



Rapport annuel à la Commission européenne

Juillet 2013



Table des matières

1	Présentation de la Commission de régulation de l'énergie	4
1.1	Le collège de la CRE.....	4
1.2	Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)	4
1.3	Les nouvelles compétences de la CRE.....	5
1.4	Les moyens financiers de la CRE	5
2	Le marché de l'électricité	6
2.1	L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.....	6
2.1.1	La certification du gestionnaire de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution.....	6
2.1.2	Les aspects techniques	10
2.1.3	Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux.....	15
2.1.4	Les échanges transfrontaliers d'électricité.....	22
2.1.5	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs	31
2.2	La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité	32
2.2.1	Le marché de gros.....	32
2.2.2	Le marché de détail	45
2.3	La sécurité d'approvisionnement	57
2.3.1	Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité	57
2.3.2	La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement.....	59
2.3.3	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	62
3	Le marché du gaz	69
3.1	L'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz	69
3.1.1	La certification des gestionnaires de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution.....	69
3.1.2	Les aspects techniques	73
3.1.3	Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux et aux terminaux méthaniers	78
3.1.4	Les échanges transfrontaliers de gaz	86
3.1.5	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs	92
3.2	La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz	95
3.2.1	Le marché de gros.....	95
3.2.2	Le marché de détail	101
3.3	La sécurité d'approvisionnement	109
3.3.1	Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	109
3.3.2	Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées	111
3.3.3	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement	118
4	La protection des consommateurs	120
4.1	La protection des consommateurs	120
4.1.1	Respect des mesures prévues à l'annexe 1.....	120
4.1.2	Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs.....	120
4.2	Le traitement des clients vulnérables	127

4.3	Le règlement de différends.....	130
4.3.1	Révision des conditions générales de l'accord de participation liant les deux parties - CoRDIS, 1er octobre 2012, ENEL Trade / RTE.....	130
4.3.2	Conditions de raccordement de deux installations de production éolienne au réseau public de distribution d'électricité - CoRDIS, 22 octobre 2012, Parc éolien de Crampon et Parc éolien de Puchot / ERDF	131
4.3.3	Demande de mesures conservatoires pour la mise à disposition de données de comptage relative à l'activité d'une entité d'ajustement - CoRDIS, 28 janvier 2013, Novawatt et X / RTE	131

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : EVOLUTION DU NOMBRE DE SAISINES REÇUES ET DE DECISIONS RENDUES PAR LE CORDIS ...	4
TABLEAU 2 : LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES DE RACCORDEMENT	16
TABLEAU 3 : EVALUATION DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2012	26
TABLEAU 4 : UTILISATION DES INTERCONNEXIONS	26
TABLEAU 5 : ESTIMATION DU SURCOUT D'APPROVISIONNEMENT LIE A L'ABSENCE DE COUPLAGE DES MARCHES	27
TABLEAU 6 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS.....	32
TABLEAU 7 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE.....	35
TABLEAU 8 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2012 (EN MW)	36
TABLEAU 9 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1).....	37
TABLEAU 10: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)	38
TABLEAU 11: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)	38
TABLEAU 12 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2012)	46
TABLEAU 13 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2012)	46
TABLEAU 14 : PARTS DE MARCHÉ (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2012).....	47
TABLEAU 15 : PARTS DE MARCHÉ DES TROIS FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITE AU 31 DECEMBRE 2012).....	48
TABLEAU 16 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2012)	48
TABLEAU 17 : PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2012).....	48
TABLEAU 18 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2012)	48
TABLEAU 19 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2012)	49
TABLEAU 20 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2012	51
TABLEAU 21 : HAUSSE NECESSAIRE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE (EN %) POUR EN ASSURER LA CONTESTABILITE, EN FONCTION DES PRIX DE MARCHÉ EN 2012.....	54
TABLEAU 22 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS CONSTANTS.....	55
TABLEAU 23 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS COURANTS	56
TABLEAU 24 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE	57
TABLEAU 25 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2012).....	58
TABLEAU 26: EVOLUTION DE LA POINTE DE CONSOMMATION A MOYEN TERME DANS LE SCENARIO DE REFERENCE	63
TABLEAU 27 : LE PRIX DES ECARTS.....	66
TABLEAU 28 : TOLERANCES STANDARDS AU 1ER MAI 2012	75
TABLEAU 29 : NIVEAUX DE TALON AU 1ER MAI 2012.....	75
TABLEAU 30 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES	95
TABLEAU 31 : REPARTITION DE DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2012)	101

TABLEAU 32 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2011)	101
TABLEAU 33 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2012	102
TABLEAU 34 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)	102
TABLEAU 35 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012).....	103
TABLEAU 36 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012).....	103
TABLEAU 37 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)	103
TABLEAU 38 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)	103
TABLEAU 39 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)	103
TABLEAU 40 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2012 (€/MWH).....	106
TABLEAU 41 : BILAN DU MARCHE FRANÇAIS EN 2012, EN COMPARAISON AVEC 2011 (EN TWH)	109
TABLEAU 42 : CAPACITES DE STOCKAGE, D'INJECTION ET DE SOUTIRAGE EN 2012	112
TABLEAU 43 : QUANTITES DE GAZ EN STOCK SUR L'ENSEMBLE DES SITES FRANÇAIS	113
TABLEAU 44 : CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2012(GWH/J)...	115

Liste des illustrations

GRAPHIQUE 1 : TEMPS MOYEN DE COUPURE ANNUEL POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX BASSE TENSION GERES PAR ERDF	13
GRAPHIQUE 2 : MECANISME DE REGULATION DE LA QUALITE D'ALIMENTATION.....	21
GRAPHIQUE 3 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2012	39
GRAPHIQUE 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2012.....	40
GRAPHIQUE 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2012	40
GRAPHIQUE 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2012	41
GRAPHIQUE 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2012.....	41
GRAPHIQUE 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2012.....	42
GRAPHIQUE 9 : TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2012	47
GRAPHIQUE 10 : EVOLUTION DE L'INDICE HHI.....	49
GRAPHIQUE 11 : LES FOURNISSEURS NATIONAUX D'ELECTRICITE	50
GRAPHIQUE 12 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL	51
GRAPHIQUE 13 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA	53
GRAPHIQUE 14 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA	53
GRAPHIQUE 15 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE	65
GRAPHIQUE 16 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSÉ	65
GRAPHIQUE 17 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT (EN €/MWH).....	67
GRAPHIQUE 18 : UTILISATION DES INTERCONNEXIONS LORS DU PIC DE PRIX DU 9 FEVRIER 2012 A 10H	68
GRAPHIQUE 19 : LES REGLES DE FACTURATION DES DESEQUILIBRES JOURNALIERS SUR LE RESEAU GRTGAZ	74
GRAPHIQUE 20 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES)	97
GRAPHIQUE 21 : ÉCART DE PRIX DAY-AHEAD ENTRE LE PEG NORD ET LE PEG SUD.....	98
GRAPHIQUE 22 : FORMULE TRV GAZ ET PRIX A TERME DU GAZ	99
GRAPHIQUE 23 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS	100
GRAPHIQUE 24 : INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2012.....	104
GRAPHIQUE 25 : LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL	105
GRAPHIQUE 26 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2012.....	106
GRAPHIQUE 27 : EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE AUX CONSOMMATEURS FINALS	107
GRAPHIQUE 28 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2012	108
GRAPHIQUE 29 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2012	108
GRAPHIQUE 30 : CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE LORS DE LA VAGUE DE FROID DE 2012	110
GRAPHIQUE 31 : SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE.....	112

Liste des encadrés

ENCADRE 1 : LE COUPLAGE DE MARCHÉ ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE	28
ENCADRE 2 : PICS DE PRIX DE L'ELECTRICITE DE FEVRIER 2012	33
ENCADRE 3 : VENTE DE PRODUITS GROUPES AU POINT D'INTERCONNEXION AVEC L'ALLEMAGNE ET LA BELGIQUE.....	87

Message du Collège

Le monde prend conscience que garantir l'accès à une énergie abordable, respectueuse de l'environnement et qui assure la sécurité d'approvisionnement ne peut passer par des solutions simples. Ces trois objectifs, que le Conseil mondial de l'énergie définit comme un « tri lemme », induisent des relations et des liens complexes entre l'ensemble des acteurs, publics et privés, entre les facteurs économiques et sociaux, entre ressources domestiques et questions environnementales. Les évolutions contrastées du marché du gaz au niveau mondial, entre le développement de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis, la forte demande asiatique de GNL et l'atonie du marché européen dans un contexte de crise, illustrent les interdépendances et l'incertitude qui caractérisent le secteur de l'énergie aujourd'hui.

En Europe où l'on accorde plus qu'ailleurs une place centrale aux enjeux climatiques, la relation entre coût de l'énergie, pouvoir d'achat et compétitivité apparaît comme un élément déterminant du débat, alors que les régulateurs poursuivent l'achèvement du marché intérieur voulu par la Commission européenne pour 2014. La France, quant à elle, s'est engagée dans une vaste réflexion sur l'avenir de sa politique de l'énergie, qui doit conduire à une loi au deuxième semestre 2013. Quels que soient les choix politiques qui seront faits, des investissements importants seront à réaliser tant dans les installations de production que dans les réseaux de transport et de distribution.

Pour l'électricité comme pour le gaz, la CRE a désormais la compétence de fixer seule les tarifs de réseaux. Il lui appartient de veiller à ce qu'ils couvrent les investissements et les charges d'exploitation des distributeurs et des transporteurs. Dans le souci constant de renforcer l'efficacité de leurs dépenses, la CRE a instauré, à l'occasion de l'adoption du tarif de transport de gaz des quatre prochaines années (ATRT 5), un mécanisme de régulation incitative du coût des investissements, et non plus seulement des charges opérationnelles des gestionnaires de réseaux.

Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables nécessite d'étendre, de renforcer et de moderniser le réseau pour acheminer la production sur les lieux de consommation. Il a également pour effet de rendre les prix de marché de l'électricité plus volatiles. Cela s'est traduit par une diminution des prix de gros en Europe, et même par l'apparition de prix négatifs, qui ont notamment pour conséquence de décourager l'investissement dans des moyens de production d'électricité nécessaires à l'équilibre du système.

Pour s'adapter à l'accroissement de la variabilité de la production, à l'augmentation de la pointe de consommation d'électricité et assurer la sécurité d'alimentation à tout moment, il sera nécessaire de renforcer l'efficacité énergétique et le pilotage de la consommation. La maîtrise de la demande est en effet le moyen privilégié de modérer l'augmentation de la facture dans un contexte de hausse prévisible du prix de l'énergie. À cet égard, la CRE se félicite de l'avancement des projets de comptage évolué, notamment dans le domaine du gaz.

Les consommateurs en situation de précarité devront bénéficier de dispositifs sociaux afin de subvenir à leurs besoins en énergie. La loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a ainsi étendu à 4 millions de foyers, soit 8 millions de personnes, le bénéfice du tarif social.

Il est néanmoins nécessaire que le consommateur soit incité à adopter un comportement toujours plus sobre et que les prix reflètent les coûts de production, de transport et de distribution. Cela rend d'autant plus indispensable la transparence des coûts de l'énergie. À cet égard, la CRE mène régulièrement un audit de la formule évaluant les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ dans les tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Dès 2011, elle a préconisé une modification de la formule tarifaire, aujourd'hui effective, afin de mieux refléter l'effet de la baisse des prix de marché sur l'indexation des contrats de long terme. Par ailleurs, elle vient de rendre public un rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF.

Dans son premier rapport sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité et du gaz en application de sa nouvelle compétence de surveillance issue de la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), la CRE met l'accent sur les économies que les consommateurs peuvent réaliser en souscrivant à des offres de marché moins chères que les tarifs réglementés. Or peu en bénéficient puisque l'ouverture à la concurrence reste faible. La méconnaissance du fonctionnement du marché explique en partie le désintérêt des Français pour la concurrence. Près des trois quarts d'entre eux ne connaissent pas les modalités simples et gratuites pour changer de fournisseur. La plupart ignore qu'un consommateur ayant quitté le tarif réglementé peut y revenir à tout moment.

L'incompréhension du consommateur est renforcée par la complexification du cadre juridique en perpétuelle évolution, notamment en matière de tarifs. Celui-ci a été modifié par 31 lois et ordonnances depuis l'ouverture des marchés en 2000. Dans le même temps, la composition du collège de la CRE a été modifiée à cinq reprises.

La loi a conféré au régulateur de nombreuses missions supplémentaires au cours des dernières années, sans que les ressources humaines et financières correspondantes ne lui soient accordées. Régulateur le moins bien doté en comparaison avec ses homologues des pays voisins, la CRE s'inquiète de ce manque de moyens qui pourrait nuire à l'accomplissement de ses missions et à la qualité de la régulation. Il pourrait notamment compromettre sa participation aux instances européennes de régulation dans lesquelles elle joue un rôle très important dans la défense des intérêts français. De même, la qualité de la concertation avec les acteurs, que la CRE est attachée à mener dans le cadre de ses travaux, serait elle aussi remise en cause. La concertation est pourtant un des fondements de la régulation, en ce qu'elle favorise la construction, la compréhension et l'acceptation des normes.

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 Présentation de la Commission de régulation de l'énergie

1.1 Le collège de la CRE

En 2012, le collège de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) était composé de cinq membres nommés en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique pour une durée de six ans sans possibilité de renouvellement. Ayant pris ses fonctions en février 2011, le collège de la CRE est resté inchangé au cours de cette année.

222 délibérations ont été rendues par le collège de la CRE au cours de l'année 2012, soit une augmentation de 8 % par rapport à 2011. Dans ce contexte, 23 consultations publiques et 256 auditions ont été organisées par la CRE en 2012. Cela représente une augmentation respective de 156% et 208% par rapport à 2011.

En application des dispositions législatives relatives au renouvellement du collège de la CRE, Mme Hélène GASSIN et M. Jean-Pierre SOTURA ont été nommés membres du collège de la Commission de régulation de l'énergie par décret le 28 mars 2013.

Promulguée le 15 avril 2013, la loi visant à préparer la transition énergétique vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a modifié la composition du collège de la CRE en nombre (6 membres), sans remettre en cause le mandat des membres actuels du collège.

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

En 2012, l'organe de règlement des différends et des sanctions de la CRE était composé de quatre membres, à savoir deux conseillers d'Etat désignés par le vice-président du Conseil d'Etat et deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation.

Le nombre de règlements de différends dont le CoRDIS a été saisi en 2012 a connu un recul notable par rapport à 2011. L'analyse de l'évolution de son activité au cours des quatre dernières années révèle cependant une progression constante de son activité.

TABEAU 1 : EVOLUTION DU NOMBRE DE SAISINES REÇUES ET DE DECISIONS RENDUES PAR LE CoRDIS

	2009	2010	2011	2012
Nombre de saisines reçues	9	17	272	32
Nombre de décisions rendues	9	11	206	115

Source : CRE

Mme Monique Liebert-Champagne et M. Christian Pers ont été respectivement nommés présidente et membre du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) au premier semestre 2013.

La loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition énergétique vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les

éoliennes a apporté des modifications à l'organisation du CoRDIS. Il comprend désormais, outre ses quatre membres titulaires, quatre membres suppléants, également désignés pour une durée de six ans sans possibilité de renouvellement.

1.3 Les nouvelles compétences de la CRE

La CRE n'a pas reçu de nouvelles compétences en 2012.

En revanche, la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition énergétique vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a explicitement conféré à la CRE la mission de garantir le respect des interdictions et obligations précisées par le règlement (CE) n°1227/2011 relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie (REMIT).

1.4 Les moyens financiers de la CRE

Les missions et l'activité de la CRE se sont considérablement accrues depuis 2010, avec la transposition des directives du 3^e paquet, l'entrée en vigueur de la loi NOME, 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, les effectifs et le budget de fonctionnement du régulateur français de l'énergie ont régressé au cours de la même période. Ils sont en outre systématiquement amputés en cours d'année par des mesures de gel budgétaire. 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.

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

La consolidation de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport (GRT) d'électricité RTE vis-à-vis du fournisseur et des producteurs qui appartiennent au même groupe intégré a permis à la CRE d'adopter le 26 janvier 2012 une délibération octroyant la certification à RTE. Aucune sanction liée à des questions d'indépendance n'a été prononcée par le régulateur en 2012.

2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du GRT

Dans sa délibération du 26 janvier 2012, la CRE a considéré que le degré d'autonomie et d'indépendance du GRT était satisfaisant, sous réserve du respect de certaines obligations complémentaires dont la mise en œuvre est contrôlée par la CRE.

La CRE s'assure régulièrement que RTE respecte ses obligations en matière d'indépendance vis à vis de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) EDF. A cette fin, la CRE vérifie que l'opérateur :

- tient les engagements qu'il a pris et qui ont été rappelés dans la délibération de certification ;
- prend, dans les délais déterminés, les mesures définies par la CRE dans cette même délibération ;

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 EDF sont autorisées et fournies dans les conditions définies par l'article L.111-18 du code de l'énergie.

Au 1^{er} juillet 2013 et depuis la décision de certification prise le 26 janvier 2012, RTE a transmis vingt-neuf contrats à la CRE. Au 4 juillet 2013, vingt et un d'entre eux ont été approuvés par la CRE au titre du suivi de la certification. A cette même date, trois sont en cours d'examen par la CRE. Le 4 juillet 2013, la CRE a adopté une délibération portant décision dans le cas particulier de la R&D. Dans ce domaine, RTE a informé la CRE, par courrier du 10 décembre 2012, de l'abandon du projet qu'il avait envisagé de mettre en place fin 2011 pour remplacer les prestations de R&D fournies par EDF. Dans sa délibération, la CRE a pris acte de la nécessité d'une période transitoire de 3 ans (2013 à 2015) pour assurer le désengagement des prestations de R&D fournies par EDF à RTE qui ne relèvent pas des moyens strictement nécessaires en vue d'assurer l'ajustement ou l'équilibrage du système électrique ainsi que sa sécurité et sa sûreté. Les autres, qu'ils soient relatifs à des prestations en voie d'extinction rendues par l'EVI à RTE et dont le principe avait été accepté

pour une période transitoire dans la décision de certification, ou qu'ils ne relèvent pas du pouvoir d'approbation de la CRE, ont fait l'objet d'échanges de courriers avec RTE.

Dans le cadre du suivi de la certification de RTE, la CRE a approuvé en 2012 :

- un contrat d'adhésion de RTE aux programmes d'assurances du groupe EDF et une convention conclue entre RTE et EDF Assurances (15 mai 2012) ;
- une convention de travaux entre ERDF et RTE « Traversée de la Seudre » (26 juin 2012) ;
- un contrat de prestation de développement technique et d'expertise dans le domaine des travaux sous tension (12 juillet 2012) ;
- un contrat de sous-location portant sur des emplacements de stationnement, conclu entre RTE et EDF (2 octobre 2012) ;
- un contrat de prestations liées à la reconstitution du réseau et au renvoi de tension, conclu entre RTE et EDF (13 décembre 2012) ;
- un contrat relatif à un marché-cadre signé entre RTE et Electricité de Strasbourg concernant les missions de coordination sécurité et de protection de la santé sur le territoire de RTE-TE Est (13 décembre 2012) ;
- deux contrats d'engagement de disponibilité sur le mécanisme d'ajustement conclus entre EDF et RTE (13 décembre 2012) ;
- deux contrats de bail relatifs à divers logements à usage d'habitation et conclus entre RTE et Gérance Générale Foncière (13 décembre 2012).

Dans le cadre du suivi de la certification de RTE, la CRE a constaté que l'opérateur n'avait pas toujours fait preuve de la rigueur nécessaire à la gestion de ses obligations. Afin de mieux assurer le respect des délais de soumission des contrats et des échéances des engagements qu'il a pris, RTE a engagé depuis la fin de l'année 2012 la nécessaire adaptation de son fonctionnement interne.

Par ailleurs, RTE publie les trames-types des contrats pour les prestations qu'il fournit aux utilisateurs du réseau. Les contrats correspondants peuvent faire l'objet d'audits de la CRE afin que cette dernière s'assure que les modalités de réalisation des prestations sont conformes au code de l'énergie.

En matière de déontologie, la CRE est 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.

En outre, la certification en modèle *Independent Transmission Operator* (ITO - modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de transport indépendant ») impose au GRT 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.

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 elle est soumise vis-à-vis de autres sociétés appartenant à l'entreprise verticalement intégrée.

Ce responsable est notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite. Il établit un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE. Il vérifie la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité. Il 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 des GRD

La directive 2003/54/CE rendait obligatoire la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) au plus tard au 1er juillet 2007. Au 31 décembre 2012, les cinq GRD d'électricité desservant plus de 100 000 clients étaient juridiquement séparés.

EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) proposent les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités pour mettre en œuvre la séparation comptable prévue à l'article L.111-84 du code de l'énergie. Ces périmètres et principes sont approuvés par la CRE qui veille à ce qu'ils ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

Après les phases de réorganisation liées à la séparation juridique, la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution ont stabilisé leurs modes de fonctionnement. Ils ont mis à profit l'année 2012 pour poursuivre l'amélioration de l'encadrement de leurs relations avec la maison-mère (contractualisation des prestations, modification des statuts, etc.). Toutefois, dans certains cas, l'interaction avec celle-ci reste forte.

Les GRD doivent renforcer leur indépendance. En effet le recours aux services de la maison-mère est de nature à affaiblir l'indépendance d'une filiale. Dès lors, le recours à ces services doit être limité aux cas où il est impossible à la filiale d'obtenir ce service par des prestataires tiers ou quand elle ne peut l'obtenir par des prestataires tiers qu'à des conditions économiques défavorables par rapport à celles offertes par la maison-mère. La CRE estime que cette situation doit évoluer à l'avenir et, dans tous les cas, relever d'une décision justifiée du gestionnaire de réseau.

L'organisation retenue par SRD et Gérédis conduit à ce que les prestations techniques liées aux opérations d'entretien, de maintenance du réseau ou encore d'intervention sur les compteurs soient sous-traitées à une société dont l'activité est notamment la fourniture d'électricité. La sous-traitance massive des prestations techniques à un fournisseur soulève des difficultés au regard de l'indépendance du GRD. L'article L.111-61 du code de l'énergie dispose que « La société gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz [...] assure l'exploitation, l'entretien et [...] le développement des réseaux de distribution d'électricité ou de gaz de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz. ». La CRE a demandé par conséquent, dans son rapport sur l'année 2011 publié en juin 2012, à ces deux GRD de se mettre en conformité avec les dispositions de l'article L.111-61 du code de l'énergie dans les meilleurs délais, soit en internalisant les prestations techniques liées aux opérations d'entretien ou de maintenance du réseau soit en ayant recours à un prestataire différent.

Les deux GRD concernés n'ont pas fait évoluer leur organisation en 2012. Toutefois, les deux distributeurs se sont engagés, pour 2013, à mener des travaux de réflexion et d'élaboration d'un plan d'action pour SRD, à lancer une étude des différents scénarios de transformation pour Gérédis. La CRE suivra avec attention la mise en œuvre des engagements de ces deux gestionnaires de réseaux de distribution.

