montoir de 7 % et celui de Fos Cavaou de 34 %. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit environ 13 % de ses imports en gaz sous forme de gaz liquide (69,4 TWh en 2014). Néanmoins, il est à noter que les entrées de gaz sur le réseau français depuis les terminaux GNL ont décliné de 19,5 % en 2014 par rapport à 2013. 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 sont 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.

B. LES TERMINAUX METHANIERS EN PROJET

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.

Les actionnaires de Dunkerque LNG ont pris leur décision finale d'investissement le 27 juin 2011. Le terminal, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité de regazéification de 13 Gm³/an.

Courant 2014, Elengy a informé la CRE de l'arrêt des souscriptions de son client à Fos Tonkin, au-delà de 2020. 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.

Elengy étudie également une augmentation des capacités du terminal de Montoir, qui pourraient être portées de 10 Gm³/an aujourd'hui à 12,5 Gm³/an, voire 16,5 Gm³/an.

3.3.2.4 Les infrastructures de transport

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

TABLEAU 33: CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2014 (GWh/J)

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	9 (hiver)/5 (été)	4 (hiver)/10 (été)

A. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE GRTGAZ

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 la zone Nord de GRTgaz, dont l'arc de Dierrey, et permet la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique. A la suite du succès de *l'open season* de fin 2011, GRTgaz et Fluxys ont pris la décision de développer 270 GWh/j de capacité ferme à l'horizon 2015. Cette nouvelle interconnexion permettra, pour la première fois, de transporter du gaz non-odorisé depuis la France vers la Belgique. Jusqu'à 8 Gm³ de gaz pourront ainsi être acheminés chaque année depuis le terminal de Dunkerque et le PEG Nord vers la Belgique, puis vers d'autres places de marché du nord-ouest de l'Europe. Ce projet permet de lever l'obstacle aux échanges lié aux différences entre les pratiques d'odorisation française et belge et s'inscrit dans la dynamique européenne d'intégration des marchés.

En 2011, la CRE a également approuvé le projet de doublement de l'artère du Rhône (Eridan) porté par GRTgaz et nécessaire à la mise en œuvre de tout projet futur conduisant à un développement important des capacités d'entrée fermes dans la zone Sud. Le calendrier

du projet sera donc déterminé par le développement des capacités d'entrée depuis l'Espagne ou depuis les terminaux de Fos (déclenchement du projet MidCat sur la base d'une *open season* ou développement des capacités de Fos Cavaou).

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a demandé à GRTgaz de poursuivre le projet Eridan de façon à obtenir l'autorisation ministérielle dans les meilleurs délais. Elle a par ailleurs approuvé le projet Val de Saône sur le réseau de GRTgaz et le projet Gascogne-Midi sur les réseaux des deux GRT.

Enfin, 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.

Par ailleurs, plusieurs projets de développement du réseau de GRTgaz sont aujourd'hui en discussion.

Le transporteur luxembourgeois, CREOS, et GRTgaz ont 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. La phase engageante de cet appel au marché s'est clôturée en mai 2013 mais la demande des expéditeurs n'a pas été suffisante pour déclencher la réalisation du projet. Cependant, le projet pourrait être maintenu si le Luxembourg décidait de sa poursuite au titre de la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, pour atteindre 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 Obergaillbach est envisagée par GRTgaz à l'horizon 2020. 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. GRTgaz a lancé en 2012 une étude sur l'odorisation décentralisée sur son réseau et prévoyait la mise en place d'installations pilotes, avec le concours d'un opérateur de distribution à fin 2014.

B. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE TIGF

A la suite de l'*open season* 2013, TIGF a réalisé les renforcements du cœur de son réseau nécessaires à la mise en service de 65 GWh/j de capacités au 1^{er} avril 2103. Ainsi, la capacité d'interconnexion à Larrau s'élève désormais à 165 GWh/j dans les deux sens.

L'*open season* 2015 a permis de valider le scénario de développement du point d'interconnexion physique de Biriadou, portant la création de 60 GWh/j de capacité dans le sens Espagne vers France. Cette décision a conduit au déclenchement du projet de l'artère de l'Adour. Ce projet correspond à la construction d'une canalisation entre Arcangues et Coudures dont la mise en service est prévue au 1^{er} décembre 2015.

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a par ailleurs approuvé le projet Gascogne-Midi sur les réseaux des deux GRT.

Il est enfin à noter que bien que l'appel au marché 2015 n'ait 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, le projet reste à l'étude pour un développement au-delà de 2020.

C. LES TRAVAUX SUR LA FUSION DES ZONES EN FRANCE

Au 1^{er} avril 2015 a été créée la *Trading Region South* (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. Le schéma d'investissement retenu s'appuie sur le projet Val de Saône (doublement de l'artère de Bourgogne) et le projet Gascogne-Midi. La création d'un PEG unique 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.

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 sont précisées dans le décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz naturel. 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 un 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.

Ainsi, 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 ; et 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 modifiées par le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 prévoient qu'au 1^{er} novembre de chaque année, les volumes de gaz stockés par un fournisseur ne peuvent être inférieurs à 80 % des droits de stockage⁴⁶ en volume utile et en débit de soutirage des clients raccordés au réseau de distribution. Le GRT dispose de plus 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.

⁴⁶ Chaque année, un arrêté ministériel définit les profils de consommation à utiliser pour calculer les droits unitaires de stockage de chaque consommateur final.

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 une tous les cinquante ans.

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

3.3.3.2 Les mesures d'urgence

Les mesures d'application du règlement (UE) n°994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel ont été définies par l'arrêté du 28 novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz. Cet arrêté définit également les mesures à mettre en œuvre en cas d'urgence.

4 La protection des consommateurs

4.1 La protection des consommateurs

4.1.1 Respect des mesures prévues à l'annexe 1

Les dispositions prévues par la section XII du code de la consommation issues de la loi du 7 décembre 2006 répondent aux mesures relatives à la protection des consommateurs énoncées par l'annexe I des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE.

Les petits professionnels, c'est-à-dire ceux consommant moins de 30 000 kWh de gaz par an ou ayant souscrit une puissance inférieure à 36kVA en électricité, sont également protégés par les dispositions du code de la consommation applicables aux clients domestiques à l'exception des règles relatives au droit de rétractation et du bénéfice des tarifs sociaux. L'encadrement des relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs

Les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sont, dans leurs relations contractuelles et précontractuelles avec les clients résidentiels, soumis aux dispositions du code civil et du code de la consommation.

4.1.1.1 Informations précontractuelles

En vertu des dispositions de l'article L.121-87 du code de la consommation, les offres des fournisseurs doivent comporter, *a minima*, dix-sept types d'informations précontractuelles afin de permettre aux consommateurs de les comparer avant de fixer leur choix. Parmi ces informations figurent notamment la description des produits et services, leur prix, le caractère réglementé ou non de l'offre, la durée du contrat, les modalités de remboursement ou de compensation en cas d'erreur ou de retard de facturation ou lorsque les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints, les modes de règlements contentieux ou encore les coordonnées du site internet qui fournit gratuitement aux consommateurs soit directement, soit par l'intermédiaire de liens avec des sites internet d'organismes publics ou privés, les informations contenues dans l'aide-mémoire du consommateur d'énergie établi par la Commission européenne ou, à défaut, dans un document équivalent établi par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie.

Ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat.

Ce même article indique que le consommateur n'est engagé que par sa signature, sauf dans le cas où le consommateur qui emménage dans un logement a demandé expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie.

Enfin, en cas d'exercice de son droit de rétractation, le consommateur n'est redevable d'aucune somme si sa demande expresse n'a pas été recueillie par le fournisseur ou si le fournisseur n'a pas respecté ses obligations d'information.

Obligations contractuelles Le contrat souscrit par un consommateur avec un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel est soumis à certaines règles. Il doit notamment, selon les dispositions de l'article L.121.88 du code de la consommation, rappeler les éléments contenus dans l'offre, être écrit ou disponible sur un support durable et indiquer la date d'effet du contrat, les modalités d'exercice du droit de rétractation, les coordonnées du gestionnaire de réseaux (...).

En outre, le législateur a encadré strictement certaines dispositions. D'une part, les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel un contrat d'une durée

minimale d'une année. D'autre part, selon les dispositions du code de la consommation, le consommateur peut changer de fournisseur dans un délai qui ne peut excéder 21 jours à compter de sa demande où à la date souhaitée par le consommateur.