En outre, l'article L.111-64 du code de l'énergie dispose que « la société gestionnaire d'un réseau de distribution [...] et les sociétés de production ou de fourniture qui la contrôlent [...] s'abstiennent de toute confusion entre leur identité sociale, leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque. A cet effet, la société gestionnaire du réseau de distribution est propriétaire de la ou des marques qui l'identifient en tant que GRD. Elle seule en gère l'utilisation. ». La situation conjointe de quatre gestionnaires de réseaux de distribution (ERDF, ES, Gérédis et URM) et des sociétés de production ou de fourniture qui les contrôlent demeure non conforme aux dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie. Toutefois, Gérédis s'est engagé à modifier son logo actuel au cours de l'année 2014, ce qui permettra la disparition des facteurs de confusion. Dans son précédent rapport,

la CRE avait constaté avec satisfaction qu'aucune confusion n'était possible entre les stratégies de marque de SRD et de Sorégies. En 2012, la création du groupe Energies Vienne qui dispose de son propre logo, s'est accompagnée du changement des logos du distributeur SRD et du fournisseur historique Sorégies. Le logo du nouveau groupe rassemble les dénominations et les logos de ses filiales en particulier SRD et Sorégies. L'utilisation du logo du groupe pourrait conduire à créer de la confusion entre le fournisseur et le distributeur, qui s'inscrivent conjointement dans cette stratégie de marque au sein du groupe Energies Vienne.

Les principes affirmés par la directive 2009/72/CE, doivent être respectés, à savoir :

- une indépendance totale de décision de la filiale, qui doit notamment se manifester en matière de communication, sous réserve du droit de supervision économique par la maison-mère ;
- la garantie des intérêts professionnels des personnels et des dirigeants des gestionnaires de réseaux leur permettant d'agir en toute indépendance.

En ce qui concerne la première exigence, si la situation des organes de direction est majoritairement conforme aux textes français et communautaires, il convient que les profils des membres des organes de surveillance soient davantage diversifiés et que les maisons-mères ne créent pas de structure susceptible de compromettre l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

La CRE est également attentive aux actions de communication menées par les gestionnaires de réseaux. En effet, une communication indépendante permet non seulement aux acteurs de marché de disposer d'informations objectives et fiables, indispensables à la définition de leur stratégie (bilan prévisionnel, passage de l'hiver, etc.), mais aussi au consommateur de mieux comprendre le fonctionnement du marché de l'électricité. Elle contribue donc au développement d'une juste concurrence au profit d'un consommateur averti. Il est dès lors impératif que les gestionnaires de réseaux communiquent de manière indépendante et que la communication des maisons-mères soit limitée à leurs stricts domaines de compétence (production, commercialisation). En outre, les maisons-mères ne doivent ni bénéficier de retombées directes d'image, en se mettant en avant alors que certaines opérations sont conduites par les gestionnaires de réseaux, ni bénéficier d'informations opérationnelles privilégiées : ainsi, en cas de crise, les gestionnaires de réseaux doivent informer tous les fournisseurs de la même manière.

S'agissant de la deuxième exigence, la CRE a relevé dans son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux par les GRT et GRD des codes de bonne conduite publié en juin 2012, que des membres de la direction d'un des GRD occupent également des mandats au conseil d'administration d'une société filiale du distributeur dont l'activité principale est la fourniture d'électricité. En dépit de la demande formulée il y a plus d'un an par la CRE, cette situation demeure non conforme aux dispositions de l'article L.111-66 du code de l'énergie selon lesquelles « les responsables de la gestion de la société gestionnaire d'un réseau de distribution ne peuvent avoir de responsabilité directe ou indirecte dans la gestion d'activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz ». En application de l'article L.134-25 du code de l'énergie, de tels manquements aux dispositions du code de l'énergie sont susceptibles d'être sanctionnés par le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE.

Enfin, le degré d'ouverture du marché, en particulier dans les secteurs des ELD reste faible. Selon les fournisseurs alternatifs, cette situation s'explique avant tout par le niveau important des coûts à supporter pour adapter leurs systèmes d'information afin de gérer des clients dans ces zones. Les ELD doivent donc se rapprocher d'ERDF et de GrDF en vue d'approfondir leurs efforts en matière d'interopérabilité de leurs systèmes.

2.1.1.3 Le suivi du respect des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution

En application des articles L.111-61 (GRD) et L.111-22 (GRT), 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 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.

La transposition des directives du 3^e paquet énergie a conduit à la création au sein de chaque GRT et GRD de la fonction de responsable de la conformité. Chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise. Il a vocation à échanger activement avec l'ensemble des utilisateurs des réseaux ainsi qu'avec les fournisseurs et tous les acteurs intéressés. 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.

En application de l'article L.134-15 du code de l'énergie, la CRE élabore chaque année un rapport sur le respect par les GRT et GRD des codes de bonne conduite ainsi qu'une évaluation de l'indépendance des gestionnaires de ces réseaux. La CRE prévoit de publier en 2013 la 8^{ème} édition de ce rapport qui portera sur l'année 2012 et le début de l'année 2013.

Dans son dernier rapport publié en juin 2012, la CRE a demandé aux GRD concernés d'inclure désormais dans les codes de bonne conduite comme dans les rapports de mises en œuvre des responsables de la conformité, une partie sur l'indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis de sa maison-mère.

La CRE demande, qu'en réponse au rapport du responsable de la conformité de chaque GRT ou GRD et à celui de la CRE, les gestionnaires de réseaux adoptent chaque année un plan d'actions. Un tel plan permet de poursuivre l'amélioration déjà engagée en matière de respect des codes de bonne conduite et d'indépendance. Ce mouvement d'amélioration continue, animée par un travail concerté au cours de l'année entre la CRE, les responsables de la conformité et les gestionnaires de réseaux, contribue à améliorer l'indépendance des distributeurs et la qualité du service public rendu par les gestionnaires de réseaux aux utilisateurs.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 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. De tels mécanismes ont fait leur apparition pour la première fois dans le troisième tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), incitant le gestionnaire du réseau public de transport RTE et le principal gestionnaire de réseaux publics de distribution ERDF à maîtriser leurs coûts tout en améliorant la qualité de l'électricité. À ce stade, il semble toutefois difficile d'appliquer un tel mécanisme aux ELD dans la mesure où la construction tarifaire ne les inclut pas directement.

La CRE 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 service. 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 à l'article L. 322-12 du code de l'énergie.

Par ailleurs, elle 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 14 du cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité, approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006), ainsi qu'en supervisant l'offre des services optionnels proposés par RTE. Toutefois, cela ne concerne pas la distribution.

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 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, elle-même reprise par le code de l'énergie (articles L. 321-18 et L. 322-12 du code de l'énergie), le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, modifié le 28 août 2012, 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 davantage d'obligations pour les gestionnaires de réseaux publics et offrir davantage de garanties pour les utilisateurs.

Le décret modificatif du 28 août 2012 et les deux arrêtés modificatifs du 4 octobre 2012 et du 7 janvier 2013 ne modifient pas fondamentalement le cadre réglementaire. Ils se contentent d'apporter une simplification en supprimant la possibilité de prévoir des seuils de coupure différenciés en fonction de la densité de population. Dans ses avis du 6 mars 2012, rendus le, la CRE n'a pas émis d'objection sur les textes proposés, mais elle a tenu à rappeler l'insuffisance du cadre réglementaire.

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

Conformément aux dispositions du paragraphe I de l'article 6 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, la part fixe du TURPE fait l'objet 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 s'établit à 2 % du montant annuel de la part fixe du TURPE par tranches de 6 heures de coupure continue. Ainsi, l'abattement s'établira 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 en bénéficient automatiquement sans qu'il ne soit nécessaire d'en faire la demande, même en cas de circonstances exceptionnelles (hors travaux programmés).

Ce mécanisme permet de compenser légèrement le préjudice subi par l'utilisateur en cas de coupure très longue, mais le montant de la compensation, de l'ordre d'un à quelques euros par tranche de 6 heures de coupure pour un petit consommateur, reste très faible par rapport au préjudice subi, et se situe très en deçà des niveaux de compensation que l'on peut trouver dans certains pays voisins.

- **L'INCITATION A UNE MEILLEURE CONTINUITE D'ALIMENTATION ET QUALITE 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 ses coûts et à améliorer la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf paragraphe 2.1.3 paragraphe E).

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

La réglementation définit 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.

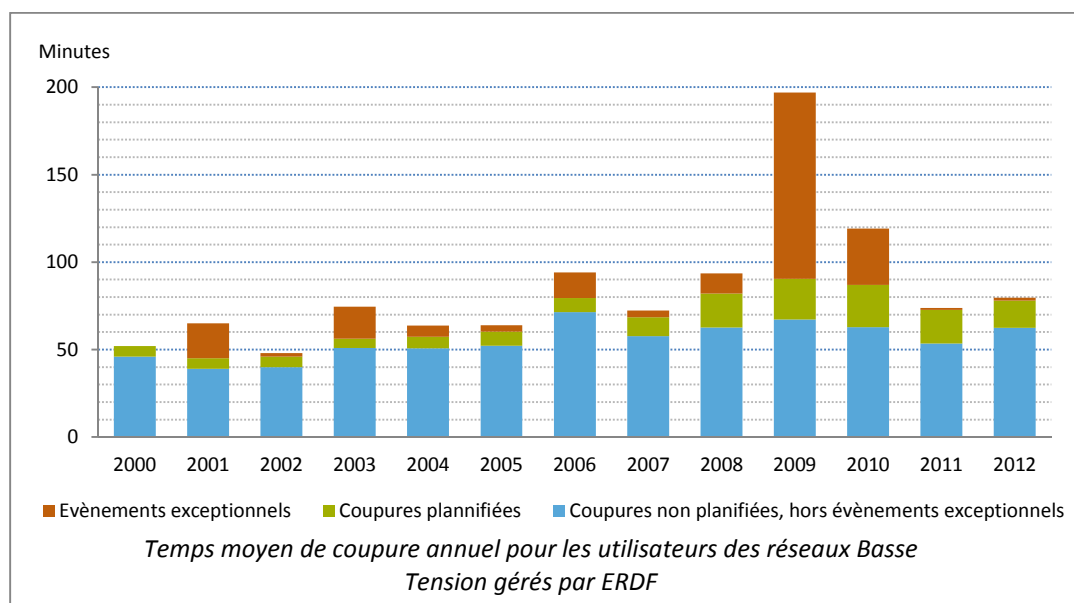
C. LES NIVEAUX DE LA QUALITE DE L'ELECTRICITE EN FRANCE

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.

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 toutes dernières années ainsi que l'illustre le graphique ci-dessous. En 2012, le petit consommateur a été coupé en moyenne 80 minutes, toutes coupures confondues. Cette durée moyenne de coupure cache d'importantes disparités entre les utilisateurs, qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus « robustes » en zone urbaine.

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



Source : CRE, d'après des données ERDF

Par ailleurs, la CRE publie régulièrement un rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF. Le dernier rapport, publié en 2012, couvre la période 2010-2011. En électricité, la CRE observe le maintien d'un bon niveau de qualité de service dans la continuité des résultats de la période 2009-2010 à l'exclusion du cas particulier des raccordements. Dans ce domaine, les résultats obtenus conduisent la CRE à envisager de renforcer la régulation incitative pour amener ERDF à accentuer ses efforts sur les délais d'envoi des propositions de raccordement et les délais de réalisation des travaux de raccordement.

D. LES NIVEAUX DE LA QUALITE DE L'ELECTRICITE EN EUROPE

Dans le cadre de ses missions, la CRE participe aux travaux européens via l'association européenne des régulateurs nationaux (CEER).

2.1.2.2 Les délais 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 (délibération de la CRE 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 et 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

La CRE a mis en place et suit des indicateurs trimestriels concernant les délais de transmission des propositions de raccordement aux demandeurs et les délais de réalisation des travaux de raccordement par ERDF pour les différentes catégories d'utilisateurs.

2.1.2.3 Le cadre réglementaire et régulateur des 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 3.1.3.1. 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 dans l'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 EnR 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 (article 23-1-I de la loi du 10 février 2000) 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 2007. 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 (article 4-II de la loi du 10 février 2000) 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 (article 4-II de la loi du 10 février 2000), 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 gestionnaires de réseaux :

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

Les principes de calcul de la contribution sont 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.

TABLEAU 2 : 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 17 juin 2010	17 septembre 2010
Sorégies Réseaux de distribution (SRD)	Délibération du 14 juin 2011	14 septembre 2011
URM	Délibération du 17 juin 2010	17 septembre 2010

Source : CRE

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 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains et la loi du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat. 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, et 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 (article 14 de la loi du 10 février 2000), lorsque le gestionnaire du réseau public de transport est le maître d'ouvrage du raccordement, les principes généraux de calcul de la contribution qui lui est due sont arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes. Aucun arrêté d'application n'a été publié à ce jour.

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

La loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, 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 (article 14 de la loi du 10 février 2000) prévoit que ces schémas sont 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 (article 23-1-II de la loi du 10 février 2000).

Le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012) précise les modalités d'application des articles L. 321-7 et L. 342-12 du code de l'énergie concernant les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables :

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, de puissance supérieure à 36 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) ;
- les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche disposant d'une capacité réservée suffisante ;
- 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 2013, 6 schémas régionaux avaient été approuvés.

2.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux

Depuis l'entrée en vigueur du code de l'énergie le 1er juin 2011, la CRE transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal Officiel de la République Française (JORF), ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). L'autorité administrative peut, dans un délai de deux mois à compter de cette transmission, si elle estime que la délibération de la CRE ne tient pas compte des orientations de politique énergétique, demander une nouvelle délibération à la CRE.

Le TURPE 3, en vigueur depuis le 1er août 2009, est établi pour une durée de quatre ans et évolue le 1^{er} août de chaque année selon une formule tenant compte de l'inflation majorée de 0,4% pour le réseau de transport et de 1,3% pour le réseau de distribution, ainsi que d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) dans la limite de 2% en valeur absolue. Cette évolution permet aux opérateurs une meilleure visibilité tarifaire.

Dans ce cadre, les tarifs ont évolué :

- le 1er août 2010 de +2,50 % en transport et de +3,40 % en distribution ;
- le 1er août 2011 de +2,56 % en transport et de +3,94 % en distribution ;
- le 1er août 2012 de 2,79% en transport et de +1,80 % en distribution.

Par ailleurs, grâce au mécanisme du CRCP, les opérateurs sont protégés contre le risque d'une mauvaise prévision des soutirages ; les opérateurs sont ainsi assurés de recouvrer la trajectoire des revenus autorisés indépendamment des fluctuations de la demande. Cette couverture a été une évolution majeure de ce tarif.

Enfin, le TURPE 3 inclut plusieurs dispositifs incitatifs visant au contrôle des charges d'exploitation maîtrisables, à l'amélioration de la qualité d'alimentation et de service, ainsi qu'à la minimisation du coût d'achat des pertes.

A. FAIT MARQUANT SURVENU EN 2012 : L'ANNULATION DU TROISIEME TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE (TURPE 3)

Au terme de plus de trois ans de procédure, le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 3 qui avait été approuvé le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, en tant qu'il fixait les barèmes des réseaux publics de distribution. L'annulation par le Conseil d'Etat portait sur la méthodologie retenue par la CRE pour déterminer la rémunération du capital d'ERDF, gestionnaire du réseau public de distribution, en estimant qu'elle ne prenait pas correctement en compte les caractéristiques spécifiques du régime des concessions de service public.

Le Conseil d'Etat a différé la date d'effet de l'annulation au 1^{er} juin 2013, afin de permettre l'adoption d'un nouveau tarif rétroactif. La nouvelle version du TURPE 3 distribution se fonde sur la couverture *ex post* de la totalité des charges comptables engagées par ERDF, augmentée de la rémunération des capitaux propres.

Ce nouveau tarif, entré en vigueur le 1er juin 2013 et qui s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, n'a eu, en pratique, aucun impact sur le niveau des barèmes 2012. En revanche, le dispositif de régulation incitative portant sur le coût d'achat des pertes et celui portant sur la maîtrise d'exploitation n'a pu s'appliquer dans le cadre de ce nouveau tarif rétroactif. Le dispositif de régulation incitative de la qualité a pu s'appliquer.

La CRE travaille, pour les prochains tarifs d'accès aux réseaux de distribution destiné à s'appliquer à la période 2014-2017 (TURPE 4), à l'élaboration d'une nouvelle méthodologie de détermination de la rémunération du capital, conforme à la décision du Conseil d'Etat.

B. LE COMPTE DE REGULATION DES CHARGES ET DES PRODUITS DE RTE

La CRE élabore ses tarifs à partir d'hypothèses d'évolution à court et moyen termes des coûts et des recettes des gestionnaires de réseaux. Or, certaines catégories de charges et de recettes de RTE sont difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables. Si le tarif ne pouvait pas être ajusté en fonction de ces charges et recettes, RTE serait alors exposé à un

risque financier. Le tarif prévoit donc soit de compenser le GRT des déficits, par le biais d'un ajustement tarifaire, soit de rétrocéder aux utilisateurs du réseau de transport les surplus.

La CRE a reconduit pour ce faire le CRCP de RTE, mis en place dans le cadre du TURPE 2¹, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions prises en compte lors de l'élaboration du TURPE 3 transport.

Pour le TURPE 3 transport, plusieurs postes de charges et de produits ont été ajoutés au périmètre du CRCP, et en particulier les recettes tarifaires.

En pratique, le GRT est donc assuré de recouvrer les trajectoires de revenus autorisés en cas de choc sur les volumes, indépendamment des fluctuations qui pourraient survenir sur ces volumes du fait d'aléas climatiques ou économiques.

Ainsi RTE bénéficie d'un cadre de régulation sécurisant, en particulier en termes de prévisibilité de ses recettes d'exploitation. Les mécanismes d'indexation sur l'inflation procurent également une sécurité contre le risque de décalage entre l'inflation prévue et celle constatée sur cette période.

C. REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION MAITRISABLES DE RTE

Souhaitant que le GRT améliore l'efficacité technico-économique de son activité, la CRE a mis en place des incitations à la maîtrise des charges d'exploitation.

À cet effet, la trajectoire du revenu autorisé de RTE, sur la période 2009-2012, intègre l'objectif de productivité proposé par le gestionnaire de réseau de transport.

RTE est, par ailleurs, incité à réaliser des efforts de productivité additionnels au cours de la période tarifaire. En effet, si le montant effectivement réalisé de charges d'exploitation maîtrisables d'une année est inférieur au montant défini *ex ante* réévalué en fonction de l'inflation observée, la productivité supplémentaire dégagée est partagée à parts égales entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs.

¹ 2^{èmes} tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en vigueur du 1^{er} janvier 2006 au 31 juillet 2009.

D. REGULATION INCITATIVE DU COUT D'ACHAT DES PERTES DU GRT

L'achat des pertes en ligne par les GRT a un impact significatif sur le niveau du tarif. Les volumes annuels moyens de pertes en ligne sur les réseaux de RTE représentent près de 12 TWh. À partir des prévisions à long terme (plus de trois ans à l'avance) du volume des pertes, le GRT contractualise, sur le marché à terme, des produits annuels, trimestriels et mensuels. La contractualisation de ces produits à terme représente l'essentiel des achats liés à la compensation des pertes (environ 95 % du coût total).

Les écarts entre les montants prévisionnels et réalisés de ce poste de charges sont reportés au solde du CRCP. Toutefois, la CRE s'assure que RTE met en œuvre tous les efforts nécessaires à la minimisation de ce poste de coût. Dans cette optique, la CRE a mis en place des incitations à la minimisation du coût d'achat des produits à terme.

Un coût d'achat cible des produits à terme est établi annuellement pour refléter les conditions d'achat d'un gestionnaire de réseau de référence. Il est calculé sur la base de la moyenne arithmétique non pondérée des cotations quotidiennes (*Daily Settlement Price*) observées *ex post* sur le marché organisé des produits à termes en France (EEX) et des volumes d'énergie que déclare le GRT pour chacun des produits à terme nécessaires à la couverture de ses besoins prévisionnels de l'année.

La différence entre le coût d'achat des produits à terme réalisé et le coût cible est partagée en parts égales entre les utilisateurs et le GRT. Néanmoins, le coût supporté par les utilisateurs d'une mauvaise performance du GRT (coût d'achat supérieur au coût cible) ne pourra être supérieur à 20 M€. Ces planchers sont destinés à protéger les utilisateurs contre l'augmentation excessive des charges due à une contre-performance du gestionnaire de réseau et sont justifiés par le fait que le GRT peut contrôler son niveau de risque en modifiant sa politique d'achat.

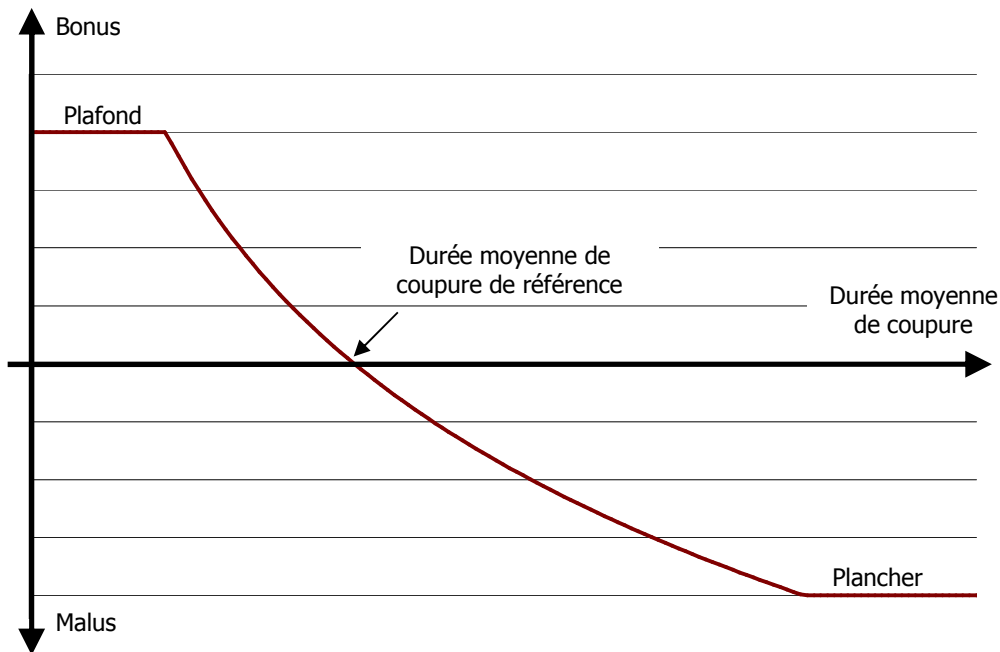
E. REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE

Dans le cadre du TURPE 3, la CRE a mis en œuvre un mécanisme de régulation de la qualité d'alimentation. Pour une première mise en œuvre, la CRE a souhaité soumettre à des incitations financières uniquement la durée annuelle moyenne de coupure sur incident (hors événement exceptionnel).

Les analyses statistiques menées dans le cadre d'une étude externe ont mis en évidence le caractère dissymétrique de l'aléa climatique portant sur la durée moyenne annuelle de coupure (il est ainsi plus probable statistiquement d'avoir une « mauvaise » année qu'une « bonne » année en termes de durée moyenne annuelle de coupure).

Pour compenser ce phénomène de dissymétrie, la CRE a mis œuvre un schéma incitatif progressif dont la forme est représentée par la figure ci-dessous. En effet, si la CRE avait fait le choix d'une incitation linéaire, sa combinaison avec un aléa dissymétrique aurait conduit à un risque financier dissymétrique, facteur d'augmentation du coût du capital au détriment des utilisateurs des réseaux.

GRAPHIQUE 2 : MECANISME DE REGULATION DE LA QUALITE D'ALIMENTATION



Source : CRE

Afin de réduire le risque financier à la fois pour les gestionnaires de réseau et pour les utilisateurs, la CRE a retenu un plafonnement du montant des incitations financières (qu'elles soient positives ou négatives) à 20 M€ pour RTE et à 50 M€ pour ErDF. Ces valeurs correspondent à environ 0,5 % des chiffres d'affaires respectifs de ces gestionnaires de réseaux.

La forme de l'incitation financière a été calibrée de telle façon qu'au point d'équilibre (bonus/malus = 0 M€) la valorisation marginale de la minute de coupure soit équivalente à :

- pour RTE : 9,6 millions d'euros par minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 12 €/kWh ;
- pour ErDF : 4 millions d'euros par minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 6 €/kWh.

S'agissant de la durée moyenne annuelle de coupure de référence, la CRE a retenu les valeurs suivantes :

- pour RTE : 2,4 minutes. Cette valeur correspond à la moyenne géométrique des durées moyennes de coupure sur les années 2002 à 2007 ;
- pour ErDF : 55 minutes en 2009 et 2010, 54 minutes en 2011 et 52 minutes en 2012. Ces valeurs correspondent à un arrêt de la dégradation puis à l'engagement de son redressement.

Le mécanisme portant sur la qualité d'alimentation est complété par un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service constitué de deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières prennent la forme soit de bonus ou de malus imputés au CRCP, soit de compensations financières versées directement par ErDF aux utilisateurs qui en font la demande ;

- des indicateurs faisant uniquement l'objet d'un suivi par la CRE.

Ainsi, depuis le 1er août 2009, deux critères de qualité de service ont été soumis à des compensations financières directes :

- le respect des rendez-vous planifiés : en cas de rendez-vous planifié non respecté par ErDF, l'utilisateur peut demander une compensation financière forfaitaire (23,89 € dans le cas d'un utilisateur BT \leq 36 kVA) ;
- le respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières de raccordement : en cas de non-respect des délais (10 jours pour un branchement simple), l'utilisateur peut demander une compensation financière forfaitaire (30 € dans le cas d'un raccordement individuel en BT \leq 36 kVA).

Parmi les indicateurs soumis à incitation financière sous forme de bonus/malus imputés au CRCP figurent notamment :

- le taux de réponses aux réclamations dans les 30 jours ;
- le taux de disponibilité du portail SGE (Système de Gestion des Echanges : portail informatique au travers duquel ErDF et les fournisseurs échangent les informations nécessaires à leur activité).

Enfin, le suivi de la qualité de service d'ErDF se compose, notamment, d'indicateurs relatifs :

- à la réalisation des prestations annexes : délais de réalisation des prestations de mise en service, de résiliation et de changement de fournisseur ;
- aux relations avec les utilisateurs : nombre des réclamations et taux de réponses dans les 30 jours par nature et par catégorie d'utilisateurs ;
- à la relève et à la facturation : taux de compteurs BT \leq 36 kVA avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année, taux de données de relève et de facturation publiées dans les délais;
- aux raccordements : délais de transmission des propositions techniques et financières et délais de réalisation des raccordements.

2.1.4 Les échanges transfrontaliers d'électricité

2.1.4.1 Les orientations cadre et les codes de réseau pour l'allocation des capacités et la gestion des interconnexions

Les enjeux des orientations-cadre sur l'allocation de capacités et la gestion des congestions sont la mise en place d'un marché intégré, compétitif et efficace de l'électricité en Europe, la maximisation des capacités d'échanges entre pays/zones en utilisant les réseaux de transport et les interconnexions électriques sous contrainte de sécurité du réseau ainsi que l'optimisation de l'utilisation de ces capacités d'échanges.

La CRE s'est impliquée dans le processus de rédaction de ces orientations-cadre, dont la version finale a été publiée par l'ACER le 29 juillet 2011.

A. LE CODE DE RESEAU SUR L'ALLOCATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION ET LA GESTION DES CONGESTIONS

En septembre 2012, ENTSO-E a soumis à l'ACER une première version du code de réseau sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions. Celui-ci traite du calcul de capacité d'interconnexion, de la définition des zones de prix et des mécanismes d'allocation des capacités aux échéances journalière et infra-journalière. En décembre, l'ACER a rendu son avis motivé : tout en soulignant les efforts mis en œuvre par l'ENTSO-E, l'Agence a identifié plusieurs points ne répondant pas aux exigences des orientations-cadre. Elle a invité ENTSO-E à revoir le code en conséquence. Au cœur des débats et de l'élaboration de cet avis, la CRE a proposé avec ses homologues européens et l'ACER des améliorations concrètes ciblées pour garantir la conformité et la qualité du code, sans retarder sa mise en œuvre.

B. LE CODE DE RESEAU POUR L'ALLOCATION DES CAPACITES A L'ECHEANCE DE LONG TERME

ENTSO-E a démarré à l'automne 2012 la rédaction du code de réseau pour l'allocation des capacités à l'échéance de long terme (principalement mensuelle et annuelle). Les régulateurs se sont montrés très actifs en proposant dès l'été une consultation publique sur l'harmonisation des règles d'allocation et les produits de couverture (des instruments qui permettent aux détenteurs de capacités de se couvrir financièrement s'ils anticipent un différentiel des prix de l'électricité de part et d'autre de la frontière qui leur serait défavorable). En tant que pilote du groupe de travail concerné, la CRE a pris part de façon significative à toutes les étapes de cette consultation publique et à la rédaction d'une liste de recommandations sur l'harmonisation des règles d'enchères. Ces travaux contribuent à la mise en œuvre du modèle cible avant l'entrée en vigueur du code de réseau, pour atteindre l'objectif d'un marché harmonisé et intégré d'ici 2014.

C. LE CODE DE RESEAU PORTANT SUR L'AJUSTEMENT EN ELECTRICITE

Les orientations-cadres de l'ACER portant sur l'intégration des mécanismes d'ajustement en Europe, achevées en septembre 2012, définissent un cadre de régulation essentiel pour le développement progressif d'échanges de services d'ajustement sur la base d'un modèle cible, dont les spécificités seront décrites au sein du code de réseau correspondant par ENTSO-E au cours de l'année 2013.

Le modèle cible est susceptible d'inclure les éléments suivants :

- une forte harmonisation des pratiques des GRT et des caractéristiques des mécanismes d'ajustement, pour renforcer l'efficacité économique ;
- une nécessaire forte coordination forte entre GRT et une mise en place d'incitations efficaces pour les acteurs de marché ;
- des jalons temporels clairs pour la création d'une plateforme commune où les ressources les plus économiques seront sollicitées pour satisfaire le besoin d'ajustement des GRT.

Le respect de ces exigences requerra une évolution sensible des règles de fonctionnement du mécanisme d'ajustement français, tels que l'adaptation des produits.

2.1.4.2 Les feuilles de routes régionales de l'ACER

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

Dans ce cadre, elle veille à la mise en place à l'ensemble des frontières françaises des modèles cibles préconisés 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.

Les jalons pour la mise en œuvre des modèles cibles au niveau européen sont définis dans les quatre feuilles de route inter-régionales présentées au forum de Florence le 5 décembre 2011.

A. LE CALCUL DES CAPACITES

Le modèle cible, défini dans les orientations-cadre sur l'allocation de capacités et la gestion des congestions, repose sur un modèle de réseau commun au niveau européen et sur un calcul des capacités fondé sur les flux (méthode *Flow-based*) ou sur une méthode de calcul de capacité de transfert disponible (méthode ATC). Cependant, la méthode *Flow-based* est largement recommandée pour les réseaux fortement interconnectés, puisqu'elle permet de tirer parti des interdépendances qui existent entre les échanges sur différentes interconnexions.

La CRE participe ainsi activement à l'élaboration du projet *Flow-based* dans la région Centre-Ouest, qui constituera la première mise en œuvre concrète de cette méthodologie. Les parties au projet ont soumis le document d'approbation aux régulateurs de la région en juillet 2013, alors que la période de test en continu sur un an se poursuit afin de donner une bonne vision des résultats de cette méthodologie à l'ensemble des parties concernées. La mise en œuvre devrait être effective au premier trimestre 2014, et devrait permettre de générer un surplus économique important.

B. L'ALLOCATION DES CAPACITES A LONG-TERME

Les orientations-cadre sur l'allocation de capacités et la gestion des congestions demandent, pour l'échéance temporelle de long terme, la mise en place de règles harmonisées et d'un point d'accès unique.

Dans ce contexte, l'ACER a proposé en 2012 une consultation publique sur l'harmonisation des règles d'allocation et les produits de couverture.

Si aucune harmonisation des produits ne peut être envisagée à moyen terme, les résultats de la consultation publique ont permis aux régulateurs de rédiger une liste de recommandations que devra suivre le futur jeu européen de règles harmonisées pour les enchères de droits de transit. Les règles harmonisées actuellement appliquées dans les régions Centres-Ouest, Centre-Sud et en Suisse (soit à quatre des frontières françaises, via la plateforme CASC) ont servi de modèle de référence. Les régulateurs ont notamment recommandé une fermeté améliorée, ainsi que l'étude de nouveaux outils, tels les produits pluriannuels et le rachat de capacité par les GRT.

La feuille de route européenne a été mise à jour, de façon ambitieuse mais réaliste, et prévoit une approche en deux temps, avec comme objectif final la mise en place de règles harmonisées et d'une plateforme d'allocation unique en Europe pour les enchères portant sur l'année 2015.

Au niveau régional, une étape importante devrait être franchie au quatrième trimestre 2013 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.

C. LE COUPLAGE DES MARCHES EN JOURNALIER

Le couplage de marché unique de l'ensemble des marchés constitue le modèle cible européen à l'horizon 2014 pour la gestion des capacités d'interconnexion à l'échéance journalière.

Après les premiers projets de couplage entre la France, l'Allemagne et le Bénélux, la CRE joue maintenant un rôle moteur dans le projet de couplage de marché de la région nord-ouest en participant activement aux points de coordination entre régulateurs et ceux avec l'équipe projet composée des gestionnaires de réseau et des bourses. Ce projet vise à changer, à partir de novembre 2013, le couplage « par le volume » en couplage « par les prix », plus efficace, entre la région centre-ouest et la région nordique ainsi qu'à étendre le couplage de marché à la Grande-Bretagne.

En parallèle, les services de la CRE sont fortement impliqués à travers les projets d'extension du couplage de marché à la région sud-ouest et centre-sud. Les travaux pour le couplage de la région sud-ouest ont été anticipés en participant à la phase de test de la région nord-ouest ; ainsi, un démarrage est envisagé simultanément ou rapidement après celui de la région nord-ouest. La feuille de route de la région centre-sud, mise à jour en mars 2013, envisage un couplage de la région fin 2014.

D. LES ECHANGES EN INFRA JOURNALIER

A l'échéance infra-journalière, le modèle retenu est un mécanisme d'allocation implicite de la capacité d'interconnexion via des échanges en continu sur les bourses de l'électricité.

Les travaux en 2012 n'ont pas permis aux acteurs de marché (bourses et gestionnaires de réseaux) de se mettre d'accord sur le choix de la plateforme qui sera utilisée pour mettre en œuvre ce mécanisme à l'échelle européenne. Les discussions se sont donc poursuivies en 2013.

Dans le cadre des réflexions sur la mise en place du projet-pilote de la région nord-ouest (frontières avec l'Allemagne et la Belgique) de l'Europe et sur sa future extension (frontière avec l'Espagne), est questionnée l'autorisation, de façon transitoire, d'un accès explicite et continu à la capacité en parallèle de l'allocation implicite en continu via le marché infra-journalier organisé par les bourses de l'électricité. En juillet 2012, la CRE a ainsi lancé une consultation sur ce sujet afin de recueillir l'avis des acteurs, qui ont fortement appuyé cette possibilité, *a minima* tant que la plateforme implicite n'offrira pas de produits suffisamment sophistiqués.

En 2012, la CRE a en parallèle validé la mise en œuvre d'un mécanisme d'allocation de la capacité en infra-journalier sur la frontière France – Italie, qui a démarré le 20 juin. La CRE a approuvé la mise en place de ce mécanisme pour une durée d'un an seulement, et a demandé à RTE de tenir compte des remarques des acteurs afin d'améliorer ce mécanisme et travailler en parallèle à la mise en place d'un mécanisme conforme au modèle-cible.

2.1.4.3 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2012

TABLEAU 3 : EVALUATION DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2012

		2012			2011		
		Rente de congestion réelle	Rente de congestion théorique	Ratio	Rente de congestion réelle	Rente de congestion théorique	Ratio
		M€	M€	%	M€	M€	%
Allemagne	Export	11,8	3,1	379%	14,6	27,0	54%
	Import	35,5	45,3	78%	15,5	7,9	198%
Belgique	Export	6,58	15,5	42%	0,65	5,9	11%
	Import	6,24	8,3	75%	1,62	0,1	3092%
Espagne	Export	23,7	27,1	88%	16,7	27,1	62%
	Import	15,5	22,7	68%	13,7	11,3	121%
Italie	Export	147,9	213,3	69%	102,9	181,3	57%
	Import	1,0	4,5	23%	2,8	0,8	338%
Suisse	Export	14,1	67,7	21%			
	Import	1,2	11,0	11%			
Angleterre*	Export	33,9	43,3	78%	21,0		
	Import	9,2	18,3	50%	14,1		
Total		306,7	480,1	64%	203,5	261,3	78%

* Pour la rente de congestion théorique, les prix spot Angleterre ne sont disponibles qu'à partir du 7 février 2012

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

En 2012, la part française des revenus bruts des enchères pour l'allocation des capacités d'interconnexion a atteint 307 M€. Conformément au règlement (CE) n°714/2009, une part conséquente de la rente de congestion prévue pour la période tarifaire à venir sera consacrée aux investissements pour le développement des interconnexions.

TABLEAU 4 : UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

Chiffres 2012 (rappel 2011)	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1 €/MWh	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion	
		n'est pas utilisée à son maximum	est utilisée à son maximum
Allemagne	67 % (70%)	0 % (0%)	33 % (30%)
Belgique	87 % (100%)	0 % (0%)	13 % (0%)
Espagne	9 % (9%)	36 % (33%)	54 % (58%)
Italie	1 % (1%)	26 % (27%)	73 % (72%)
Suisse	16 % (12%)	58 % (70%)	27 % (18%)
Angleterre	4% (non défini)	56 % (82%)	40 % (18%)

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

Le couplage de marché entre la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne a permis une utilisation optimale des capacités d'interconnexion entre ces pays. On observe ainsi une forte convergence des prix sur ces frontières (67% du temps pour l'Allemagne et 87% pour la Belgique).

Sur les pas horaires pour lesquels un différentiel de prix est apparu, le couplage a permis d'utiliser au mieux la capacité d'interconnexion disponible (taux d'utilisation efficace des capacités maximal).

Par contre, la convergence des prix entre le marché français et ses autres marchés voisins reste faible et l'utilisation des interconnexions correspondantes sous efficace. Ceci s'explique par le fait que le mécanisme d'allocation explicite des capacités est sous-optimal et ne permet pas aux acteurs de marché de tirer pleinement profit des possibilités d'arbitrage entre les différents marchés. La généralisation des mécanismes d'allocation implicite pourra progressivement permettre une utilisation efficace de l'ensemble des interconnexions.

TABEAU 5 : ESTIMATION DU SURCÔUT D'APPROVISIONNEMENT LIÉ A L'ABSENCE DE COUPLAGE DES MARCHES

		Estimation du surcoût d'approvisionnement (M€)	Total (M€)	Rappel 2011 (M€)
Angleterre	Export	6,9	12,8	N.D.
	Import	5,9		
Espagne	Export	4,5	8,7	7,2
	Import	4,2		
Italie	Export	13,0	19,8	19,1
	Import	6,8		
Suisse	Export	16,8	68,0	29,7
	Import	51,2		
			109,3	56,0

Source : RTE

L'interconnexion allemande n'est pas concernée grâce au couplage de marché mis en œuvre en novembre 2010. L'augmentation du surcoût sur la frontière suisse (de 29,7 M€ à 68,0 M€) est marquante. Les pertes, inéluctablement engendrées par l'existence sur cette frontière de contrats de long-terme prioritaires, ont été renforcées en 2012 par l'effet prix. On peut noter que les surcoûts liés à l'absence de couplage pour l'Italie et l'Espagne sont relativement stables entre 2011 et 2012. **Le surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage de marché est estimé à environ 110 millions d'euros en 2012 sur l'ensemble des interconnexions françaises.** Dans ce cadre, la CRE soutient les projets d'extension de ce mécanisme, déjà en place avec le Benelux et l'Allemagne depuis 2010, à la Grande-Bretagne, l'Espagne, l'Italie et la Suisse.

ENCADRE 1 : LE COUPLAGE DE MARCHÉ ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE

Grâce au couplage de marché introduit en novembre 2010, les capacités d'interconnexion sont utilisées efficacement entre les deux pays, permettant aux prix français et allemand de converger 67% en 2012 (70% en 2011), alors que le taux de convergence ne dépassait pas 10% auparavant.

En 2012, le solde net des échanges d'électricité avec l'Allemagne est importateur de 8,8 TWh, après être redevenu exportateur en 2011 (notamment du fait du moratoire sur le nucléaire décrété en Allemagne le 15 mars 2011 et l'arrêt immédiat de 8 réacteurs nucléaires).

En mars 2011, le moratoire combiné à la baisse des prix français en sortie d'hiver, avait contribué à inverser le différentiel de prix (et donc les échanges) entre la France et l'Allemagne, la France exportant de nouveau abondamment outre-Rhin. Durant l'hiver 2011-2012, la forte saisonnalité de la consommation française (et donc des prix) par rapport à celle de l'Allemagne a fait repasser les prix de marché français au-dessus des prix allemands, avec des échanges orientés à l'import.

A partir de l'été 2012, les prix des deux pays ont continué à diverger progressivement, marqués par des importations croissantes d'Allemagne vers la France même en dehors de la période hivernale. Cette tendance a conduit à une saturation croissante de la capacité d'interconnexion entre les deux pays, qui ne suffit plus à permettre une convergence des deux marchés malgré le couplage : sur le premier trimestre 2013, les prix convergeront moins de 30% du temps.

2.1.4.4 La mise à jour des orientations pour l'intégration de nouvelles interconnexions exemptées dans le système régulé français

Suite à l'entrée en vigueur du 3^e paquet d'énergie, la CRE a mis à jour, par deux délibérations datées du 29 mars et du 9 mai 2012, sa délibération du 30 septembre 2010 portant communication sur l'application de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et les modalités d'accès au réseau public de transport d'électricité français de nouvelles interconnexions exemptées.

La délibération du 29 mars 2012, portant communication sur l'application de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009² prend en compte les nouveautés du 3^e paquet d'énergie, en particulier la possibilité de déroger à l'obligation, pour le propriétaire d'un réseau de transport, d'agir en qualité de GRT, à l'obligation de séparation patrimoniale et à l'accès des tiers dans le nouveau contexte des codes de réseau. Notamment, la CRE préconise, en principe, une garantie d'indépendance entre activités de transport, d'une part, et activités de fourniture et/ou de production d'autre part, au moins équivalente à celle que conférerait l'application à tout GRT des dispositions du 2^e paquet énergie.

La délibération du 9 mai 2012, portant décision sur les conditions de raccordement et d'accès au réseau public de transport de ces interconnexions, reprend les principes communiqués dans la délibération du 30 septembre 2010 portant communication. En particulier, la contribution versée, dans le cadre du raccordement, par le demandeur de raccordement d'une nouvelle interconnexion ne peut couvrir qu'au plus les coûts de branchement et d'extension, d'éventuels coûts de renforcement de réseau étant mutualisés à

² L'article 17 du règlement (CE) 714/2009 du 13 juillet 2009 reprend les principaux éléments de l'article 7 du règlement (CE) 1228/2003 du 26 juin 2003.

travers le TURPE. De plus, la CRE considère que les spécificités des nouvelles interconnexions justifie de ne pas leur appliquer le TURPE. La CRE rappelle néanmoins qu'elle pourrait refuser une dérogation dans le cas où elle estime que les coûts supportés par la collectivité des utilisateurs soumis au TURPE sont disproportionnés en regard des bénéfices attendus.

2.1.4.5 L'intégration du mécanisme d'ajustement dans un cadre européen

En théorie, l'ensemble des acteurs de marché opérant au sein des pays transfrontaliers peut participer au mécanisme d'ajustement opéré par RTE. En pratique, seuls les acteurs allemands, suisses et le gestionnaire de réseau britannique (*National Grid*) déposent des offres à la hausse et à la baisse et sont régulièrement sollicités en 2012 : les offres proposées sont interclassées avec celles des acteurs français et sont activées selon le besoin de RTE en ordre de préséance économique.

D'un côté, les acteurs allemands et suisses bénéficient de modalités spécifiques leur permettant d'exploiter, jusqu'à 30 minutes avant le temps réel, la capacité d'interconnexion disponible à l'échelle infra-journalière sur la base d'une allocation explicite et ainsi déposer des offres d'ajustement auprès de RTE.

D'un autre côté, les acteurs britanniques peuvent contribuer à l'équilibre offre-demande français dans le cadre du dispositif *Balancing Inter TSOs (BALIT)*, qui permet depuis plusieurs années à National Grid et RTE de bénéficier d'offres supplémentaires pour assurer l'équilibrage de leur système.

Par ailleurs, les acteurs de marché français n'ont pas aujourd'hui la possibilité de participer aux mécanismes d'ajustement des GRT voisins. Cette situation s'explique par différents facteurs (obstacle juridique, gestion de l'ajustement fondée essentiellement sur des réserves contractualisées, incompatibilité des architectures de marché).

Ce constat tend à justifier la mise en œuvre rapide d'un mécanisme intégré en Europe. En particulier, les échanges d'énergie d'ajustement transfrontaliers ne s'opèrent que dans la limite de la capacité d'interconnexion disponible en temps réel. De fait, l'existence d'une puissance de transit régulièrement non exploitée par les acteurs de marché après fermeture du marché (période de « neutralisation » pour RTE) laisse penser qu'une marge de manœuvre existe pour développer les échanges d'ajustement et bénéficier de la complémentarité des ressources existantes en Europe.

En 2012, on peut constater qu'il existe encore un important potentiel d'échanges d'ajustement entre le système électrique français et le système voisin interconnecté après fermeture du guichet infrajournalier :

- Pour les acteurs étrangers souhaitant valoriser une offre au sein du mécanisme français, la capacité d'interconnexion disponible à l'export est supérieure à 100 MW plus de 72% du temps en moyenne ;
- Pour les acteurs français souhaitant valoriser une offre au sein des mécanismes voisins, cette disponibilité est un peu plus restreinte (en particulier sur les interconnexions France-Italie et France-Angleterre) mais le potentiel d'échanges demeure non négligeable.