L'article L.121-89 du code de la consommation indique enfin que le consommateur doit recevoir sa facture de clôture dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation de son contrat, et, dans l'hypothèse d'un trop-perçu par le fournisseur, que ce dernier doit rembourser le consommateur dans un délai maximal de deux semaines après l'émission de la facture de clôture.

4.1.1.2 Facturation et paiement

Les conditions de facturation et de paiement sont précisées à l'article L.121-91 du code de la consommation et dans l'arrêté relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel (ci-après dénommé arrêté facture). Publié au JORF le 18 mars 2012, ce dernier est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2013 à l'exception des dispositions de son article 12 qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. Celles-ci prévoient que le fournisseur doit communiquer à son consommateur une fois par an les montants hors taxes de l'abonnement annuel facturé, de la consommation annuelle facturée, de chaque option facturée et service souscrits et le montant total annuel toutes taxes comprises facturé au client.

En cas de facturation terme à échoir ou fondée sur un index estimé, l'arrêté facture prévoit les conditions dans lesquelles le fournisseur indique à son consommateur les bases sur lesquelles repose son estimation et la période au cours de laquelle le consommateur peut transmettre ses index et les modalités de cette transmission pour qu'ils soient pris en compte dans l'émission de la facture suivante. Les dispositions de l'article L.121-91 du code de la consommation indiquent que l'estimation du fournisseur doit refléter de manière appropriée la consommation probable du consommateur et doit être fondée sur les consommations réelles antérieures sur la base des données transmises par les GRD lorsqu'elles sont disponibles.

Enfin l'arrêté facture précise les différents modes et modalités de paiement que le fournisseur est tenu d'offrir à ses clients ainsi que les délais de remboursement ou les conditions de report des trop-perçus.

La loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a complété ces dispositions en précisant que les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sont tenus d'offrir gratuitement à tous leurs clients la possibilité de payer leurs factures par mandat compte et qu'aucun frais lié au rejet de paiement ne peut être imputé par un fournisseur d'électricité et de gaz naturel aux personnes physiques n'agissant pas pour des besoins professionnels et qui bénéficient de la tarification spéciale dite produit de première nécessité de l'électricité ou du tarif spécial de solidarité du gaz naturel.

Selon les dispositions de l'article L.121-92 du code de la consommation, les fournisseurs sont de plus tenus d'offrir la possibilité aux clients résidentiels de souscrire un contrat dit unique couvrant à la fois l'acheminement et la fourniture. Dans cette hypothèse, selon les dispositions des articles L.332-4 et L.442-3 du code de l'énergie, le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

Enfin, l'article L.332-5 du code de l'énergie précise, tout comme le code de la consommation, que les fournisseurs d'électricité sont tenus de communiquer aux clients souscrivant une puissance égale ou inférieure à 36 kVA, et qui en feraient la demande, leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces barèmes de prix doivent être identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental.

4.1.1.3 Le changement de fournisseur

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (associations de consommateurs, fournisseurs, distributeurs, transporteurs, DGEC, Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi (DGCCRF), Médiateur National de l'Energie (MNE)) sous l'égide la CRE. Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs, que par les GRD et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative. L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide et gratuit.

A. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture d'électricité ou de gaz naturel par le fournisseur et celles de son acheminement par le GRD, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- le client contacte le fournisseur futur de son choix ;
- le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section XII du code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur;
- le futur fournisseur informe le GRD de la volonté du client de changer de fournisseur. Pour les clients particuliers, le code de la consommation prévoit, en cas de démarchage ou de vente à distance, un délai de rétractation de 14 jours. Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au gestionnaire de réseau ;
- le gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
 - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
 - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
 - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
 - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

S'agissant de l'utilisation de l'autorelevé pour un changement de fournisseur en gaz naturel, il est prévu d'utiliser l'index autorelevé comme index de changement de fournisseur lorsque l'index autorelevé date de moins de 15 jours calendaires. Cette évolution se mettra en place au rythme de l'évolution des systèmes d'information des GRD. Dans le cas des clients à relève mensuelle ou journalière, les GRD imposent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet

pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur sauf lorsque l'écart entre index calculé et index réel est supérieur à 500m³ en gaz naturel. En électricité, ERDF a mis en place en 2014 une prestation de correction d'index qui permet de modifier l'index de changement de fournisseur.