En cohérence avec les travaux de rédaction du code de réseau sur l'ajustement, ENTSO-E a lancé en début d'année 2013 un appel à projets auprès des gestionnaires de réseau, dans l'objectif d'amorcer les travaux d'intégration des mécanismes d'ajustement. Cet appel à projets est susceptible de porter sur les échanges de divers produits d'ajustement (énergie activée manuellement, automatiquement, réserves primaire, secondaire et tertiaire, etc.).

En anticipation de ces projets potentiels, les premiers développements sur les frontières françaises ont été initiés au sein de la zone Sud-Ouest (France-Espagne-Portugal) afin d'étendre du mécanisme BALIT aux interconnexions France-Espagne et Espagne-Portugal. Ces travaux pourraient par ailleurs être rapidement élargis à la zone Centre-Sud (notamment sur la frontière France-Italie).

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

La coopération avec les pays tiers concerne plus particulièrement, 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 ayant une priorité d'accès à la capacité. La CRE travaille afin que cette interconnexion acquière les caractéristiques d'ouverture à la concurrence et d'accès non-discriminatoire qui constituent le socle des modèles-cibles.

Ainsi, dès 2011, et l'arrivée à échéance d'un des contrats de long-terme, la CRE a pris la décision, en concertation avec l'ElCom, d'allouer la totalité de la capacité ainsi libérée aux acteurs de marché par le biais d'enchères à différentes échéances de temps. RTE et Swissgrid ont établi ensemble les règles nécessaires et le traitement des offres déposées.

A la suite de la proposition de la CRE en 2010 de faire évoluer la priorité physique des contrats de long-terme vers une « priorité financière », les deux régulateurs et les deux gestionnaires de réseaux ont fortement coopéré afin de proposer une analyse conjointe de la « proposition commune » élaborée par les détenteurs de contrats.

Outre cette dimension de long-terme, la coordination à cette frontière passe aussi par l'existence de deux mécanismes performants :

- Un mécanisme infra-journalier a été approuvé par la CRE en mai 2013, permettant d'optimiser l'utilisation des offres à cette échéance à l'échelle de la France, de la Suisse et de l'Allemagne, sous la seule contrainte des capacités disponibles ;
- La possibilité pour les acteurs de marché suisses de participer au marché d'ajustement de RTE. Ceci offre un débouché supplémentaire aux premiers, et l'opportunité d'activer des offres éventuellement moins chères au second.

2.1.4.7 L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté

RTE a soumis à la CRE en janvier 2012 la première édition du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français. 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 10 Md€ à l'horizon de dix ans. Les besoins identifiés au niveau national répondent en premier lieu aux enjeux européens d'intégration des énergies renouvelables et de développement de capacité d'échange avec les pays voisins. Mais ils visent également des objectifs à caractère plus spécifiquement national, comme par exemple 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 des articles 22 et 37.g de la directive 2009/72/CE et de l'article L 326-1 du code l'énergie, la CRE a vérifié la cohérence du schéma décennal avec l'édition 2012 du plan de développement décennal européen (TYNDP). La CRE a pu constater ainsi que les projets inscrits dans le schéma décennal de RTE sont cohérents avec ceux indiqués dans le TYNDP. Le schéma décennal comme le TYNDP soulignent ainsi le rôle accru du réseau de transport d'électricité dans un contexte de développement de la production EnR au niveau européen et d'intégration des marchés. Le TYNDP inclut en effet l'ensemble des projets du schéma décennal visant à fluidifier les mouvements d'énergie, les principaux projets relatifs à la sécurité d'alimentation des régions Bretagne et PACA ainsi que le raccordement de la production éolienne offshore.

Si ce premier schéma décennal apparaît cohérent avec le plan européen, la CRE a soulevé quelques points à améliorer dans la prochaine édition : elle note que des explications mériteraient d'être apportées sur les hypothèses de production et de consommation sur lesquelles le schéma décennal est fondé ainsi que sur l'articulation avec les scénarios d'offre et de demande envisagés pour le TYNDP. En particulier, les échéances et les niveaux d'augmentation des capacités de transport devraient être fournis. La CRE considère également que le niveau d'informations pour les interconnexions doit être renforcé notamment au travers de la présentation des études économiques réalisées en cohérence avec les éléments fournis au sein du TYNDP.

Les principaux projets à l'international devant être mis en service dans la période 2012-2014 sont le projet entre la France et l'Espagne d'une capacité de 1200 MW et la restructuration du réseau autour de la région d'Albertville afin d'augmenter les capacités d'échange avec l'Italie. Au niveau national, il s'agit principalement du projet Cotentin Maine, et du projet d'optimisation du réseau 400kV existant entre Montélimar et Lyon. A plus long terme, RTE envisage pour la fin de la décennie la possible mise en service de nouvelles interconnexions de 1000 MW entre la France et l'Angleterre et de 1200 MW entre la France et l'Italie. Par ailleurs, RTE indique dans cette édition 2012 du schéma décennal que des projets de renforcement entre la France, l'Espagne, la Suisse, la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne sont également en cours d'étude.

Fin juillet 2013, la CRE a considéré que le second schéma décennal de développement du réseau de RTE couvre les besoins en matière d'investissement et qu'il est globalement cohérent avec le TYNDP publié par ENTSO-E en juillet 2012. Elle a également formulé un certain nombre de recommandations en vue de la préparation du prochain plan décennal de RTE.

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

2.1.5.1 Mise en conformité par rapport aux décisions de l'ACER

A ce jour, l'Agence n'a pas rendu de décision juridiquement contraignante à laquelle la CRE serait tenue de se conformer, sur le fondement de l'article 37.1 (d) de la directive 2009/72/CE. 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 39 de la directive 2009/72/CE.

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 2012 à 489,5 TWh, supérieure à la consommation de 2011 de 2,1 %.

En 2012, la consommation maximale a été atteinte le 8 février 2012, avec 102 098 MW. Ce niveau est supérieur à la consommation maximale constatée en 2011 (91 720 MW). Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 128 680 MW en 2012, contre 126 460 MW en 2011, soit une légère augmentation de 1,8%.

A côté d'EDF qui exploite environ 91% 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 5% de la puissance installée;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 3 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détiennent au total 99 % 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 (supérieur à 8 000 également pour un calcul effectué sur la base de la production).

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

TABLEAU 6 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	2	EDF, E.On France
Pointe	4	EDF, GDF-Suez, Poweo, Alpiq
Hydraulique	2	EDF, GDF-Suez
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. Il n'y a pas de *pool* obligatoire en *day-ahead*. Néanmoins, il existe plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits. Des arbitrages s'opèrent entre ces différentes plateformes.

- Le prix EPEX SPOT *Auction* est un prix horaire, issu d'un mécanisme de fixage (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX SPOT *Auction* est considéré comme la bourse de l'électricité en France.

- Le *trading* continu a représenté environ 22,1 TWh en 2012. Les produits échangés en continu donnent des références 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 légèrement diminué en 2012 à 46,9 €/MWh en base et 59,5 €/MWh en pointe, soit respectivement une diminution de 4,0% et 2,1% par rapport à 2011. Au premier semestre 2012, marqué par des pics de prix liés à la vague de froid de février, le prix base est resté à un niveau similaire alors que le prix pointe a atteint en moyenne 62,4 €/MWh, représentant une hausse de 4% par rapport à 2011 à la même période.

Dans son rapport de surveillance publié en novembre 2012, la CRE a analysé la formation et la pertinence des prix *day-ahead* (EPEX SPOT *Auction*) sur l'ensemble de la période. Elle y conclut que les évolutions des prix spots français ont été cohérentes avec les fondamentaux et notamment avec les indicateurs de marge du système électrique. Les pics de prix de février ont fait l'objet d'une analyse spécifique (voir encadré 1).

ENCADRE 2 : PICS DE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ DE FÉVRIER 2012

Le prix de l'électricité sur le marché *spot* français (EPEX SPOT *Auction*) a atteint le jeudi 9 février 2012 un niveau de 367,6 €/MWh sur le produit base et 627,6 €/MWh sur le produit pointe. Le lendemain, ces prix se sont établis respectivement à 147,3 €/MWh et 192,2 €/MWh. Les prix horaires ont dépassé à plusieurs reprises le seuil de 500 €/MWh, déclenchant pour ces deux jours une procédure de seconde enchère, ou *second fixing*. Pour livraison le 9 février en particulier, les prix ont été proches de 1000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant même 1938,5 €/MWh à 10h. Ces niveaux de prix très élevés ont été atteints dans un contexte climatique particulier : du 1^{er} au 13 février, la France et l'Europe de façon plus générale ont été touchées par une vague de froid, avec des températures très inférieures aux moyennes saisonnières.

Toutefois, seule la France a connu des niveaux de prix aussi élevés sur le marché *spot* de l'électricité. Dans le cadre de ses analyses systématiques en cas d'événement de marché de cette ampleur, la CRE a engagé une enquête sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix. Elle a notamment analysé les fondamentaux du système électrique français qui ont été déterminants pour les interventions des acteurs de marché, ainsi que la séquence opératoire de la bourse EPEX SPOT qui a abouti à la fixation de ces prix, et rendu compte de son investigation dans sa délibération du 10 mai 2012³.

La CRE a constaté que la tension entre l'offre et la demande explique la formation de prix élevés, notamment pour la journée du 9 février. L'examen des données réelles et prévisionnelles de disponibilité et de consommation conforte ce constat.

L'équilibre de l'offre et de la demande a été assuré par une utilisation maximale de la plupart des interconnexions, à l'exception de celles avec l'Italie et la Suisse. Pour ces deux dernières frontières notamment, les mécanismes journaliers pourraient être améliorés en mettant en place un couplage de marchés. Dans le cas de l'Italie, la mise en place d'un mécanisme infra-journalier, amorcée en juin 2012, devrait également permettre d'améliorer l'utilisation de cette interconnexion.

Dans son analyse de la séquence opératoire de la bourse EPEX SPOT la CRE a constaté que, pour l'enchère qui s'est déroulée le 8 février, le prix définitif à l'issue de la seconde enchère a été de 367,6 €/MWh, soit légèrement supérieur à celui initialement obtenu lors de la

³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/pics-de-prix-de-l-electricite-des-9-et-10-fevrier-2012>

première enchère (350,2 €/MWh). La CRE a toutefois relevé des écarts plus importants entre les résultats initiaux et les résultats définitifs de la seconde enchère, notamment sur les heures où les prix ont été très élevés. La façon dont différents membres d'EPEX SPOT ont modifié leurs offres pendant le déroulement de la seconde enchère a été à l'origine de ces résultats. La CRE a considéré que les modifications apportées par trois acteurs en particulier devaient faire l'objet d'un examen spécifique, notamment par la bourse à la lumière des règles de marché applicables à l'ensemble des membres d'EPEX SPOT. Les règles de marché prévoient en effet que « dans le cas d'un *second fixing*, seules les modifications d'ordres ayant pour effet de réduire le déséquilibre entre achat et offres sont autorisées »⁴.

Dans sa délibération, la CRE a donc recommandé à EPEX SPOT d'examiner, en concertation avec ses membres, les mesures nécessaires pour :

- apporter à l'ensemble de ses membres le niveau de transparence adéquat sur ces constats ;
- améliorer la compréhension des modalités de déclenchement et de déroulement du *second fixing* par l'ensemble de ses membres ;
- améliorer, si nécessaire, la procédure de *second fixing* ;
- la mise en place éventuelle de garde-fous opérationnels.

EPEX SPOT a depuis répondu aux recommandations de la CRE dans une communication envoyée à l'ensemble de ses membres le 5 juillet 2012. Cette communication rappelle les principes d'une seconde enchère et détaille les résultats des analyses menées par la bourse sur cinq épisodes de seconde enchère, en particulier sur l'épisode du 9 février pour le marché français. EPEX SPOT a clarifié ses règles de marché le 16 octobre 2012 et travaille sur la mise en place de limites opérationnelles. Enfin EPEX SPOT devrait envoyer des courriers aux membres considérés comme ayant enfreint les règles et devrait également continuer à surveiller étroitement les comportements des acteurs lors des secondes enchères.

2.2.1.3 Les marchés organisés

A la fin du quatrième trimestre 2012, 123 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. 95 responsables d'équilibre étaient présents sur EPEX SPOT le segment *Day-Ahead Auction* d'EPEX Spot et 80 sur le segment *Intraday*.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2012 sur EPEX SPOT et EPD France⁵ :

- les volumes traités en infrajournalier restent limités. Les volumes échangés hors *cross-border* sont passés de 0,72 TWh en 2011 à 1,01 TWh en 2012, augmentant de 40% d'une année sur l'autre, pour un total de 31 715 transactions. Quant aux volumes échangés *cross-border*, ils ont augmenté passant de 1,97 TWh en 2011 à 2,33 TWh en 2012 ;
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont légèrement diminué, passant de 59,68 TWh en 2011 à 59,28 TWh en 2012 (-0,7%);
- les volumes traités sur les produits *futures* ont fortement diminué d'une année sur l'autre : 14,8 TWh ont été négociés sur EPD France en 2012 contre 41,9 TWh en 2011, soit une diminution de 64,8%.

⁴ Article 1.7 des règles opérationnelles d'EPEX SPOT

⁵ Bourse pour les produits dérivés électriques

2.2.1.4 Le marché OTC

L'essentiel des transactions sur le marché français restent effectuées en gré-à-gré (OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment de marché OTC direct (ou bilatéral direct) et d'un segment de marché OTC 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 des courtiers (prix, volumes, contreparties,...).

Sur le marché OTC intermédié, six courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité en 2012. 77 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers en 2012, soit 2 de moins que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes traités en infrajournalier restent très faibles et ont fortement diminué d'une année sur l'autre, passant de 0,259 TWh en 2011 à 0,024 TWh en 2012 (-90,6%) pour un total de 51 transactions ;
- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont légèrement diminué (-3,3%) en un an s'élevant à 22,05 TWh en 2012 pour un total de 51 038 contrats échangés ;
- les volumes traités en *forwards* ont reculé par rapport à l'année précédente : 478,8 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2012 contre 568,2 TWh en 2011(-15,7%).

En 2012, les livraisons physiques résultant de transactions sur les marchés de gros ont stagné. Elles ont atteint un volume total de 367 TWh (-0,1% par rapport à 2011).

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 2012 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous :

TABEAU 7 : 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>Year-Ahead</i>	
	base	pointe	base	pointe	base	pointe
	0,2	0,2	0,5	0,6	0,5	0,8

Source: CRE

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

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

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Mais les interconnexions entre pays peuvent permettre l'émergence de marchés supranationaux.

Dans le cas de la France, il s'agit donc de déterminer si elle est incluse dans un marché plus large comprenant certains de ses pays frontaliers.

Trois critères peuvent être utilisés pour déterminer un marché pertinent géographique :

- la taille des interconnexions au regard de la capacité de production installée ;
- l'existence de congestion sur les interconnexions ;
- la proximité et la corrélation entre les prix dans les différentes zones.

On peut noter que ces indicateurs, bien qu'analysés individuellement, sont liés : avec une forte capacité d'interconnexion, on doit observer peu de congestions, et par conséquent, les prix doivent être très corrélés.

- **CRITERE 1 : TAILLE DES CAPACITES D'INTERCONNEXION**

Le tableau suivant donne une estimation des capacités d'interconnexion (NTC) sur les différentes frontières pour l'hiver 2012.

TABLEAU 8 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2012 (EN MW)

Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et ses pays voisins 2012							
	Grande Bretagne	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2000	1600	4950	2500	995	1550	13595
En % du parc installé français	2%	1%	4%	2%	1%	1%	11%
Export	2000	3650	2600	3200	2495	1550	15495
En % du parc installé français	2%	3%	2%	2%	2%	1%	12%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

Les capacités d'interconnexions 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.

- **CRITERE 2 : CONGESTIONS AUX FRONTIERES**

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 et en maximisant l'utilisation des interconnexions.

Néanmoins, malgré une faible convergence des prix entre la France et certains pays frontaliers, les interconnexions sont très rarement utilisées au maximum de leur capacité, en raison de gestion inefficace des congestions.

Il existe cependant un contre-exemple : la frontière France-Belgique. En effet, grâce au couplage de marché pentalatéral entre la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, en 2012, les prix ont convergé 84% des heures entre la France et la Belgique.

Pendant les 16% des heures restantes, la capacité d'interconnexion est utilisée à son maximum, dans le sens du différentiel de prix.

• **CRITERE 3 : CORRELATION ET PROXIMITE DES PRIX**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays avoisinants. Les corrélations mesurées pour l'année 2012 apparaissent assez différentes à celles observées les années précédentes. Les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français. La corrélation est plus faible avec les prix des autres pays.

TABLEAU 9 : 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%

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

On observe une corrélation importante des prix français avec les prix belges (90%) et les prix allemands (82%), conséquence du couplage CWE, ainsi qu'avec les prix suisses (90%). La corrélation des prix entre la France et l'Espagne a augmenté considérablement en 2012 par rapport à celle observée sur les années précédentes. Selon ces critères, on peut ainsi considérer que les marchés français, belge, allemand et suisse sont étroitement liés.

TABLEAU 10: 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	1,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	2,2	29,2	0,7	3,2

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 11: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)

Produit <i>forward</i> annuel (Y+1) base :	
Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX-EPD)
2004	1,1
2005	-1,1
2006	-1,4
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,5
2012	-0,87

Source : CRE d'après chiffres EEX, EPD France

Les différentiels de prix ont diminué en 2012 par rapport à l'année précédente sur les frontières allemande, espagnole, britannique, belge et suisse, tandis qu'ils ont augmenté sur la frontière italienne.

La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a lieu à la frontière allemande pour laquelle le différentiel de prix passe de +2,3 €/MWh à -4,3 €/MWh. En revanche, la variation de l'écart de prix moyen la moins importante a lieu sur la frontière belge. Cette forte variation de prix allemand de l'électricité n'est pas reflétée sur le marché à terme où l'on constate une faible variation de l'écart de prix moyen : -0,87 €/MWh entre les prix français et allemand (France plus chère).

B. DEVELOPPEMENT DES TRANSACTIONS AUX FRONTIERES EN 2012

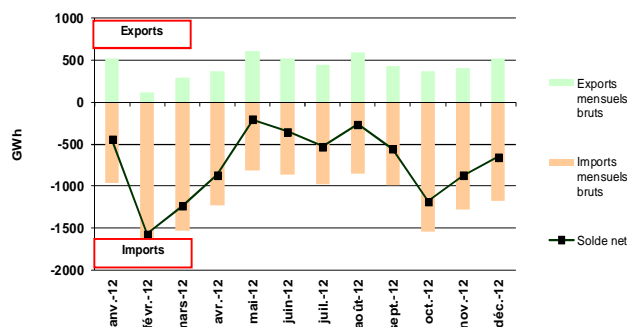
• FRANCE-ALLEMAGNE

Le marché français a été importateur net d'Allemagne d'environ 8,7 TWh en 2012.

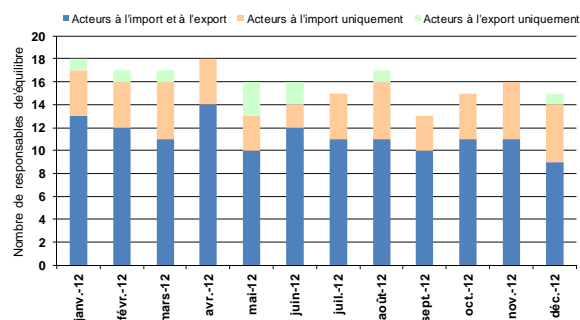
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a diminué, passant de 40 fin 2011 à 34 en moyenne au cours de l'année 2012. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports et exports sont très concentrés.

GRAPHIQUE 3 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2012

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Allemagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Allemagne



Données : RTE - Analyse : CRE

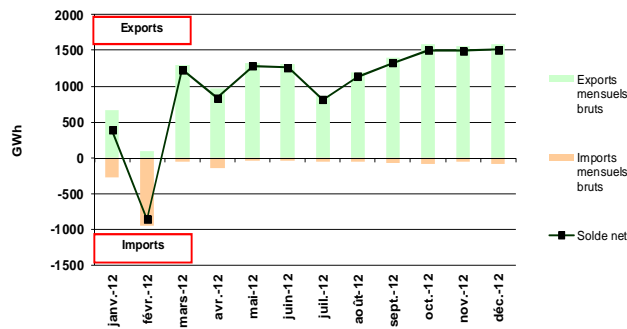
• FRANCE-BELGIQUE

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 12,0 TWh en 2012. Le marché français n'a été importateur net depuis la Belgique qu'en février.

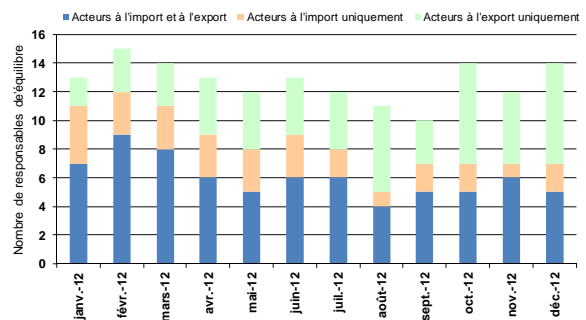
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 18 au cours de l'année 2012. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports ainsi que les exports restent très fortement concentrés.

GRAPHIQUE 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2012

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique



Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique



Données : RTE - Analyse : CRE

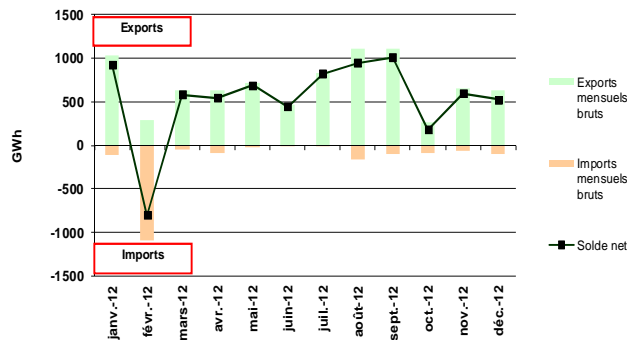
• **FRANCE-GRANDE-BRETAGNE**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 6,5 TWh. Le marché français n'a été importateur net depuis la Grande-Bretagne qu'en février.

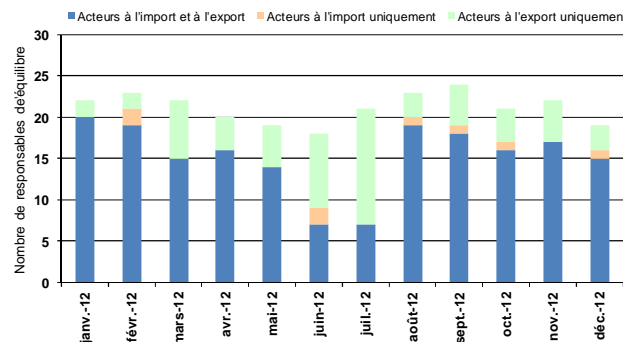
En 2012, 29 participants étaient actifs en moyenne à la frontière britannique. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Les exports et les imports sont modérément concentrés.