B. LES MOTIFS DE REFUS

Le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si les renseignements fournis sont incohérents ou insuffisants pour traiter la demande (exemple : le point de comptage et d'estimation (PCE) est inexistant ou erroné), si le contrat d'acheminement du nouveau fournisseur n'est pas valide pour le PCE concerné (par exemple : le PCE dépend d'un point d'interface transport distribution (PITD) pour lequel le fournisseur n'a pas signé de contrat d'acheminement transport sur le réseau amont), si une autre demande est en cours de traitement pour le même PCE ou si une manipulation frauduleuse du compteur par le client fait l'objet d'une plainte ou d'une procédure en cours.

Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si une fraude sur l'installation de comptage est avérée, si le point de livraison (PDL) n'existe pas, est résilié ou est déjà dans le périmètre du fournisseur demandeur, si une demande de résiliation à l'initiative du client, de mise en service ou de modification contractuelle est en cours sur ce PDL ou encore si une autre demande de changement de fournisseur est en cours de traitement sur ce PDL. Il peut également s'opposer à une demande de changement de fournisseur si le tarif d'acheminement et la puissance souscrite choisis par le nouveau fournisseur sont incompatibles avec les caractéristiques techniques du PDL (exception faite de cas recevables non-passants du type tarifs EJP ou Tempo) ou si le contexte d'utilisation et le profil associé sont incohérents avec le segment de client et/ou l'usage (par exemple, le tarif longue utilisation avec un usage plat est impossible pour un client résidentiel).

C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

La loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le code de la consommation indique, pour les clients résidentiels, qu' « *en cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie* ».

En gaz naturel, le changement de fournisseur, sans modification de fréquence de relève ou d'installation de comptage, se fait à la date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 4 jours calendaires (selon les possibilités du GRD) et un maximum de 42 jours.

En électricité, le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, se fait à la date souhaitée par le client et le fournisseur, sans délai en électricité pour ERDF (95 % des consommateurs), et en respectant un délai minimum de 10 jours calendaires pour les autres GRD, dans une limite de 42 jours maximum après la demande.

D. COÛTS LIÉS AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En électricité, l'article L.331-3 du code de l'énergie prévoit que, lorsqu'un client fait jouer son éligibilité pour un site et change de fournisseur, « *ses contrats en cours au tarif réglementé*

concernant la fourniture d'électricité de ce site sont résiliés de plein droit. Cette résiliation ne peut donner lieu au paiement de quelque indemnité que ce soit ».

En gaz naturel, l'article L.441-4 du code de l'énergie précise que « *lorsqu'un consommateur exerce le droit [de choisir un fournisseur] pour un site, le contrat de fourniture [...] pour ce site, conclu à un prix réglementé, est résilié de plein droit sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie ».*

Par ailleurs, la loi du 7 décembre 2006, introduisant l'article L.121-89 dans le code de la consommation précise, pour les clients résidentiels que « *le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur. »*

4.1.1.4 L'accès aux données de consommation

La mesure h) de l'annexe I des directives de 2009 prévoit que les consommateurs « *puissent disposer de leurs données de consommation et donner accès à leurs relevés de consommation, par accord exprès et gratuitement, à toute entreprise enregistrée en tant que fournisseur ».* Les articles L.121-92 du code de la consommation et l'article L111-78 du code de l'énergie répondent à cette demande.

En effet d'une part, l'article L.121-92 du code de la consommation prévoit que « *le consommateur accède gratuitement à ses données de consommation »* selon des modalités précisées par un décret pris après avis du Conseil national de la consommation et de la CRE. D'autre part, les articles L.111-75 et L.111-78 du code de l'énergie indiquent que « *les fournisseurs mettent à disposition de leurs clients leurs données de consommation sous une forme accessible et harmonisée au niveau national ».* A l'instar de l'article L.121-92 du code de la consommation, un décret en Conseil d'Etat doit préciser les modalités d'application de cet article.

Il est important de noter que le décret d'application de l'article L.121-92 du code de la consommation n'a, à ce jour, toujours pas été publié.

4.1.1.5 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 1er juillet 2007.

Energie-Info 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. Depuis novembre 2009, le site www.energie-info.fr propose, en plus de la liste des fournisseurs, un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel gratuit et homologué par la CRE. En outre, le MNE est chargé de recommander des solutions aux litiges avec les fournisseurs ou les distributeurs d'électricité ou de gaz naturel et d'informer les consommateurs sur leurs droits.

Depuis 2014, le site a été enrichi d'informations et d'un outil "demande d'offres" à destination des consommateurs concernés par la disparition des tarifs réglementés pour leur

permettre de connaître les modalités de la disparition de ces tarifs et de recevoir des offres de fourniture de l'ensemble des fournisseurs inscrits.

Le dispositif Energie-Info est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il a été mis en place conjointement par la CRE et le MNE. Il est aujourd'hui piloté et financé par ce dernier. Sa partie informative est mise à jour en coordination avec la CRE et les Ministères en charge de la Consommation et de l'Energie. Energie-Info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition.

En 2014, le service téléphonique Energie-Info a renseigné 296 000 consommateurs (dont 58 % 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 1,18 millions de visites. Au total, 1,6 millions de consommateurs ont été renseignés par le MNE.

A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : 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.

B. RECLAMATIONS

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.

En 2014, le MNE a reçu 14 412 réclamations directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information Energie-Info.

- **LITIGES ENTRE UN CONSOMMATEUR ET UN FOURNISSEUR OU DISTRIBUTEUR D'ELECTRICITE/DE GAZ NATUREL**

La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et ses droits et peut l'orienter vers le MNE (chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel), vers la DGCCRF (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation) ou vers la juridiction compétente.

Parmi les 14 412 réclamations reçues par le MNE, 4 159 sont des litiges recevables (délais de saisie respectés et entrant dans le champ de compétence du MNE⁴⁷). 55 % des litiges ont eu

⁴⁷ Peuvent faire appel au MNE tous les consommateurs particuliers ainsi que les artisans, commerçants et professions libérales, certaines PME (moins de 10 salariés et 2 M€ de CA), les associations à but non lucratif, les collectivités locales et les syndicats de copropriétaires. Aujourd'hui,

un traitement formalisé (recommandation écrite ou accord amiable) et 45% ont été résolus de manière informelle.

- **LITIGES LIES A L'ACCES OU A L'UTILISATION DES RESEAUX**

Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

4.1.2 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers) 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. ELECTRICITE

Le dispositif permettant de « *préserver ou garantir l'accès à l'électricité* » des personnes en situation de précarité a été instauré par le décret du 20 juin 2001⁴⁸.

Le décret du 8 avril 2004⁴⁹ met en place la fourniture d'électricité à un tarif réduit dit 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 du 20 juin 2001 a été complété par le décret n°2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Depuis son abrogation 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, les bénéficiaires du TPN ont également 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 du 8 avril 2004 a par ailleurs automatisé les procédures d'attribution du tarif spécial de l'électricité comme produit de première nécessité et prolongé 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 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 de l'ACS.

La loi du 15 avril 2013 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

le MNE peut intervenir pour tous les litiges nés de contrats conclus avec un fournisseur ou un distributeur d'électricité ou de gaz naturel.

⁴⁸ 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

⁴⁹ Décret n°2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité.

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. Elle a par ailleurs 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. Enfin, elle 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 du 15 avril 2013 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.

Environ 2,5 millions de foyers bénéficiaient du TPN fin 2014 pour 4 millions de foyers bénéficiaires potentiels.

Les coûts supportés par les fournisseurs appliquant le TPN, à savoir les fournisseurs historiques (EDF, Electricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution) et les fournisseurs alternatifs (six 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). Le coût prévisionnel du dispositif, y compris les coûts de gestion, est évalué à 350,2 M€ pour 2015.

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 ses modalités de mise en œuvre. Ainsi, le TSS peut être proposé par l'ensemble des fournisseurs de gaz auprès des consommateurs ayant droit au TPN. Son montant, 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. Enfin, à 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 a par ailleurs automatisé les procédures d'attribution du tarif social du gaz naturel et prolongé 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 de l'ACS.

La loi du 15 avril 2013 a par ailleurs interdit 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.

Environ 0,9 millions de foyers bénéficiaient du TSS fin 2013 pour environ 1,6 millions de foyers bénéficiaires potentiels. Comme pour le TPN, les consommateurs en difficulté peuvent

bénéficiaire 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 des systèmes d'information, etc.). La compensation de ces charges est financée par une contribution unitaire payée par tous les fournisseurs de gaz sur chaque MWh facturé. Le montant de cette contribution est fixé par arrêté ministériel, sur proposition de la CRE. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret n°2008-779 du 13 août 2008. Les charges prévisionnelles pour 2015, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 112,7 M€.