GRAPHIQUE 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2012

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



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



Données : RTE - Analyse : CRE

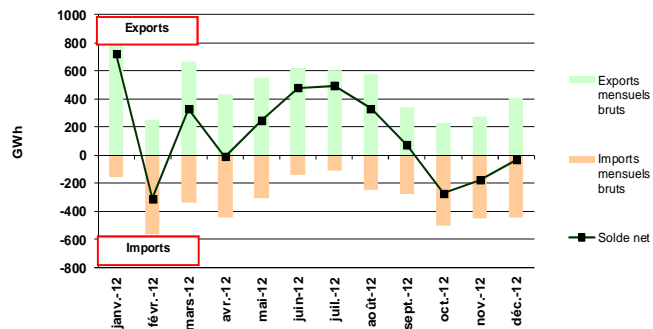
• **FRANCE-ESPAGNE**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 1,9 TWh en 2012.

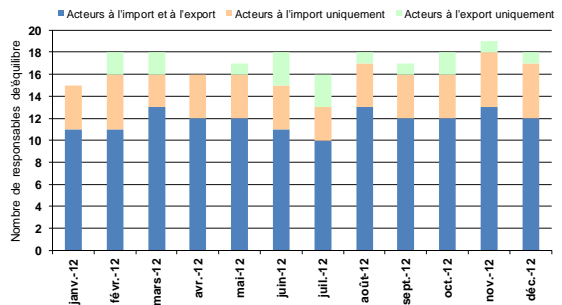
En moyenne 24 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2012. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les exports ont été modérément concentrés tandis que les imports apparaissent comme des segments peu concentrés.

GRAPHIQUE 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2012

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Espagne



Données : RTE - Analyse : CRE

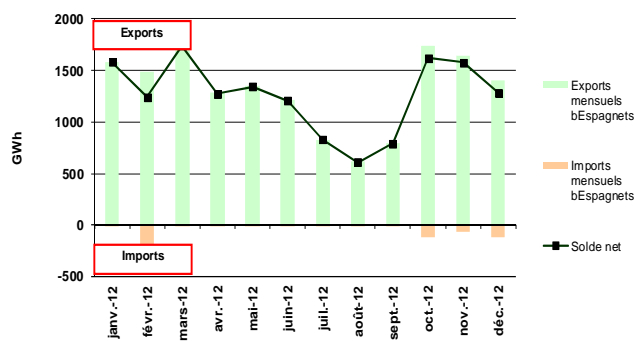
• FRANCE-ITALIE

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 15,1 TWh en 2012. Le marché français a été exportateur net vers l'Italie durant tous les mois de l'année.

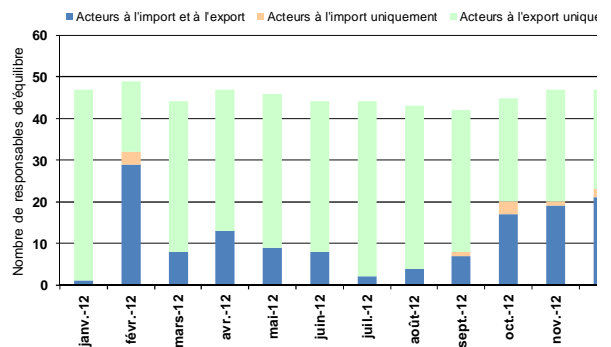
En moyenne 60 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2012. Les producteurs français et ceux d'autres pays européens intégrés ainsi que les acteurs financiers et les nouveaux entrants européens ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations étaient modérément concentrées, en revanche, les exportations étaient peu concentrées.

GRAPHIQUE 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2012

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Italie



Nombre de participants à l'interconnexion France- Italie



Données : RTE - Analyse : CRE

• FRANCE-SUISSE

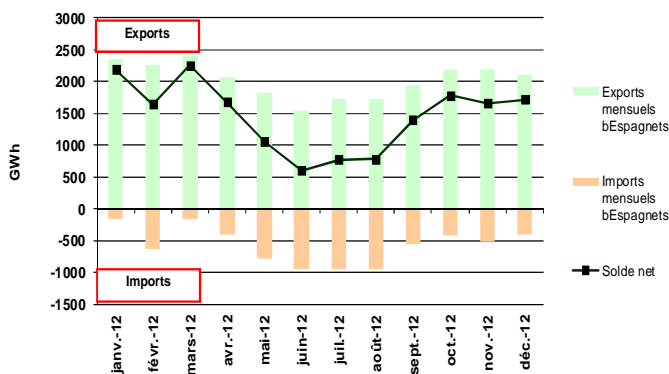
Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 17,5 TWh en 2012. Le marché français a été exportateur net vers la Suisse durant tous les mois de l'année.

En moyenne 40 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2012, dont 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. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les producteurs français dominent largement les

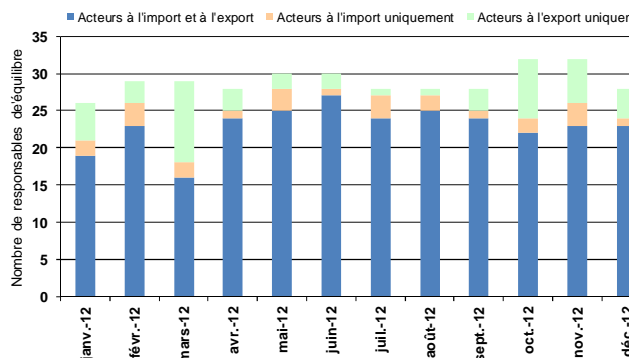
nomination aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

GRAPHIQUE 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2012

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 VIRTUAL POWER PLANTS

Depuis 2001, EDF est tenu de vendre des VPP (*Virtual Power Plants*) qui sont un élément essentiel du marché de gros français. Ce sont des capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite de la décision de la Commission européenne (7 février 2001) l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

Les enchères de VPP représentent une source d'approvisionnement importante pour les acteurs du marché de gros français. Ces enchères sont tenues par un vendeur unique. Il est nécessaire de s'assurer que ce segment de marché est concurrentiel et que les enchères ne font pas l'objet de manipulation.

Suite à la cession des parts dans EnBW par le groupe EDF, la Commission Européenne, par décision du 30 novembre 2011⁶, a mis fin au programme des enchères VPP.

En 2012, les VPP ont représenté 21 % 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.

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

• LE PRINCIPE

Promulguée le 8 décembre 2010, la loi NOME, instaure notamment le dispositif d'accès régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (ARENH). Ce dispositif ARENH, qui consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en

⁶ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

électricité produite par le parc nucléaire historique⁷ d'EDF à un prix fixé par le gouvernement, est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2011, pour une durée de 15 ans. Cet approvisionnement est limité à un total de 100 TWh chaque année. Il a pour objectif de permettre aux fournisseurs alternatifs, en leur donnant la possibilité de s'approvisionner 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.

Les clients de petite taille (résidentiels et petits professionnels) peuvent passer librement des tarifs réglementés de vente aux offres de marché, et vice versa.

- **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.

En 2012, le prix de l'ARENH était 42 €/MWh.

- **LES VOLUMES ARENH EN 2012**

Au 31 décembre 2012, 35 fournisseurs avaient signé un accord-cadre avec EDF, préalable à toute demande de produit ARENH. 60,8 TWh d'ARENH ont été livrés en 2012, représentant 46 % 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 site internet la liste des fournisseurs ayant signé un accord-cadre avec EDF.

C. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

La transparence des informations concernant la production est une condition essentielle du bon fonctionnement des marchés de gros.

Cette condition est particulièrement importante en France. En effet, du fait de la forte concentration des moyens de production, il est indispensable que l'ensemble des acteurs de marché disposent d'informations leur permettant d'anticiper l'évolution de l'équilibre physique offre-demande du marché français.

Pour répondre aux attentes des acteurs, l'Union Française de l'Électricité (UFE) participe depuis novembre 2006 à la transparence du marché de l'électricité en publiant en partenariat avec RTE une partie des données relatives à la production d'électricité en France. Ce dispositif, basé sur une collecte de ces informations auprès des membres de l'UFE, couvre près de 90 % de la production française et concerne toutes les unités de puissance nominale supérieure à 20 MW.

Conformément à la demande de la CRE, l'UFE poursuit l'amélioration la transparence des données de production⁸ avec des améliorations adoptées en 2011 et au premier semestre 2012. Les

⁷ i.e. 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

⁸ Voir notamment délibération de la CRE du 20 novembre 2009

informations complémentaires désormais publiées depuis le 1er janvier 2012 constituent un vecteur permettant aux acteurs de marché de respecter les obligations de transparence de marché imposées par le règlement REMIT : une nouvelle amélioration a notamment été apportée à partir du 1er janvier 2012 avec la création d'une page sur la plateforme de transparence du gestionnaire du réseau dédiée aux informations complémentaires à celles déjà délivrées notamment sur la disponibilité prévisionnelle et sur les arrêts fortuits du parc de production électrique. Ces nouvelles informations, sous forme de déclaration par les producteurs, peuvent ainsi concerner, par exemple, des indisponibilités fortuites partielles ou des décalages dans les redémarrages de groupes de production. Cette publication permet à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer, plus finement encore, la situation de l'offre émanant des producteurs rassemblés au sein de l'UFE. Cette démarche contribue activement à la transparence du marché électrique français et facilite l'application des dispositions réglementaires actuelles et prochaines en matière de transparence.

La CRE considère que l'ensemble de ces évolutions répond à une attente des acteurs de marché.

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. » Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement (CE) n° 1227/2011 relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie (REMIT). Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés et oblige la publication des informations privilégiées sur les marchés de gros de l'énergie.

La surveillance réalisée par la CRE depuis 2006 vise à vérifier que les prix de marché reflètent bien les contraintes économiques, techniques et réglementaires. Elle permet de vérifier que les acteurs qui disposent d'un pouvoir de marché n'en abusent pas, et que les transactions conclues sur les marchés n'ont pas pour objectif d'altérer le mécanisme de formation des prix.

Le prix sur un marché de gros détermine en effet :

- le revenu des ventes de gros réalisées par les opérateurs qui contrôlent des sources d'approvisionnement physiques (production, contrats d'importation de long terme) ;
- le coût d'approvisionnement des fournisseurs qui ne détiennent pas de telles sources d'approvisionnement.

Parmi les pratiques visées, on peut citer :

- la rétention de capacités de production qui vise à faire augmenter les prix par la création d'une pénurie artificielle ;
- la pratique de prix de vente excessivement bas, qui vise au contraire à faire baisser les prix en dessous de leur niveau normal et, ainsi, de réduire les revenus des concurrents ;
- l'envoi sur les plateformes de négociation, par un ou plusieurs acteurs, d'ordres d'achat ou de vente destinés à donner au marché une information erronée sur l'évolution des prix.

- **LES RAPPORTS DE LA CRE EN MATIERE DE SURVEILLANCE DES MARCHES**

Le 5^{ème} rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel a été publié en novembre 2012. Il rend compte des activités de la CRE dans le domaine de la surveillance des marchés de gros. Il fait part aux acteurs de marché des différents travaux de surveillance engagés par la CRE. Il capitalise sur l'expérience acquise dans ce domaine depuis que la loi du 7 décembre 2006 a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés.

Les faits marquants pour la partie des marchés de gros de l'électricité de ce 5^{ème} rapport couvrant la période 2011 - 1^{er} semestre 2012 sont les suivants :

- augmentation du prix spot de 3% par rapport à 2010 s'accompagnant d'une hausse des volumes ;
- augmentation des prix sur le marché à terme sur 2011 par rapport à 2010 mais avec une tendance baissière depuis mi-2011, baisse des volumes échangés sur les marchés à terme ;
- fin à l'inversion du *spread* de prix à un an entre la France et l'Allemagne observé depuis la confirmation du moratoire allemand sur la production d'électricité d'origine nucléaire ;
- les pics de prix de février 2012 (cf Encadré 1).

- **REGLEMENT REMIT**

L'entrée en vigueur du règlement REMIT ouvre la voie à une harmonisation de la surveillance des marchés européens de l'énergie. REMIT met en place un cadre interdisant les abus de marché et obligeant la publication des informations privilégiées de façon adaptée aux marchés de l'électricité et du gaz, et prend en compte l'influence des fondamentaux physiques de ces marchés. Il en confie la mission de surveillance à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux. Les enquêtes restent du ressort des régulateurs nationaux. La CRE dispose depuis la loi 2013-312 du 15 avril 2013 d'un pouvoir de sanction en cas de manquements au règlement REMIT.

Les missions de surveillance de marchés dans le cadre du règlement REMIT constituent un atout pour une mise en œuvre efficace au plan national de l'architecture de surveillance visée au niveau européen.

2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 Etat des lieux

A. LES CONSOMMATEURS

Au 31 décembre 2012, 35,8 millions de sites étaient recensés, ce qui représente 430 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de trois types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par les fournisseurs historiques).

- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

TABLEAU 12 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINAUX PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2012)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	30 611 000
Sites non résidentiels	4 920 000

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

TABLEAU 13 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINAUX (AU 31 DECEMBRE 2012)

	Consommation 2012 en TWh
Sites résidentiels	137
Sites non résidentiels	286

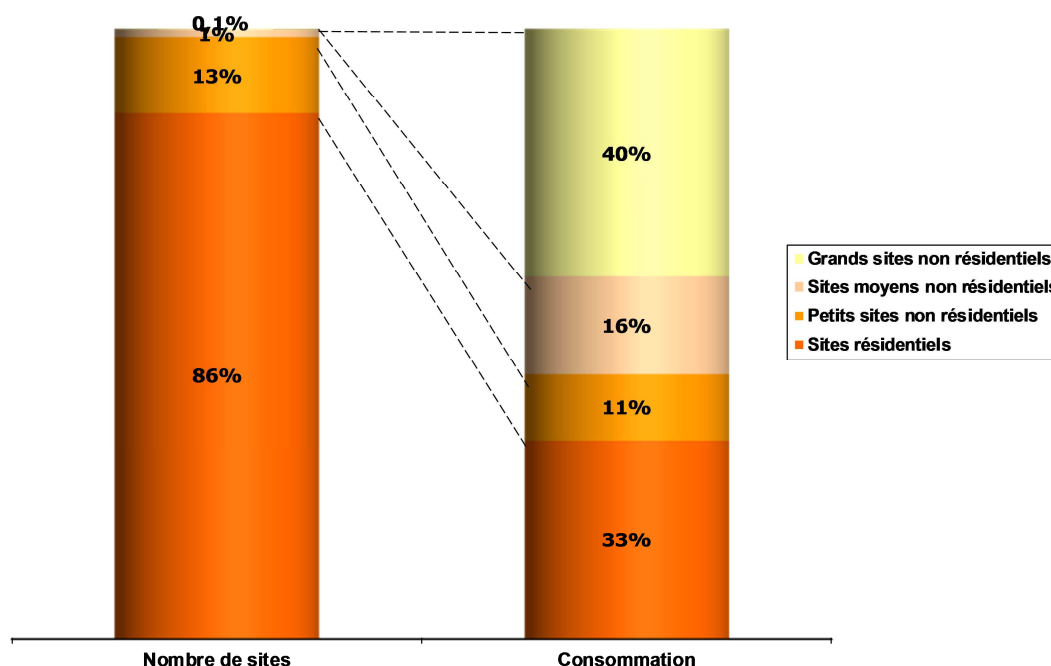
Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

Au cours de l'année 2012, l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel s'est poursuivie. Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a augmenté de 17% (+ 307 000 sites) en 2012, en continuité avec 2011 (+ 16% soit + 253 000 sites). Au 31 décembre 2012, 2 145 000 sites sur un total de 30,6 millions étaient en offre de marché, dont 2 135 000 chez un fournisseur alternatif.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a encore diminué en 2012. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a diminué de 5% au cours de l'année 2012 (soit 37 000 sites de moins). Au 31 décembre 2012, 657 000 sites sur un total de 4,9 millions étaient en offre de marché, dont 376 000 chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente étaient toujours dominants représentant 93% des sites et 94% de la consommation. Sur le marché non résidentiel, les tarifs réglementés représentaient 87% des sites, mais ne représentaient que 57% de la consommation.

GRAPHIQUE 9 : TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2012



Source : données 2012, GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

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

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5% du marché. La part de marché des fournisseurs alternatifs en nombre de sites est de 8% (toutes catégories confondues).

Les parts de marché des trois fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus) de chaque segment sont les suivants :

TABLEAU 14 : PARTS DE MARCHÉ (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
96%	93%	98%	95%	97%

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyses CRE

Pour avoir une vision plus détaillée du degré de concentration du marché français de l'électricité, les tableaux ci-après présentent les parts de marché des fournisseurs historiques et des fournisseurs alternatifs.

TABLEAU 15 : PARTS DE MARCHÉ DES TROIS FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITE AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
91%	91%	98%	92%	91%

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

TABLEAU 16 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
8%	5%	0%	8%	7%

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse 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% du marché en 2012. La part de marché des fournisseurs alternatifs en volume était de 15 % avec une forte différence entre les segments.

Les tableaux suivants donnent les parts de marché en termes de volume des trois fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus), des trois fournisseurs historiques les plus significatifs et des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs.

TABLEAU 17 : PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
84%	73%	98%	96%	96%

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

TABLEAU 18 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
79%	60%	98%	91%	92%

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

TABLEAU 19 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2012)

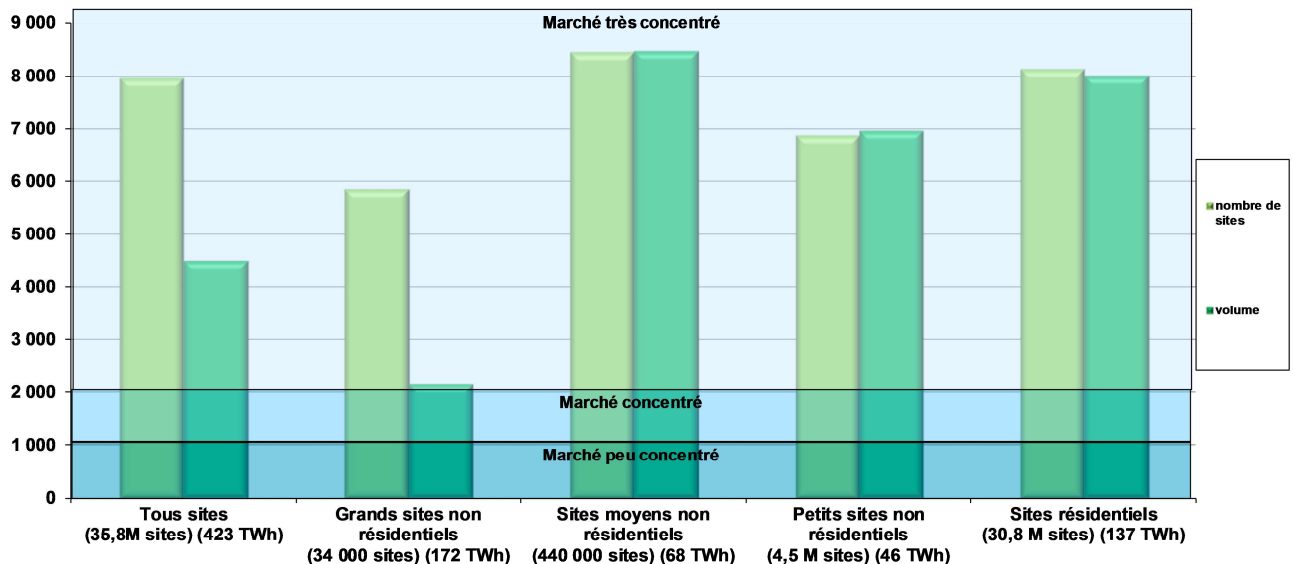
Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
8%	20%	0%	8%	8%

Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

D. INDICATEUR HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁹ 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 10 : EVOLUTION DE L'INDICE HHI



Source : GRD, RTE, Analyse CRE

E. LES FOURNISSEURS

Au 31 décembre 2012, 18 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE, possédaient au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 9 proposaient des offres aux clients résidentiels.

⁹ L'indice HHI est égal à la somme 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 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800. Etant données les spécificités des marchés de l'électricité et du gaz, cet indice ne doit pas 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



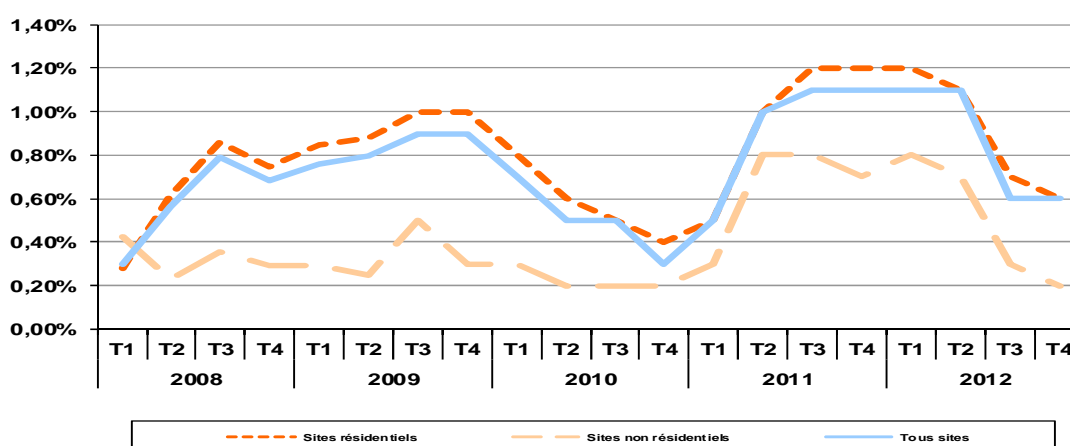
Source : énergie-info.fr, Analyse CRE

F. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

D'après la définition du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG), le changement de fournisseur est *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.

Les taux de *switch* ci-dessous n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (*switch back*) car les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de *switch* calculé.

GRAPHIQUE 12 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL



Source : Données 2012, GRD, RTE, Analyse CRE

2.2.2.2 Les prix de détail

A. LES CONSEQUENCES DE LA NOUVELLE ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Les clients de taille moyenne ou de grande taille ayant exercé leur éligibilité avant la promulgation de la loi NOME, à savoir avant le 8 décembre 2010, ne peuvent revenir aux tarifs réglementés de vente. C'est en particulier le cas des clients en offre de marché, qui bénéficiaient du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2011, date de fin d'application de ce tarif, conformément aux dispositions législatives.

B. LES TARIFS

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2012.

TABLEAU 20 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DECEMBRE 2012

	Dc	Ib	Ig	client résidentiel type
Tarif intégré HT (hors CTA)	101,1	87,8	56,7	95,7
Tarif réseau (TURPE 3)	45,5	44,9	13,5	42,8
Part fourniture	55,6	42,8	43,2	52,9
CTA	3,2	4,2	0,7	2,5
TCFE **	9,1	3,1	3,1	9,1
CSPE *	10,5	10,5	10,5	10,5
TVA ***	21,8	20,7	13,9	20,8
Tarif TTC	145,8	126,2	85,0	138,6

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh

Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

Ie : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

Client résidentiel type : 4200 kWh avec tarif 6kVA base

(*) La CSPE (contribution au service public de l'électricité) finance les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, la péréquation tarifaire nationale et les dispositifs sociaux, le budget du Médiateur National de l'Energie (MNE) ainsi qu'une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

(**) Les taxes sur la consommation finale d'électricité sont fixées à 9,14 €/MWh hors TVA pour les résidentiels quel que soit la puissance souscrite, à 3,05 €/MWh hors TVA pour les professionnels dans le cas d'une puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA et 0,5 €/MWh hors TVA pour les professionnels pour les puissances supérieures à 250 kVA. La TVA qui s'applique est de 19,6%.