L'arrêté du 21 mars 2014 portant modification de l'annexe au décret n°2008-778 du 13 août 2008 a augmenté les déductions et versements forfaitaires 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. Les augmentations sont comprises entre 2,7 % et 38,9 % en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer. Le montant de la déduction forfaitaire pour des gestionnaires de résidences sociales est augmenté de 38,9 %.

4.2 Décisions marquantes en matière de règlement de différends

4.1.2 Régime de responsabilité du GRD de gaz naturel à l'égard du client final (CoRDIS, 19 septembre 2014, POWEO DIRECT ENERGIE c/ GRDF)

Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS a enjoint à GRDF de transmettre à POWEO DIRECT ENERGIE un nouveau contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (CAD), dans un délai de six mois, afin de ne plus imposer aux fournisseurs des stipulations visant à la rendre redevable en son nom et pour son compte, du paiement de l'ATRD et de toute autre somme non couverte par ce tarif.

En application de l'article L. 121-92 du code de la consommation, pour pouvoir proposer à ses clients un contrat unique, englobant la fourniture et la distribution de gaz naturel, un fournisseur doit avoir au préalable conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution un CAD qui détermine les obligations réciproques du fournisseur et du gestionnaire du réseau. Ainsi, dans le cadre du contrat unique, le fournisseur facture au client la part fourniture qu'il conserve et la part acheminement qu'il doit reverser au GRD.

Toutefois, les clauses du CAD, querellées devant le CoRDIS, faisaient obligation aux fournisseurs de supporter la totalité de la charge des impayés (fourniture et acheminement) étant donné que le CAD stipulait que la mission d'acheminement du gaz naturel s'effectuait pour le compte du fournisseur et non pour le compte du client final.

Le CoRDIS a estimé, au regard tant des dispositions de l'article L. 121-92 du code de la consommation que des dispositions du décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz et du décret n°2005-123 du 14 février 2005 relatif à la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel, que, dans le cadre du contrat unique, la mission d'acheminement dévolue au GRD par les dispositions du code de l'énergie, s'effectue pour le compte du client final et non pour le compte de son fournisseur.

Ce principe étant posé, le CoRDIS a estimé que le GRD ne pouvait imposer aux fournisseurs des stipulations dans le CAD visant à le rendre redevable en son nom et pour son compte du paiement du tarif ATRD et de toute autre somme non couverte par ce tarif. Le CoRDIS en a également déduit que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de

l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final, sauf dans le cas où il ne se serait pas comporté en créancier diligent.

En dernier lieu, dans cette décision, le CoRDIS a estimé que sa compétence s'étend à l'ensemble de la période couverte par le différend dont il se trouve saisi, peu importe la date de son émergence entre les parties ou la date de saisine du comité.

Par conséquent, le CoRDIS a enjoint à GRDF de proposer aux fournisseurs, dans un délai de six mois, un CAD remettant la situation contractuelle dans l'état où elle aurait dû être si ce dernier avait été *ab initio* conforme à la réglementation en vigueur.

4.1.3 Etendue de l'obligation de transparence incombant aux GRD (CoRDIS, 29 octobre 2014, MSE L'Epivent)

Ce différend a été l'occasion pour le CoRDIS de rappeler l'étendue de l'obligation de transparence incombant aux GRD.

La société MSE L'Epivent a saisi le comité du différend qui l'oppose, d'une part, à la Société d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité (ci-après « SICAÉ ») de la Somme et du Cambrasis et d'autre part à la société ERDF, sur les conditions de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une installation de production éolienne de 12 MW, située sur le territoire de la commune de Bernes.

Au cours de la procédure de demande de raccordement, la société MSE L'Epivent avait demandé à la SICAÉ de soumettre sa demande de raccordement à une étude de la société ERDF pour un raccordement au poste source de « Roisel », situé sur la zone de desserte de la société ERDF, mitoyen du poste source de « Castor », situé sur la zone de desserte de la SICAÉ.

Le CoRDIS a rappelé que, conformément aux dispositions du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008, l'obligation de transparence du gestionnaire de réseau couvre, non seulement, le choix de la solution de raccordement, la consistance du raccordement et les délais de raccordement, mais encore le coût de l'opération de raccordement, étant précisé que l'obligation de transparence porte logiquement, non seulement sur l'indication de ces différentes informations, mais également sur leur justification.