(***) Pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la TVA correspond à 5,5 % de l'abonnement de la facture hors CSPE, 19,6 % sur le reste de la facture hors CSPE et 19,6% sur la CSPE. Pour les puissances supérieures à 36 kVA, la TVA correspond à 19,6 % appliqué à la facture hors taxes et aux autres taxes.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux aux caractéristiques des clients Eurostat (consommation annuelle c , consommation en heures creuses pour les résidentiels, puissance souscrite ps et durée d'utilisation $c/(ps*8760)$;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires aux caractéristiques des clients Eurostat ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

Source : Analyse CRE

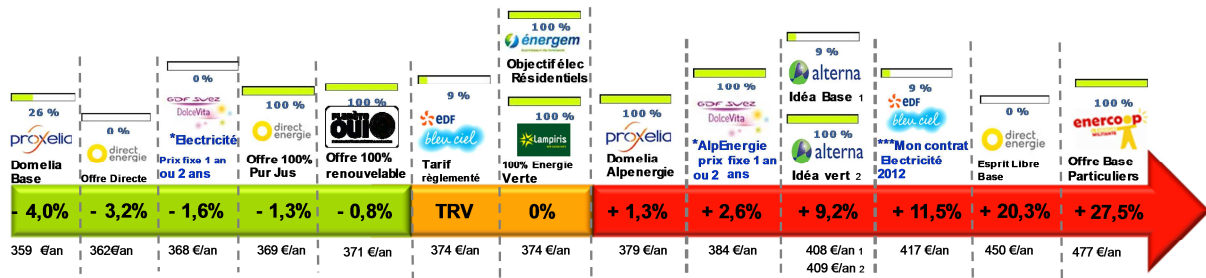
C. LES OFFRES DE MARCHÉ

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les grands et les moyens sites non résidentiels, le prix des offres est, de manière générale, dépendant du prix de l'ARENH pour une part de l'approvisionnement et du prix du marché de gros pour la part restante. Pour les petits clients non résidentiels et résidentiels, il existe deux types d'offres. Les plus nombreuses sont les offres dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente, et les autres dont le prix est construit par addition des tarifs d'accès au réseau du prix de l'ARENH et des prix de marché de gros.

Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 2 400 kWh par an (client Base) et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 8 500 kWh par an (client HP/HC), les deux étant situés à Paris. Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site www.energie-info.fr. Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, pour le client Base, l'offre la moins chère est proposée par Proxelia (359€/an soit -4,0% par rapport au tarif réglementé de vente (TRV)) et la plus chère par Enercoop (477€/an soit +27,5% par rapport au TRV).

GRAPHIQUE 13 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA



Exemple de lecture:

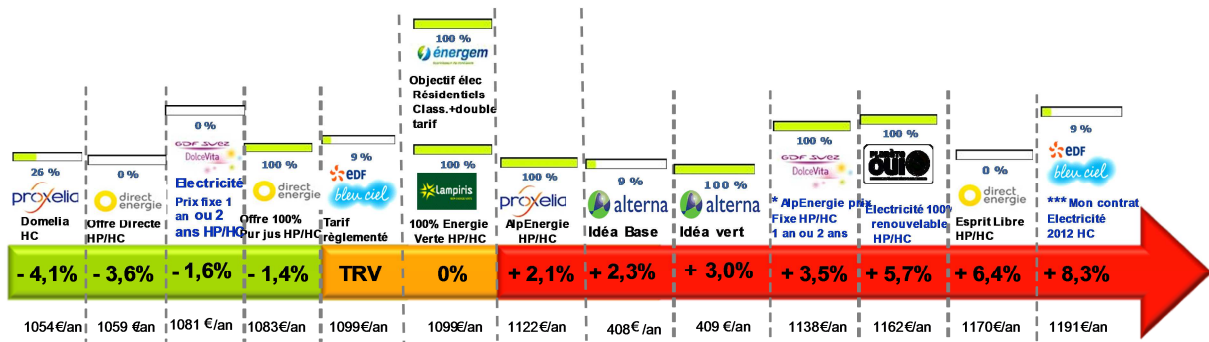
Comparaison réalisée sur un client résidentiel:	100%
• de puissance souscrite 6 kVA	
• de consommation annuelle 2 400 kWh en Base	
• Situé à Paris	
Facture TTC estimée par an hors « promo »	
% d'énergie verte	100%
Logo fournisseur:	EDF
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	374€/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** La part acheminement de la facture est indexée sur le TURPE. La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh.

GRAPHIQUE 14 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA



Comparaison réalisée sur un client résidentiel type

- de puissance souscrite 9 kVA
- de consommation annuelle 8 500 kWh en HP/HC
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Exemple de lecture:

% d'énergie verte	100%
Logo fournisseur:	EDF
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1099 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** Prix indexé sur le tarif réglementé de vente, sauf sur les Heures creuses.

*** La part acheminement de la facture est indexée sur le TURPE. La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh.

D. CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ DE DETAIL

La contestabilité de chaque type de clients doit être analysée au regard des tarifs réglementés de vente, dont ils peuvent encore bénéficier.

La part énergie du tarif réglementé de vente est obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les coûts commerciaux d'EDF.

Les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent pour partie en ARENH, pour partie sur le marché de gros de l'électricité. La contestabilité des tarifs réglementés doit ainsi être

analysée au regard de la faculté des fournisseurs alternatifs à s’approvisionner à un prix compétitif avec la part énergie du tarif réglementé. Cette analyse repose sur l’hypothèse qu’un fournisseur alternatif est aussi efficace commercialement que le fournisseur historique.

Dans son avis du 19 juillet 2012 sur le projet d’évolution tarifaire au 23 juillet 2012, la CRE a mené une étude de la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés de vente. Les hausses nécessaires 23 juillet 2012 pour assurer cette contestabilité en moyenne figurent dans le tableau ci-dessous. Elles sont à comparer avec la hausse de 2 % effectivement réalisée pour les tarifs bleus¹⁰, jaunes¹¹ et verts¹².

TABLEAU 21 : HAUSSE NECESSAIRE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE (EN %) POUR EN ASSURER LA CONTESTABILITE, EN FONCTION DES PRIX DE MARCHÉ EN 2012

Prix de marché base (en €/MWh)	48	50	52	54	56
Bleu résidentiel	3,0 %	3,4 %	3,7 %	4,0 %	4,3 %
Bleu professionnel	4,3 %	5,0 %	5,7 %	6,4 %	7,1 %
Bleu	3,1 %	3,5 %	3,9 %	4,3 %	4,7 %
Jaune	1,4 %	2,0 %	2,7 %	3,4 %	4,1 %
Vert	4,0 %	4,9 %	5,7 %	6,5 %	7,3 %

Source : Analyse CRE

L’analyse qui précède est effectuée en moyenne. Compte tenu de la dispersion de la consommation des clients par rapport à la consommation moyenne du segment, une partie des volumes fournis à ces tarifs réglementés est sans doute aujourd’hui contestable.

E. LA REGLEMENTATION DES PRIX APPLIQUES A L’UTILISATEUR FINAL

Tous les consommateurs sont éligibles depuis le 1^{er} juillet 2007.

La possibilité de disposer d’une offre réglementée sur un site dépend de la situation du client sur ce site.

Les TRV sont fixés par les ministres chargés de l’économie et de l’énergie, après avis de la CRE.

L’article L.337-5 du code de l’énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l’électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.

Il existe une vingtaine de tarifs réglementés, en fonction de la puissance souscrite. Ils sont appliqués par EDF et les entreprises locales de distribution.

¹⁰ Résidentiels et petits professionnels

¹¹ Sites de taille moyenne

¹² Sites de grande taille

Après une baisse moyenne d'environ 24 % sur 10 ans en euros constants, les TRV d'électricité :

- ont augmenté de 3% en moyenne le 1^{er} juillet 2003 ;
- ont diminué de 1,2 €/MWh le 1^{er} janvier 2004, montant équivalent à la hausse de la contribution au service public de l'électricité pour 2004 ;
- ont augmenté de 1,7% le 15 août 2006 ;
- ont augmenté de 1,1 % (pour les tarifs bleus) et 1,5% (pour les tarifs jaunes et verts) le 16 août 2007 ;
- ont augmenté de 2% pour les tarifs bleus, 6% pour les tarifs jaunes et 8% pour les tarifs verts le 15 août 2008 ;
- ont augmenté de 1,9 % pour les tarifs bleus, 4% pour les tarifs jaunes et 5% pour les tarifs verts le 15 août 2009 ;
- ont augmenté de 3,2% pour les tarifs bleus (3% pour les tarifs bleus résidentiels et 4% pour les tarifs bleus professionnels), 4,5% pour les tarifs jaunes, 5,5% pour les tarifs verts le 15 août 2010 ;
- ont augmenté de 1,7% pour les tarifs bleus et 3,2 % pour les tarifs jaunes et verts le 1^{er} juillet 2011.
- ont augmenté de 2,0% uniformément pour l'ensemble des tarifs au 23 juillet 2012

TABLEAU 22 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS CONSTANTS

		1996	2001	2012
BLEU Res	Prix €/WMh	123,2	107,8	96,7
	<i>Evolution</i>		-12,4%	-10,3%
BLEU Pro	Prix €/WMh	138,4	110,7	100,6
	<i>Evolution</i>		-20,0%	-9,1%
JAUNE	Prix €/WMh	107,3	89,3	86,0
	<i>Evolution</i>		-16,8%	-3,7%
VERT	Prix €/WMh	78,9	66,0	65,0
	<i>Evolution</i>		-16,3%	-1,5%
IPCH	Valeur	87,7	92,5	113,8
	<i>Evolution</i>		5,5%	22,9%

Source : Analyse CRE

TABLEAU 23 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS COURANTS

		1996	2001	2012
BLEU Res	Prix €/WMh	94,9	87,7	96,7
	<i>Evolution</i>		-7,6%	10,3%
BLEU Pro	Prix €/WMh	106,7	90,1	100,6
	<i>Evolution</i>		-15,6%	11,7%
JAUNE	Prix €/WMh	82,7	72,6	86,0
	<i>Evolution</i>		-12,2%	18,4%
VERT	Prix €/WMh	60,8	53,7	65,0
	<i>Evolution</i>		-11,7%	21,1%

Source : Analyse CRE

Ils sont composés :

- d'une part réseau, égale au tarif d'utilisation des réseaux fixé par la décision du 5 juin 2009 (TURPE 3);
- d'une part fourniture.

Dans son avis relatif à l'évolution tarifaire de juillet 2012, la CRE a rappelé qu'en application de la réglementation en vigueur, les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent a minima couvrir les coûts comptables des opérateurs historiques. Elle a également constaté que les tarifs réglementés de vente d'électricité envisagés couvraient les coûts comptables d'EDF sur le segment tarifaire vert mais ne couvraient pas les coûts comptables d'EDF sur les segments bleu et jaune.

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'actualisation 2013 du bilan prévisionnel 2012 de RTE sur l'équilibre offre-demande a été publiée en juillet. Le GRT constate que l'effet de la crise économique se prolonge et impacte à la baisse les prévisions de consommation électrique. En parallèle, la production disponible (notamment fioul, charbon, mais aussi gaz) devient moindre dans ce contexte économique difficile. Sur la base de ces constats, RTE conclue que les marges de sécurité disponibles se réduisent à partir de l'année 2016.

TABLEAU 24 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE

Trajectoire probable	2014	2015	2016	2017
Energie de défaillance en espérance	< 1 GWh	1 GWh	7 GWh	7 GWh
Espérance de durée de défaillance	< 30 min	< 30 min	2h30	3h
Puissance manquante	0 GW	0 GW	0 GW	0 GW

Source : Prévisions RTE

L'analyse des tendances passées a montré une relative stabilité de la consommation masquant des dynamiques sectorielles contrastées:

- Un net recul de la consommation industrielle (- 4% de 2011 à 2012) ;
- Une consommation des secteurs résidentiels et tertiaire qui continue de croître ;
- Une consommation des secteurs transport, énergie et agriculture qui demeure stable.

En conclusion, la dégradation de la conjoncture économique au cours de l'année 2012 conduit à des perspectives de court terme plus faibles que celles que dressaient les analystes au premier trimestre 2012. En conséquence, tous les scénarios d'évolution de la demande sont revus à la baisse de manière sensible, qu'il s'agisse des valeurs en énergie ou en puissance.

2.3.1.2 Le mix énergétique

Au 31 décembre 2012, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 126,1 GW.

TABLEAU 25 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2012)

Puissance disponible (GW)	Parc au 31 décembre 2012
Nucléaire	63,1
Charbon	6,8
cycle combiné au gaz	5,2
Fioul et turbines à combustion	7,0
Thermique décentralisé	7,9
Hydraulique	25,2
Eolien	7,4
Photovoltaïque	3,5
Effacements de consommation	3,0

Source : Données publiques RTE

Le parc éolien a produit 14,6 TWh au cours de l'année 2012. Le facteur de charge annuel moyen s'élève à 22,3 % sur les cinq dernières années (soit en énergie près de 2000h de fonctionnement à pleine puissance).

Le parc photovoltaïque a fourni une production de 3,9 TWh en 2012.

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, on peut distinguer trois familles :

- Effacements tarifaires : les options « Effacement Jour de Pointe (EJP) » & « Tempo » se sont érodées (environ 2 000 MW sur l'hiver 2012-2013). Cette diminution progressive, estimée à 10 % par an, devrait perdurer dans les années à venir. La fin des tarifs réglementés jaune et vert en 2016 entraînera 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.
- Effacements de marché : les effacements valorisés sur le marché d'ajustement (composante puissance et/ou énergie) ont poursuivi leur croissance en 2012 (puissance néanmoins toujours inférieure à 1 GW).
- Autres effacements : contrats bilatéraux entre consommateur et fournisseur, couvrant 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 a 5 ans

Les perspectives d’évolution indiquent :

- Une consommation du secteur industriel sensiblement revue à la baisse;
- Différents facteurs se compensent dans le secteur tertiaire, dont la consommation atteindrait 135,5 TWh en 2017, en hausse de 0,5 TWh par rapport à l’analyse précédente ;
- Des hypothèses (et donc des résultats) inchangées concernant le niveau de consommation du secteur résidentiel, qui s’établit à 166,4 TWh en 2017 selon le scénario de référence ;
- Enfin, les transports, l’énergie et l’agriculture sont revus en légère baisse (soit 36.2 TWh en 2017).

2.3.2.2 L’évolution du parc de production a 5 ans

A. PARC THERMIQUE CENTRALISE

- **NUCLEAIRE**

Aux réacteurs mis en service entre 1977 et 1999 s’ajoutera l’EPR de Flamanville d’une puissance de 1650 MW, dont l’objectif de production commercialisable est fixé fin 2016. Les hypothèses retenues prennent en compte l’arrêt des deux groupes de Fessenheim fin 2016, soit une réduction de la puissance installée de 1760 MW.

- **CYCLE COMBINE AU GAZ**

La mise en indisponibilité prolongée d’un cycle combiné au gaz de 450 MW entre 2014 et 2016 modifie la puissance disponible sur ces années. Des difficultés économiques pèsent sur le secteur des cycles combinés au gaz. La révision à la baisse de la croissance de la demande d’électricité européenne, l’évolution des prix des combustibles (notamment la baisse du prix du charbon) le développement des EnR et un marché du CO2 atone ont conduit à un fonctionnement limité des cycles combinés au gaz. De nombreuses incertitudes sur l’évolution des prix des combustibles et du CO2 dans les années à venir conduisent les producteurs à étudier plusieurs options à court ou moyen terme. Une incertitude demeure sur la plupart des groupes à partir de 2014.

- **FIOUL ET CHARBON**

Les directives européennes environnementales devraient entraîner la fermeture de plus de 7 GW de groupes thermiques au fioul et au charbon entre 2013 et fin 2015.

B. PARC THERMIQUE DECENTRALISE NON RENOUELABLE

• COGENERATION

Le parc est revu à la hausse. L'hypothèse retenue est une puissance disponible totale de cogénération d'environ 2000 MW pour les cinq prochaines années, supérieure d'environ 650 MW aux résultats de la précédente estimation.

C. PARC DES ENERGIES RENOUELABLES

• EOLIEN

Pour l'éolien terrestre, tous les signaux laissent penser que le rythme d'évolution sur les années à venir devrait être au moins à la hauteur de celui observé sur les deux dernières années, à savoir autour de 800 MW/an, portant la puissance éolienne à plus de 12 GW en 2018. Pour l'éolien en mer, plusieurs appels d'offres ont été lancés (dont 1GW en mars 2013) pour des mises en service à partir de 2021.

• PHOTOVOLTAÏQUE

L'analyse retient une hypothèse de croissance du parc de 800 MW/an, inférieure au rythme observé sur les deux dernières années, afin de tenir compte des incertitudes, tout en considérant un développement soutenu de la filière. Cela conduit à un parc de 8,3 GW en 2018 (puissance supérieure à l'objectif plan d'action national en matière d'EnR, mais inférieure à la somme des objectifs régionaux contenus dans les Schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie).

D. CAPACITE D'EFFACEMENTS

La diminution progressive des effacements tarifaires, estimée à 10 % par an, devrait perdurer dans les années à venir. La fin des TRV jaune et vert en 2016 entraînera 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.

Devant les difficultés pour anticiper le développement futur de la filière, RTE estime que le déclin des effacements tarifaires va être compensé par le développement de nouvelles capacités sur les marchés de l'énergie.

2.3.2.3 Les projets d'infrastructures à cinq ans

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

- la nécessaire intégration des 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 pourtant essentielles ;
- de nombreuses demandes de raccordement de moyens de production impulsées par la reprise d'un cycle d'investissements et par le développement des énergies renouvelables insufflé par le Plan Energie Climat.

Ces enjeux requièrent, pour la décennie à venir, des investissements conséquents dans le réseau public de transport d'électricité. Depuis 2008, les investissements de RTE sont en forte progression. Le niveau moyen annuel d'investissements pour la période 2009-2012 s'est élevé à 1 177 M€, soit une hausse d'environ 60% par rapport à la période 2006-2008.

E. LE RENFORCEMENT DES CAPACITES D'ÉCHANGE FRANCE – ESPAGNE

La capacité d'échange maximale entre la France et l'Espagne est actuellement de 1400 MW en hiver de la France vers l'Espagne et de 1300 MW de l'Espagne vers la France. Un projet d'augmentation de la capacité de l'ordre de 1400 MW a été entériné le 27 juin 2008 par les chefs de gouvernement français et espagnol. L'accord porte sur une ligne souterraine en courant continu, depuis le poste de conversion de Baixas près de Perpignan jusqu'à Santa Llogaia en Espagne. Le projet a franchi d'importantes étapes depuis 2011, tant au niveau des démarches administratives que pour ce qui concerne la progression de la réalisation des travaux. L'année 2012 a été consacrée aux chantiers de construction des stations de conversion, de la galerie technique, et de la liaison souterraine. Ces travaux devraient se poursuivre en 2013. La date de mise en service, au 1er janvier 2013, était prévue pour fin 2014.

En parallèle, RTE et REE mènent des études sur la possibilité de porter à 4000 MW les capacités d'échange avec l'Espagne. L'engagement de porter la capacité d'échange à 4 GW avait été pris lors du sommet intergouvernemental de Perpignan d'octobre 2001. L'intérêt du projet de renforcement a depuis été confirmé par le groupe régional « continental sud-ouest » d'ENTSOE-E. La solution actuellement à l'étude est une liaison sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine, qui a été proposée comme projet d'intérêt commun (PCI) et dont l'étude de faisabilité technique est en cours. Ce projet est présenté comme pouvant être mis en service en 2020.

F. LE RENFORCEMENT DE LA FRONTIERE ELECTRIQUE AVEC L'ITALIE

RTE a conduit deux projets avec TERNA. Le premier visait à optimiser les capacités du réseau existant. Il s'est agi d'installer un transformateur déphaseur sur la ligne d'interconnexion entre Trinité-Victor et Camporosso et de réorganiser des ouvrages électriques de la région d'Albertville. Ces travaux ont été finalisés en 2012. Ce projet, une fois que seront réalisés les travaux en Italie programmés fin 2013, permettra d'augmenter les échanges de 600 MW en hiver et en été. Par ailleurs, les deux opérateurs envisagent la construction d'un nouvel axe d'interconnexion (projet Savoie-Piémont). La ligne envisagée empruntera le tunnel de Fréjus pour traverser les massifs montagneux frontaliers. Ce projet a été déclaré comme projet d'utilité publique et a été proposé comme PCI. RTE est désormais en attente des autorisations restantes avant le début de travaux. Ces derniers devraient débuter en 2014, et sa mise service pourrait intervenir en 2018.

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

Quatre projets d'interconnexion sont à l'étude avec l'Angleterre. Le premier, IFA 2, qui prévoit une augmentation des capacités d'échange de 1000 MW, constitue le projet de RTE le plus mature à l'heure actuelle. Ce projet est en cours d'étude. Un deuxième projet d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la manche est en cours d'étude par un consortium associant Eurotunnel (Eleclink). Celui-ci annonçait en 2011 une mise en service en 2015. 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 pourrait atteindre une capacité de 1800 MW. Un

dernier projet, d'une capacité inférieure à 700 MW, envisage la possibilité d'une liaison entre la France et l'Irlande après 2020.

L'ensemble de ces projets ont été proposé comme PCI.

H. AUTRES PROJETS A L'ETUDE

Enfin, d'autres études, à un stade préliminaire, sont en cours sur des projets d'interconnexion avec l'Allemagne, le Luxembourg ou la Suisse. Le gestionnaire de réseau du Luxembourg a étudié différentes possibilités d'interconnexions en collaboration avec la France, l'Allemagne et la Belgique, sans dégager de solutions préférentielles. S'agissant de la Belgique, RTE et Elia ont mené une étude sur la création d'un nouvel axe dont les résultats sont attendus en 2013. De même, RTE étudie avec Amprion et Transnet BW l'opportunité d'une nouvelle interconnexion, dont les résultats sont attendus en 2013. Enfin, RTE, Swissgrid et Terna étudient la possibilité de renforcer les capacités d'échange entre la Suisse et la France en privilégiant le renforcement des capacités existantes. L'étude en cours sera achevée elle aussi en 2013.

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 à :

- une pointe journalière (observée à 19h en hiver et à 13h en été) qui nécessite de faire appel à des moyens de pointe pouvant démarrer rapidement ;
- une pointe saisonnière : la consommation électrique française est très thermosensible (l'hiver, la consommation instantanée augmente de 2 300 MW lorsque la température baisse de 1°C).

L'indicateur de la pointe « à une chance sur dix » (probabilité de défaillance de 10% pendant 1 heure en hiver) continue d'augmenter d'ici 2018, porté par une thermosensibilité toujours en hausse.

Néanmoins l'effet des politiques énergétiques dans les bâtiments et sur les équipements en atténue la dynamique : le taux de croissance de la pointe « à une chance sur dix » ralentit 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). Il s'agit là d'une inflexion significative.

Cette analyse ne préjuge cependant pas de la puissance maximale atteignable lors de vagues de froid particulièrement sévères, comme celle de février 2012.

TABLEAU 26: EVOLUTION DE LA POINTE DE CONSOMMATION A MOYEN TERME DANS LE SCENARIO DE REFERENCE

Pointe à une chance sur dix (GW)	2014	2015	2016	2017
Scénario Haut	100.8	101.8	102.8	103.7
Scénario Référence	99.7	100.4	101.0	101.6
Scénario MDE renforcée	98.9	99.2	99.4	99.6
Scénario Bas	98.2	98.1	98.1	98.0

Source : Prévisions RTE

A l'heure actuelle, il existe plusieurs leviers de traitement de la pointe.

D'une part, des incitations à la réduction de consommation en pointe peuvent être assurées par :

- des signaux tarifaires, type heures pleines heures creuses, des tarifs EJP-Tempo ou d'autres dispositifs de fournisseurs d'électricité incitant les consommateurs à réduire leur consommation (potentiel estimé à moins de 3000 MW);
- des dispositifs locaux tels qu'Ecowatt opérant en Bretagne et en région PACA (démarche volontaire des consommateurs à freiner leur consommation en pointe en réponse à une alerte lancée par RTE, visant à réduire de 15% cette consommation en 5 ans). Lancée en 2008, cette opération comptait fin 2012 près de 50 000 inscrits, et permet de réduire la consommation de près de 200 MW lors des sollicitations lancées par RTE.

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

- de Programmation Pluriannuelle d'Investissement (PPI), qui peut éventuellement répondre à des problématiques de pointes locales ;
- d'obligation de capacité, dont la mise en place est prévue par la loi NOME. 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 JORF en décembre 2012.

Enfin, la courbe de charge peut être lissée par le pilotage de la demande assurée par les gestionnaires de réseau. Cependant une telle mesure ne trouve pas d'application aujourd'hui en France.

2.3.3.2 L'ajustement électrique en temps réel

A. LES SERVICES SYSTEME ET LE MECANISME D'AJUSTEMENT

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

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatismes (réglages primaire et secondaire), soit par l'action des opérateurs (réglage tertiaire).

En 2012, 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 recouvrement des charges d'ajustement et, d'autre part, les méthodes de calcul du prix des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE.

B. UNE PARTICIPATION ACCRUE DE LA DEMANDE AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Au cours de l'exercice 2012, de nombreuses offres non contractualisées d'effacements diffus ont été déposées et activées régulièrement sur le mécanisme d'ajustement au cours de la période hivernale. La participation progresse bien qu'un seul acteur exploitant l'effacement diffus semble à même de participer au mécanisme d'ajustement.

Par ailleurs, le renouvellement de plusieurs appels d'offres pour la période 2012 a été bénéfique aux opérateurs rattachés au réseau public de distribution. D'une part, une partie du nouveau lot de réserves rapide et complémentaire - capacités de réserve à la hausse activables respectivement en moins de 15 et 30 minutes, jusqu'à présent délivrées intégralement par l'opérateur historique - est assurée par deux agrégateurs opérant sur des sites raccordés au RPT et RPD. D'autre part, la démarche volontaire de RTE - sous l'impulsion de la CRE - pour inciter au développement de la filière par le biais de contrats de réservation annuelle de puissance activable sur le mécanisme d'ajustement, avait été pérennisée au sein de la loi NOME, qui prévoit d'étaler ce type de contrats sur 3 ans. La CRE avait approuvé fin 2011 les modalités de l'appel d'offres pour la période 2012, permettant ainsi de retenir 392 MW. Le processus a été réitéré pour la période 2013, et l'adaptation des modalités approuvées par la CRE en 2012 a permis de contractualiser entre 150 et 650 MW d'effacements selon les périodes considérées.

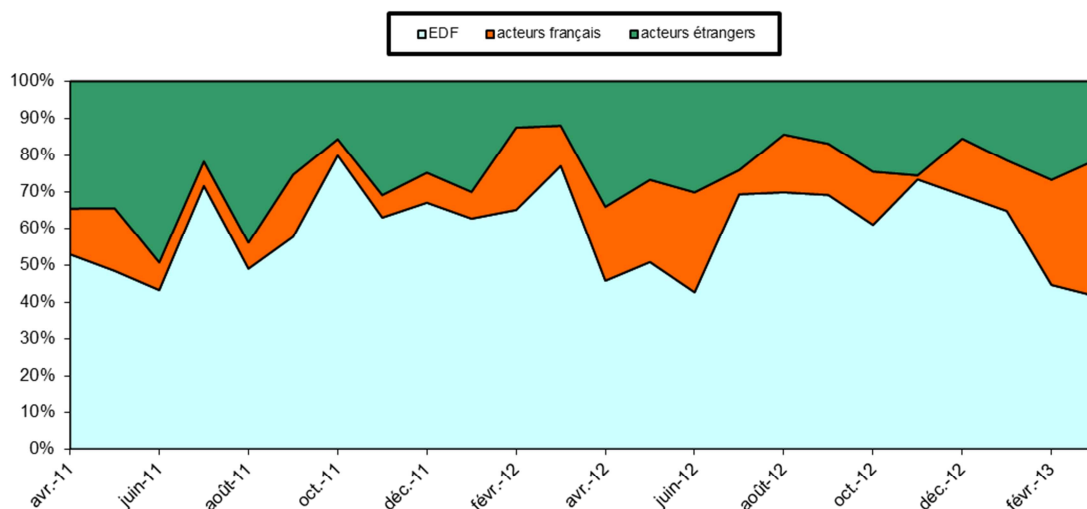
Enfin, la déclinaison de l'article 10 de la loi NOME doit permettre à des sites de consommation pouvant interrompre sans préavis leur consommation de valoriser leur capacité interruptible via un nouveau service dont les modalités ont été étudiées en concertation avec la CRE, la DGEC, RTE et les acteurs de marché en 2011 et 2012. Un arrêté ministériel a été publié en décembre 2012 pour un démarrage du dispositif prévu en 2014, à la suite notamment des procédures d'agrément et de validation des contrats. La puissance interruptible s'élèvera à environ 400 MW.

C. VERS UNE CONCURRENCE ACCRUE SUR LE MARCHÉ DE L'AJUSTEMENT

Les marchés de l'électricité et, en particulier le mécanisme d'ajustement, sont dominés par l'opérateur historique EDF. La concentration est encore plus remarquable sur le mécanisme d'ajustement (notamment sur le segment des appels à la baisse) car EDF possède la majorité du parc de barrages hydrauliques et des turbines à combustion de pointe capables de délivrer rapidement la puissance nécessaire à l'équilibrage du système.

Dans la perspective d'accroître la concurrence, la CRE s'efforce, dans le cadre de ses missions, de développer les échanges transfrontaliers d'ajustement et de promouvoir la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement, en cohérence avec les orientations-cadre définies par l'ACER et publiées en septembre 2012. Notons que les acteurs d'ajustement étrangers représentent la principale source de concurrence sur le mécanisme d'ajustement, dont la part de marché peut être significative au cours de certaines périodes de l'année.

GRAPHIQUE 15 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE



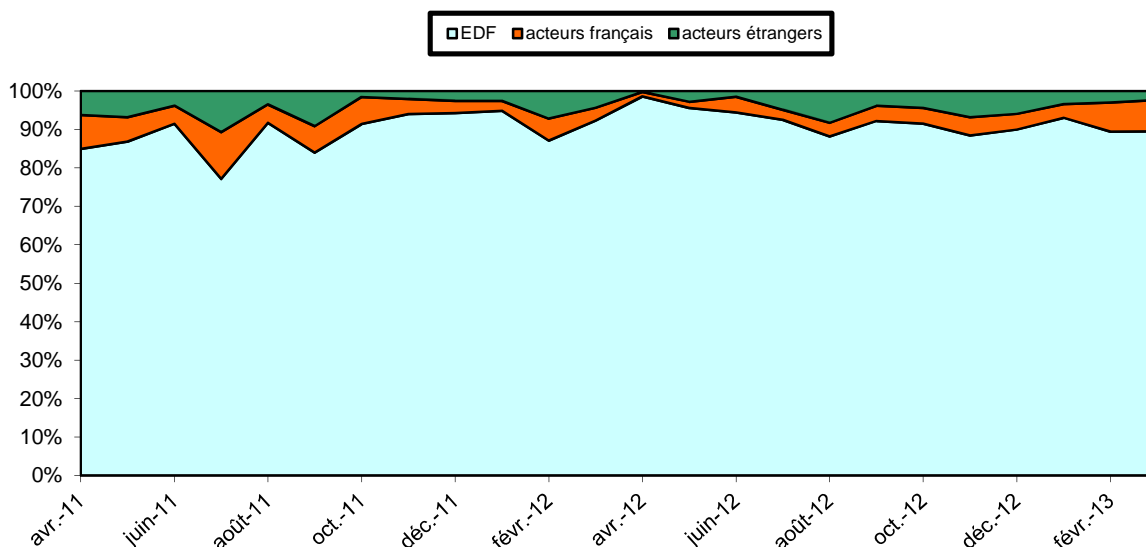
Source : CRE

Le graphique ci-dessus montre qu'EDF assure une part de l'ajustement à la hausse oscillant autour de 60%, soit un recul important par rapport à l'année 2011. Ceci est lié notamment à la progression de la concurrence provenant des acteurs français, dont la part de marché passe de 10 à 20% au cours de l'hiver 2011-2012, alors que les acteurs étrangers se maintiennent autour de 22% de part de marché.

Cette progression régulière des acteurs français dans les ajustements à la hausse peut s'expliquer par :

- l'augmentation des capacités de production gérées par d'autres acteurs;
- davantage de concurrence sur le marché des réserves d'ajustement ;
- le développement des effacements de consommation.

GRAPHIQUE 16 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSSE



Source : CRE

Pour l'ajustement à la baisse, en revanche, la concurrence est plus faible et la part de marché d'EDF atteint régulièrement 90%. Les parts de marché des autres acteurs français dépassent rarement les 10%, et la concurrence des acteurs étrangers à la baisse reste très limitée. Elle est assurée en grande partie par le GRT anglais au travers du mécanisme BALIT.

A l'avenir, de nouvelles sources de concurrence sur le segment de l'ajustement à la baisse pourraient néanmoins émerger :

- d'une part des producteurs alternatifs plus présents seraient davantage capables de proposer des offres de réduction de leur production ;
- d'autre part, certains opérateurs d'effacement demandent à ce que la possibilité de réaliser des stimulations de consommation lorsque le système électrique est long soit davantage travaillée, car ils estiment qu'un gisement intéressant peut être exploité.

Par ailleurs, le développement des échanges d'ajustements devrait se généraliser au niveau européen, sous l'égide du code de réseau sur l'ajustement qui pourrait entrer en vigueur dès 2015. Ce développement accru des échanges devrait permettre d'augmenter sensiblement la concurrence sur un marché encore très concentré, surtout à la baisse.

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, entité en charge du paiement des écarts observés au sein de son périmètre.

Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, et définis comme la différence entre l'injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d'une part la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesuré mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

Le prix des écarts est calculé de la façon suivante.

TABEAU 27 : 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	$Min(PE_{pex}, PMP \text{ Baisse} / (1+K))$	PE_{pex}
Prix des écarts négatifs	PE_{pex}	$Max(PE_{pex}, PMP \text{ Hausse} * (1+K))$

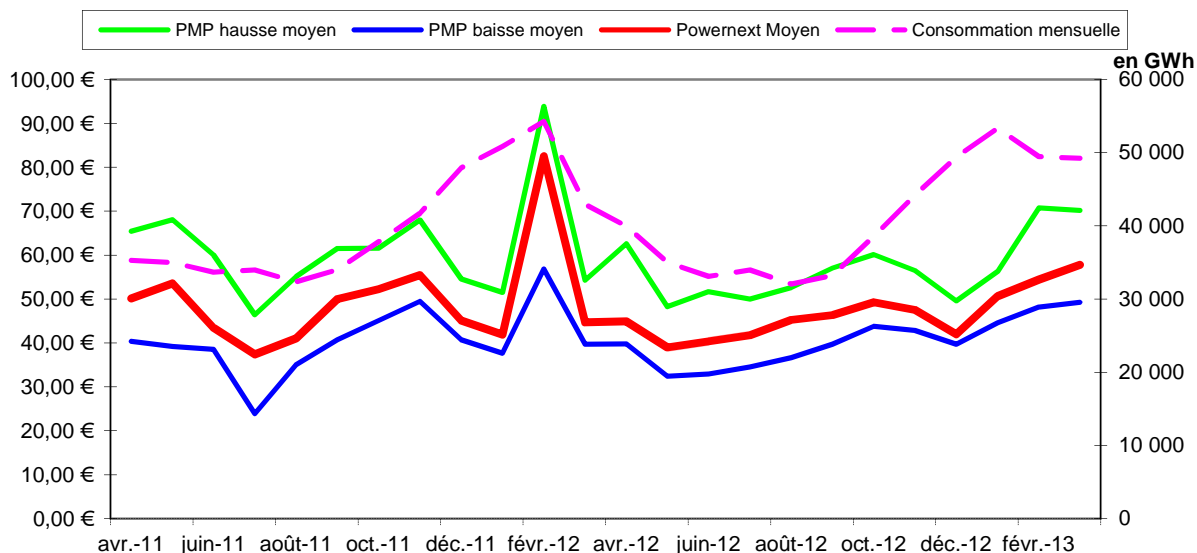
Source : CRE - RTE

PE_{pex} 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.

GRAPHIQUE 17 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT (EN €/MWH)



Source : CRE – RTE – EPEX

Ce graphique permet d’observer la corrélation entre le prix spot sur la bourse de l’électricité française (EPEX Spot) et les prix moyens pondérés des offres activées à la hausse et à la baisse. L’année 2012 a été marquée par un niveau de consommation relativement faible, en dehors de l’épisode de la vague de froid enregistré en février 2012.

2.3.3.4 Episode de la vague de froid de février 2012

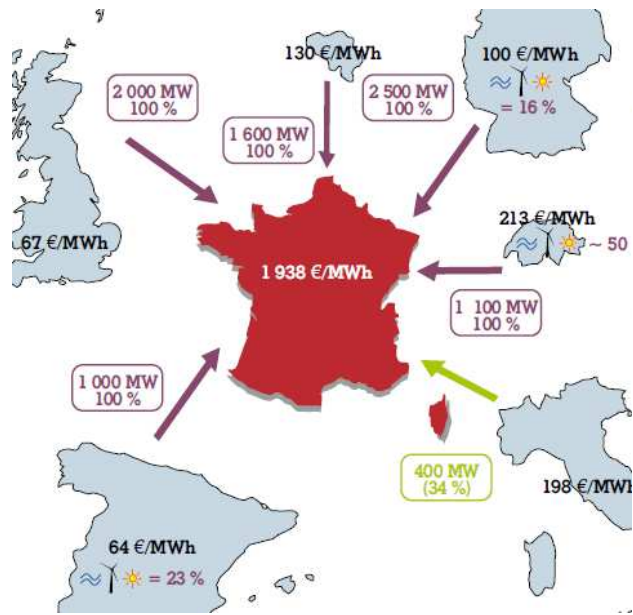
En février dernier, des températures inférieures de près de 10 °C aux normales saisonnières ont été enregistrées. Or, lorsque la température baisse de 1 °C, la consommation électrique française à la pointe augmente de 2 300 MW, soit la puissance d’un peu plus de deux réacteurs nucléaires¹³.

Pour faire face à ces périodes critiques, les moyens de production d’électricité sont mobilisés au maximum de leurs capacités. Lors de cet épisode, les centrales de semi-base et surtout de pointe et d’extrême pointe ont été très sollicitées. Cette situation a entraîné une hausse des émissions de CO₂ du parc de production d’électricité français ainsi que de la quantité de CO₂ émise pour la production d’un kWh.).

En complément de la production nationale, une partie de l’électricité est importée. Avec une capacité d’importation de 9 GW, les interconnexions transfrontalières ont couvert ainsi près de 10 % des besoins en électricité de la France lors des pointes de consommation.

¹³ Cette hausse de consommation représente à elle seule la moitié de la hausse totale observée en Europe dans ce cas. L’équipement en radiateurs électriques des logements français participe largement à cette très forte thermosensibilité.

GRAPHIQUE 18 : UTILISATION DES INTERCONNEXIONS LORS DU PIC DE PRIX DU 9 FEVRIER 2012 A 10H



Source : CRE

3 Le marché du gaz

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

3.1.1 La certification des gestionnaires de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution

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

Depuis juillet 2011, GRTgaz appartient à GDF SUEZ à hauteur de 75% et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations, 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. Au premier semestre 2013, TOTAL SA a annoncé la cession de TIGF à un consortium composé de trois sociétés : SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage italien, GIC, un fonds d'investissement de l'état singapourien et EDF. Cette cession pourrait être effective au deuxième semestre 2013.

On compte 25 GRD de gaz naturel, de tailles très inégales, alimentant environ 11,5 millions de consommateurs en France :

- GrDF, filiale de GDF SUEZ, assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 24 autres GRD de plus petites tailles, dont Régaz-Bordeaux et Réseau GDS qui assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché. Les 22 autres GRD se partageant moins de 1 % du marché de la distribution de gaz.

3.1.1.1 Mise en œuvre de la procédure de certification des gestionnaires de réseaux de transport

La transposition de la directive 2009/73/CE, et en particulier de ses dispositions relatives à la procédure de certification, a été opérée par l'ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie. L'article L. 111-3 du code de l'énergie dispose, en substance, que la CRE certifie les gestionnaires de réseaux de transport de gaz préalablement à leur désignation par l'autorité administrative en tant que gestionnaires indépendants de réseau de transport, modèle dit « ITO ».

Le décret n°2011-1478 du 9 novembre 2011 relatif notamment à la certification des GRT d'électricité et de gaz précise les modalités d'instruction par la CRE des demandes de certification des GRT.

A. DECISION DE CERTIFICATION DU 26 JANVIER 2012

La CRE a considéré dans ses délibérations du 26 janvier 2012 que les mesures prises par les GRT, ainsi que celles qu'ils se sont engagés à mettre en œuvre, leur confèrent un degré d'autonomie et d'indépendance satisfaisant vis-à-vis des autres parties de l'EVI.

La certification est valable sans limitation de durée mais les GRT sont tenus de notifier à la CRE tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de leur indépendance effective vis-à-vis des autres sociétés de l'EVI. La CRE assure également un suivi de la mise en œuvre des obligations complémentaires demandées aux GRT dans ses délibérations du 26 janvier 2011.

B. SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DES DEMANDES DE LA CRE DANS LA DECISION DU 26 JANVIER 2012

La CRE s'assure régulièrement que les GRT respectent leurs obligations en matière d'indépendance vis à vis de l'EVI. A cette fin, la CRE vérifie que les opérateurs :

- respectent les engagements qu'ils ont pris et qui ont été rappelés dans la délibération de certification ;
- mettent en œuvre, dans les délais déterminés, les demandes imposées par la CRE dans ces mêmes délibérations.

Par délibération du 11 octobre 2012¹⁴ la CRE a examiné la conformité de nouveaux contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI aux dispositions des articles L. 111-17 et L. 111-18 du code de l'énergie. A ce titre, la CRE n'a pas approuvé une prestation de service conclue entre GRTgaz et GDF Suez portant sur des prestations de recherche et développement relatives au développement des usages du gaz naturel. La CRE a considéré que cette prestation n'entrait pas dans le champ de l'exception prévue par l'article L. 111-18 du code de l'énergie en ce qu'elle ne pouvait être considérée comme nécessaire à la sûreté, l'équilibrage ou la sécurité du réseau de transport. La CRE a demandé à GRTgaz de mettre un terme à ce contrat, au plus tard le 31 décembre 2012. Fin 2012, GRTgaz a transmis à la CRE les éléments justificatifs de la mise en œuvre de cette décision.

C. SUIVI DES ACTIVITES RECURRENTES DES GRT AU REGARD DES EXIGENCES DE LA CERTIFICATION

Conformément aux dispositions de la directive 2009/73/CE transposées dans le code de l'énergie, les GRT 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 2013 et depuis la décision de certification prise le 26 janvier 2012, GRTgaz a transmis 28 contrats à la CRE. Au 4 juillet 2013, 22 d'entre eux ont été approuvés par la CRE au titre du suivi de la certification. Les autres ont fait l'objet de demandes de la CRE de mettre un terme à ces prestations.

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 octobre 2012 portant décision relative à l'approbation de contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI dans le cadre des obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie.

En matière de déontologie, la CRE est attentive à ce que les règles internes garantissent l'indépendance des salariés et des dirigeants des GRT vis-à-vis de la maison mère.

En outre, la décision de certification associée au modèle ITO impose au GRT d'élaborer annuellement un plan décennal de développement du réseau, contraignant pour les trois premières années, qui est soumis à l'examen de la CRE qui peut en demander des modifications.

La transposition des directives du 3^e paquet énergie a par ailleurs conduit à la création au sein de chaque GRT et GRD de la fonction de responsable de la conformité. Chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise, ainsi que de veiller à la conformité des pratiques des opérateurs avec les règles d'indépendance. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite, présenté à la CRE.

Enfin, l'organe de règlement des différends de la CRE, le CoRDIS, peut sanctionner les manquements répétés qu'il constate de la part du GRT ou de la part des autres sociétés de l'EVI à laquelle il appartient, aux règles d'indépendances définies par le code de l'énergie, à l'obligation annuelle d'actualisation du schéma décennal de développement du réseau ou au refus de réaliser un investissement prévu dans ce schéma. En fonction de la gravité du manquement, le Cordis peut prononcer une sanction pécuniaire dont le montant ne peut excéder 8% du chiffre d'affaires hors taxe du dernier exercice clos, porté à 10% en cas de nouvelle violation de la même obligation. Par ailleurs, conformément à l'article L. 134-30 du code de l'énergie, en cas de manquements persistants de la part du GRT aux règles d'indépendance et plus particulièrement en cas de comportement discriminatoire répété au bénéfice de l'EVI auquel il appartient, la CRE peut, après mise en demeure restée sans effet, confier tout ou partie des tâches assurées par le GRT à une société tierce répondant aux règles de la séparation patrimoniale.

3.1.1.2 La dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution

Le principe de séparation juridique entre les activités de gestion du réseau de distribution et celles de production ou de fourniture de gaz ou d'électricité introduit par les directives du 26 juin 2003 puis repris par les directives du 13 juillet 2009 est transposé en droit français aux articles L. 111-57 et suivants du code de l'énergie.

Dans le secteur du gaz, cette obligation de séparation juridique s'impose à GrDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS (soit tous les GRD desservant plus de 100 000 clients). Les activités de distribution de GDF SUEZ ont été filialisées le 1^{er} janvier 2008 avec la création de GrDF. Les sociétés Régaz-Bordeaux et Réseau GDS ont choisi de filialiser leurs activités de fourniture de gaz naturel (respectivement Gaz de Bordeaux et Enerest) pour se mettre en conformité avec l'obligation de séparation juridique. Depuis le 1^{er} avril 2012, Réseau GDS n'a plus d'activité de fourniture en raison de la cession de sa filiale Enerest au groupe Electricité de Strasbourg. Régaz-Bordeaux est pour sa part à la recherche d'un repreneur pour sa filiale en charge de la fourniture de gaz.