S'agissant du coût détaillé de la solution de raccordement, l'obligation de transparence est renforcée dès que le processus d'établissement de la proposition technique et financière est engagé et que, dès lors, sont précisés, non seulement les coûts de la solution de raccordement proposé, mais également ceux de la solution technique de référence.

Le CoRDIS a ensuite estimé que la SICAÉ, gestionnaire du réseau public de distribution de la zone de desserte dans laquelle se situe l'installation de production, restait l'interlocuteur de la société MSE L'Epivent et devait non seulement veiller à ce que la société ERDF réponde aux questions qui lui sont posées, mais elle devait aussi communiquer à ce gestionnaire de réseau, sous réserve de confidentialité, tous les éléments lui permettant de réaliser son étude de raccordement.

Le CoRDIS a considéré qu'en l'espèce, la SICAÉ avait manqué à son obligation de transparence dans le traitement de la demande de raccordement de l'installation de production de la société MSE L'Epivent en ne communiquant pas à la société ERDF les éléments techniques lui permettant de réaliser son étude de raccordement, afin de déterminer si la solution de raccordement au poste source de « Roisel » était plus avantageuse que la solution de raccordement au poste source de « Castor » de la SICAÉ.

S'agissant du coût du raccordement, le CoRDIS a ajouté que les postes source de « Castor » et de « Roisel » étant mitoyens, pour que la société ERDF puisse formuler une offre de

raccordement sur le poste de « Roisel », la SICAÉ devrait lui transmettre des éléments nécessaires tels que les travaux induits par la demande de raccordement de la société MSE l'Epivent sur les installations appartenant à la SICAÉ et les caractéristiques de la solution de raccordement correspondante.

Abréviations

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
ACS	Assurance complémentaire santé	ITO	<i>Independent Transmission Operator</i>
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique	JORF	Journal Officiel de la République Française
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution	MNE	Médiateur national de l'énergie
ATRT	Accès des tiers au réseau de transport	NCG	NetConnect Germany (point d'échange de gaz en Allemagne)
ATTM	Accès des tiers aux terminaux méthaniens	NOME	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
CAD	Contrat d'acheminement sur le réseau de distribution	OSP	<i>Open Subscription Period</i> (vente par guichet)
CAM	<i>Capacity allocation mechanism</i> (mécanisme d'allocation de capacités)	OTC	<i>Over-the-counter</i> (marché en gré-à-gré)
CASC	<i>Capacity Allocation Service Company</i> (plateforme d'enchères)	OU	<i>Ownership unbundling</i>
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i> (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)	PCE	Point de comptage et d'estimation
CMP	<i>Congestion management procedures</i> (procédures de gestion des congestions)	PACA	Provence-Alpes-Côte-D'Azur
CMU-C	Couverture maladie universelle complémentaire	PEG	Point d'échange de gaz
CoRDIS	Comité de règlement des différends et des sanctions	PITD	Points d'Interface Transport Distribution
CRE	Commission de régulation de l'énergie	PITS	Points d'Interconnexion Transport Stockage
CRCP	Compte de régulation des charges et des produits	PITTM	Points d'interface transport terminaux méthaniens
CRL	Compte régulé de lissage		
CSPE	Contribution au service public de l'électricité	PIR	Points d'interconnexion des réseaux en gaz
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement	PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
DGCCRF	Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes	RE	Responsable d'équilibre
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat	REMIT	Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
ELD	Entreprise locale de distribution	TaRTAM	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> (Réseau européen des gestionnaires de réseaux	TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel

	de transport pour l'électricité)		
ENTSOG	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)	TPN	Tarif de première nécessité
EnR	Sources d'énergie renouvelables	TRS	<i>Trading Region South</i>
ERGEG	<i>European Regulators Group for Electricity and Gas</i> (Groupe européen des régulateurs de l'électricité et du gaz naturel)	TRV	Tarif réglementé de vente
		TSS	Tarif spécial de solidarité
EVI	Entreprise verticalement intégrée	TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
FSL	Fonds de solidarité pour le logement	UFE	Union Française de l'Electricité
GNL	Gaz naturel liquéfié	UBI	<i>Use it and Buy-it</i>
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution	UIOLI	<i>Use It or Lose It</i>