L'indépendance des GRD s'appuie sur un principe de séparation juridique ou à défaut sur un principe de séparation comptable. GDF SUEZ et les ELD bénéficiant d'un tarif d'acheminement spécifique proposent les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités pour mettre en œuvre la séparation comptable prévue à l'article L.111-88 du code de l'énergie. Ces périmètres et principes sont approuvés par la CRE après consultation de l'Autorité de la Concurrence. La mission de la CRE est de veiller à ce qu'ils ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

Les relations entre la maison mère et ses filiales doivent faire l'objet de contrats et s'inscrire dans le cadre des relations usuelles entre mères et filles conformes aux dispositions réglementaires en vigueur.

Par ailleurs, en 2012, la CRE a demandé à GrDF et Réseau GDS de lui transmettre un plan d'actions en vue de supprimer les facteurs de confusion subsistant entre les dénominations sociales et les logos des activités du GRD et ceux des fournisseurs historiques. Concernant GrDF, son logo ne présente pas de confusion avec les autres activités du groupe GDFSuez. Pour la dénomination sociale, GrDF a établi une analyse des coûts et délais nécessaires à un changement de dénomination sociale. Concernant Réseau GDS, les facteurs de confusion avec Enerest ont disparu intégralement avec la cession d'Enerest. Enfin, GrDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS ont formalisé, par une convention (signée ou en cours de signature), les rôles respectifs en matière de communication du GRD et des autres entreprises du groupe auquel il appartient chargées d'activité de production ou de fourniture.

3.1.1.3 Suivi du respect des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE publiera au 3^{ème} trimestre 2013 la 8^{ème} 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, qui portera sur l'année 2012 et le début de l'année 2013.

Dans le secteur du gaz, l'obligation d'élaborer un code de bonne conduite et de suivre sa mise en œuvre concerne les deux GRT (GRTgaz et TIGF) ainsi que les GRD desservant plus de 100 000 clients (GrDF, Réseau GDS et Régaz-Bordeaux). 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. Dans son précédent rapport, publié en juin 2012, la CRE a demandé aux GRD concernés d'inclure désormais une partie sur l'indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis de la maison mère dans les codes de bonne conduite et les rapports de mise en œuvre établis par les responsables de conformité. Si cette demande a bien été appliquée par les responsables de conformité des GRD dans leur rapport de mise en œuvre des codes de bonne conduite, à ce stade, seul GrDF a mis en œuvre cette recommandation. Pour les GRT, le suivi de l'indépendance est effectué dans le cadre du suivi de la certification.

Concernant GRTgaz et TIGF, la CRE relève des évolutions positives sur l'année 2012. Fin 2012, TIGF n'a plus recours à du personnel détaché de l'EVI. D'autre part, si les systèmes d'information commerciaux de GRTgaz et TIGF sont séparés depuis plusieurs années, le processus de séparation complète des systèmes d'information, y compris la partie infrastructures, est en cours. Les GRT ont pris l'engagement de faire aboutir ce processus de séparation d'ici fin 2014 au plus tard. La CRE a également pu constater en 2012 que GRTgaz a mis en œuvre son programme de séparation des locaux en respectant les échéances annoncées. TIGF ne partage d'ores et déjà plus aucun local avec l'EVI.

Concernant les GRD, la CRE observe dans son rapport publié en juin 2012 que la mise en œuvre des codes de bonne conduite a globalement progressé. Tous les GRD ont renforcé leurs actions de formation, de sensibilisation et d'évaluation du personnel au respect des principes des codes de bonne conduite. Ces actions ont aussi porté sur les prestataires externes des GRD. Dans son rapport, la CRE a souligné les progrès réalisés en 2011 et début

2012, notamment en ce qui concerne la sécurisation des locaux, le transfert de la propriété de la marque de distribution à GrDF. Toutefois, la CRE a considéré que la consolidation de l'indépendance des GRD doit se poursuivre.

En particulier, la CRE a demandé aux GRD de lui transmettre un calendrier de séparation des locaux restant partagés avec des entités du secteur non régulé. Pour répondre à cette demande, GrDF a établi un état des lieux des locaux encore partagés, soit 6% des locaux. Régaz-Bordeaux a informé le régulateur de son projet de séparation complète de ses locaux d'ici 2016. Par ailleurs, la CRE a pu constater que la séparation physique des locaux de Réseau GDS est désormais effective depuis avril 2013.

Enfin, conformément à la demande de la CRE dans son rapport publié en juin 2012, la rédaction de l'annonce du passage du releveur a été modifiée par les GRD afin de clarifier de façon plus pédagogique les missions du GRD auprès des consommateurs finals.

Conformément aux articles L.111-35 et L.111-34 (transport) et l'article L.111-62 (distribution) du code de l'énergie, la fonction de responsable de conformité a été créée au sein de chaque GRT et GRD. La CRE a approuvé la nomination de ces responsables de la conformité dans ses délibérations du 7 juillet 2011 pour GRTgaz, du 6 septembre 2011 pour TIGF, du 26 janvier 2012 pour GrDF et du 3 mai 2012 pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS. Conformément à l'article L.111-34 et L.111-62 du code de l'énergie, chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise, ainsi que, pour les GRT, de veiller à la conformité des pratiques des GRT avec les règles d'indépendance. GrDF a intégré le principe d'indépendance dans son code de bonne conduite ce qui amène son responsable à suivre la conformité des pratiques du GRD avec les règles d'indépendance dans le cadre de la mise en œuvre du code de bonne conduite. En outre, le responsable de la conformité a vocation à échanger activement avec l'ensemble des utilisateurs des réseaux ainsi qu'avec les fournisseurs et tous les acteurs intéressés. Il a accès aux assemblées générales, aux réunions du conseil d'administration de la société gestionnaire du réseau, aux réunions des comités spécialisés, ainsi qu'à toutes les réunions utiles à l'accomplissement de ses missions. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel basé sur ces échanges et les audits qu'il aura conduit au sein de son entreprise. Sur la base de ce rapport et de ses observations, la CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux d'adopter un plan d'actions afin de poursuivre les efforts engagés en matière de respect des codes de bonne conduite et d'indépendance, ce qui a été effectué par les GRD et les GRT.

3.1.2 Les aspects techniques

3.1.2.1 L'équilibrage

L'article 431-3 du Code de l'énergie confie aux GRT la responsabilité de l'équilibrage physique du réseau sur lequel ils opèrent.

Les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport sont rendues publiques sur les sites internet des GRT. Conformément à l'article L. 134-3 du Code de l'énergie, l'évolution des règles d'équilibrage est approuvée par la CRE sur proposition des GRT et après consultation des acteurs du marché.

A titre individuel, chaque expéditeur est soumis, sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités de livraison, à une obligation d'équilibrage sur une base journalière. Chaque expéditeur doit donc équilibrer ses injections (importations, achats aux points

d'échange de gaz (PEG), soutirages des stockages, production) et ses soutirages de gaz (consommation de son portefeuille de clients, ventes aux PEG, injection dans les stockages, exportations) sur les réseaux.

Les règles d'équilibrage applicables sur les réseaux des deux GRT français sont en cours d'évolution progressive afin de se conformer avec le futur code de réseau européen sur l'équilibrage à l'horizon 2015-2016.

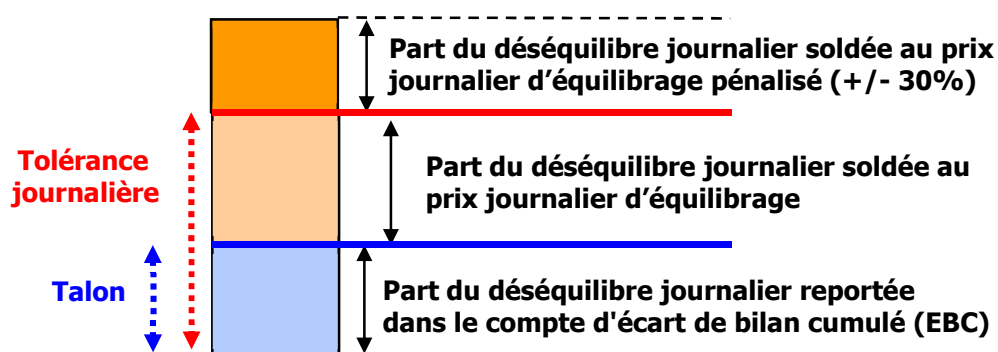
A. LES REGLES D'ÉQUILIBRAGE SUR LE RESEAU DE GRTGAZ

Le mécanisme d'équilibrage de GRTgaz a évolué progressivement depuis 2007 vers un mécanisme fondé sur le marché. Depuis le 1^{er} décembre 2009, GRTgaz a recours à la bourse Powernext Gas Spot pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage. Les prix issus des achats-ventes de GRTgaz sur le marché (prix de marché dits « P1 ») sont utilisés pour facturer une partie des déséquilibres journaliers des expéditeurs.

Des tolérances sont accordées aux expéditeurs livrant des clients finals, sous la forme :

- d'une tolérance journalière fixée notamment en fonction de la taille du portefeuille de chaque expéditeur. La part du déséquilibre constaté à la fin de chaque journée pour chaque expéditeur au-delà de ces tolérances est soldée au prix journalier d'équilibrage majoré ou minoré de +/- 30%, en fonction du sens du déséquilibre ;
- de la possibilité de reporter une partie du déséquilibre journalier de chaque expéditeur sur la journée du lendemain (cette partie du déséquilibre journalier située en dessous du talon ne fait donc pas l'objet, pour l'expéditeur, d'un achat ou d'une vente auprès de GRTgaz mais est reportée dans un compte d'écart de bilan cumulé).

GRAPHIQUE 19 : LES REGLES DE FACTURATION DES DESEQUILIBRES JOURNALIERS SUR LE RESEAU GRTGAZ



Source : CRE

Les niveaux de ces tolérances sont diminués progressivement conformément à une trajectoire validée par la CRE, qui prévoit leur mise à zéro fin 2015. A cet horizon, la totalité du déséquilibre journalier de chaque expéditeur sera soldée à la fin de la journée au prix journalier d'équilibrage conformément au code de réseau équilibrage.

TABLEAU 28 : TOLERANCES STANDARDS AU 1ER MAI 2012

Zone d'équilibrage	Capacités de livraison souscrites				
	<0.5GWh/j	>0,5GWh/j< 1GWh/j	>1GWh/j <2GWh/j	>2GWh/ <50GWh/j	>50GWh/j
GRTgaz Nord (gaz H)	30%	20%	20%	5%	4.5%
GRTgaz Nord (gaz B)	30%	20%	5%	5%	5%
GRTgaz Sud	30%	20%	20%	5.5%	5%

Source : GRTgaz

TABLEAU 29 : NIVEAUX DE TALON AU 1ER MAI 2012

	Du 1er mai 2012 au 30 septembre 2012
Nord (gaz H)	20 %
Nord (gaz B)	35 %
Sud	35 %

Source : GRTgaz

B. LES REGLES D'ÉQUILIBRAGE SUR LE RESEAU DE TIGF

TIGF Transport couvre les besoins d'équilibrage de son réseau en ayant principalement recours au stockage contractualisé avec TIGF Stockage. Depuis janvier 2012, TIGF intervient également sur le marché pour acheter et vendre des produits *day ahead* et *week-end* au titre de l'équilibrage de son réseau.

TIGF Stockage propose en outre un service optionnel d'équilibrage permettant aux expéditeurs de minimiser en partie leurs déséquilibres avec leur propre gaz, par la correction a posteriori de leurs nominations en injection et en soutirage sur le stockage de TIGF.

Comme sur le réseau de GRTgaz, les expéditeurs bénéficient d'une tolérance journalière d'équilibrage proportionnelle à leurs capacités journalières de livraison (20% pour la part en deçà de 1000 MWh/j, 5% pour la part au-delà). Les expéditeurs bénéficient également d'un compte d'écart cumulé, par l'intermédiaire duquel les déséquilibres peuvent s'additionner d'un jour sur l'autre dans la limite de trois fois la tolérance journalière.

La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance journalière ou la part du déséquilibre cumulé au-delà de trois fois la tolérance journalière, font l'objet d'une transaction d'achat ou de vente entre TIGF et l'expéditeur au prix journalier d'équilibrage.

C. TRAVAUX D'ANTICIPATION DE LA MISE EN ŒUVRE DU CODE DE RESEAU RELATIF A L'ÉQUILIBRAGE

Afin d'anticiper l'entrée en vigueur du code de réseau européen relatif à l'équilibrage, la CRE promeut une évolution cohérente et convergente des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF.

Les travaux de la Concertation Gaz¹⁵ ont conduit à la définition des principes du système d'équilibrage cible commun qui sera mis en place par GRTgaz et TIGF à l'horizon 2015. Ces principes sont conformes à ceux retenus dans le code de réseau équilibrage et prévoient notamment :

- un principe d'équilibrage fondé sur le recours au marché ;
- une incitation plus forte des expéditeurs à respecter l'équilibrage journalier par la suppression des tolérances et la facturation au prix journalier d'équilibrage de la totalité de leurs déséquilibres constatés à la fin de la journée ;
- un renforcement, en qualité comme en quantité, du niveau d'information fourni par les GRT aux expéditeurs sur la situation du réseau dans son ensemble et sur celle propre à chaque expéditeur ;
- des interventions des GRT sur la bourse du gaz en lien direct avec le niveau de tension physique de son réseau et qui se concentreront davantage sur le marché *within-day*.

3.1.2.2 La qualité de service

Les derniers tarifs de transport (dits « tarifs ATRT5 ») et de distribution (dits « tarifs 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 basée sur le suivi d'indicateurs transmis régulièrement par les gestionnaires de réseaux à la CRE. Certains de ces indicateurs, jugés 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).

Ce dispositif est adapté chaque année par la CRE en fonction des performances atteintes par les opérateurs et des attentes du marché.

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.

A. EVOLUTION DE LA QUALITE DE SERVICE DES RESEAUX DE TRANSPORT

Neuf indicateurs relatifs à la qualité de service des transporteurs suivis en 2012, dont quatre pour GRTgaz et trois pour TIGF, font l'objet d'incitations financières :

- La disponibilité du portail internet des GRT ;
- La qualité des consommations de gaz journalières mesurées aux points de livraison des consommateurs finals raccordés au réseau de transport ;
- La qualité des mesures des quantités de gaz livrées aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) ;
- Pour ce qui concerne GRTgaz, la qualité des consommations de gaz horaires mesurées et transmises en cours de journée aux points de livraison des consommateurs finals raccordés au réseau.

Les tendances constatées en 2012 sont positives :

¹⁵ Dispositif de concertation avec les acteurs de marché, présidé conjointement par GRTgaz et TIGF et mis en place en 2008, conformément à la délibération de la CRE du 18 septembre 2008.

- La disponibilité du portail des GRT est très satisfaisante sur l'ensemble de la période considérée avec un niveau moyen de l'ordre de 99,9% ;
- Le niveau de qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain est globalement satisfaisant avec un niveau de conformité moyen d'environ 97,9% sur la période considérée ;
- Le niveau des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD est satisfaisant. En moyenne, les GRT ont atteint leur objectif en étant non-conformes approximativement un jour par mois entre juillet 2011 et décembre 2012 ;
- Le niveau de qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de GRTgaz et transmises aux expéditeurs en cours de journée est satisfaisant avec un pourcentage d'indicateurs conformes supérieur à l'objectif de base et proche de l'objectif cible ;

En 2012, ces indicateurs ont généré respectivement 1,2 M€ et 365 k€ de bonus pour GRTgaz et TIGF. Compte tenu des bons résultats obtenus par GRTgaz et de TIGF, la CRE a augmenté le niveau des objectifs fixés pour ces indicateurs dans les tarifs entrés en vigueur le 1^{er} avril 2011.

Dans le dernier tarif de transport de gaz ATRT5, entré en vigueur le 1^{er} avril 2013, la CRE a, à nouveau, renforcé les objectifs des GRT pour ces indicateurs et a réduit le montant des bonus et des malus pour les indicateurs proches de 100% de qualité en veillant à les maintenir incitatifs. L'indicateur portant sur la qualité des quantités horaires télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau et transmises aux expéditeurs en cours de journée, incité financièrement pour GRTgaz uniquement dans le tarif ATRT4, a été incité financièrement pour TIGF également dans le cadre de l'ATR5.

Les autres indicateurs, qui ne font pas l'objet d'incitations financières, concernent la qualité des données transmises aux GRD, la qualité des relations avec les expéditeurs (délai de prise en compte des demandes de souscriptions de capacités...) et la performance environnementale. Le suivi de ces indicateurs sur la période 2011 – 2012 montre des résultats satisfaisants pour les deux GRT.

B. EVOLUTION DE LA QUALITE 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 trois domaines suivants :

- la relation avec les fournisseurs ;
- les données échangées avec les GRT ;
- la relève et la facturation.

GrDF a atteint des niveaux de qualité très satisfaisants pour de nombreux indicateurs importants pour le bon fonctionnement du marché, générant un bonus total de 1331 k€ sur l'année 2012. La diminution du niveau de bonus perçu par l'opérateur en 2012 par rapport au niveau de 2011 (2251 k€) s'explique principalement par un renforcement importante des objectifs fixés par la CRE pour les indicateurs incités financièrement. Cette évolution vise à

accentuer les courbes d'amélioration de l'opérateur. Par ailleurs, GrDF présente encore des marges de progression en ce qui concerne les interventions auprès des clients finals (mises en service, mises hors service,...). La CRE a donc renforcé le dispositif sur cet aspect à compter du 1^{er} juillet 2013.

Les ELD suivent quant à elles entre un (pour les plus petits opérateurs) et six indicateurs incités financièrement (pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS). Le montant total de bonus perçu par l'ensemble des ELD en 2012 s'élève à 39 k€, en diminution par rapport au bonus perçu en 2011 (65 k€). Cette diminution s'explique principalement par une baisse de la performance de Régaz-Bordeaux et Réseau GDS sur les indicateurs relatifs aux échanges de données avec les GRT.

Pour les GRD de gaz naturel, la CRE a choisi de mettre l'accent, dans son dernier rapport annuel sur la qualité de service, sur la facturation des consommateurs finals qui est un élément important de la confiance des consommateurs dans l'ouverture des marchés à la concurrence. La CRE dresse un bilan positif dans ce domaine sur la période d'analyse et souligne que les bons niveaux constatés sur la période d'analyse précédente sont confirmés.

3.1.2.3 Surveillance des conditions d'accès aux installations de stockage

L'article L.421-6 du code confie à la CRE un rôle de surveillance des conditions d'accès aux installations de stockage et aux services auxiliaires qui leur sont liés, à l'exclusion de l'évaluation des prix.

La CRE participe au Comité Stockage mis en place par l'administration. Cette instance dédiée aux conditions d'accès aux stockages réunit opérateurs et utilisateurs. Elle vérifie et veille à la bonne publication par les opérateurs des offres commerciales et de leurs modalités de vente ainsi que des capacités disponibles. Elle effectue chaque année un bilan de l'utilisation des stockages en France et organise à cette occasion des auditions des opérateurs de stockage.

Par ailleurs, le CoRDis dispose d'un pouvoir de règlement des différends similaire à celui qu'il exerce pour les infrastructures régulées.

3.1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux et aux terminaux méthaniers

3.1.3.1 Les tarifs d'accès aux réseaux

A. PROCEDURE DE FIXATION DES TARIFS

Le code de l'énergie, qui inclut les mesures de transposition de la directive 2009/73/CE, est entré en vigueur le 10 mai 2011. Il prévoit en son article L.452-3 que la CRE délibère sur les évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des infrastructures gazières régulées. Ces délibérations motivées sont transmises aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie qui peuvent alors, dans un délai de deux mois et s'ils estiment que la délibération de la CRE n'a pas tenu compte des orientations de politique énergétique indiquées, demander une nouvelle délibération.

Avant l'entrée en vigueur du code de l'énergie, les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux terminaux méthaniers étaient fixés par décision conjointe des ministres chargés de l'Economie et de l'Energie, sur proposition de la CRE, conformément à la procédure prévue à l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003.

B. LES TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF s'inscrivaient dans un cadre tarifaire (ATRT4) fixé pour quatre ans à compter du 1^{er} janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008.

Pour GRTgaz, la trajectoire de revenu autorisé (total des charges couvertes par le tarif) était fixée sur une période de 4 ans, avec une évolution annuelle de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année, en fonction notamment de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacités, de l'inflation et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie.

Pour TIGF, le niveau tarifaire avait été fixé pour une période de 2 ans, du 1^{er} avril 2011 au 31 mars 2013.

Les tarifs d'utilisation du réseau de transport avait été conçus suivant la structure d'ensemble de 3 zones d'équilibrage (zone Nord, zone Sud et zone TIGF) en série et suivant la tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal. Au sein de la zone Nord, subsistaient deux périmètres d'équilibrage différents pour le gaz H et le B.

En 2012, la CRE a mené des travaux importants avec les deux GRT et l'ensemble des acteurs du marché pour définir de nouveaux tarifs de transport de gaz. Par délibération du 13 décembre 2012, la CRE a fixé les nouveaux tarifs ATRT5, en application des dispositions des articles L. 452-1 et suivants du code de l'énergie lui donnant compétence pour délibérer sur les évolutions tarifaires, après consultation du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs sont destinés à s'appliquer pour une période d'environ quatre ans, à compter du 1^{er} avril 2013.

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte des évolutions législatives et réglementaires liées au 3^e paquet énergie, c'est-à-dire les obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport liées à la mise en œuvre du modèle ITO, le « Gas Target Model » adopté par les régulateurs européens ainsi que le futur code de réseau sur l'allocation des capacités (CAM) et les 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.

La CRE a reconduit, en le complétant, le cadre existant 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 portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire couverte par les tarifs ATRT4.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par chaque au-delà de leur trajectoire seront conservés intégralement par eux, alors qu'ils n'étaient conservés qu'à hauteur de 50 % dans le cadre du tarif ATRT4. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs. 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 mécanisme de régulation incitative de la qualité de service mis en place dans l'ATRT4 avait pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché. Ce dispositif a donné des résultats satisfaisants sur la période 2009-2012.

Dans le cadre de l'ATRT5, des évolutions ont été décidées par la CRE afin, non seulement, de tenir compte des progrès réalisés par les GRT et de conserver un caractère incitatif, mais aussi de compléter le dispositif, notamment en ce qui concerne l'équilibrage.

- **LA REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS**

Compte tenu de l'environnement financier et des risques supportés par les GRT dans le nouveau cadre de régulation, la CRE a baissé de 75 points de base le taux de rémunération des actifs retenu dans le tarif en vigueur par rapport au taux retenu dans le tarif précédent, soit 6,5 % réel avant impôt.

Une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement est également introduite dans l'ATRT5. Elle comprend, d'une part, une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen (prime de rémunération de 3% pendant 10 ans) et, 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).

Ces nouveaux tarifs sont en hausse modérée dans un contexte marqué par la poursuite d'investissements soutenus et la mise en œuvre du 3^e paquet :

- pour GRTgaz, une augmentation de 8,3% en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,8%¹⁶ par an à partir de 2014 ;
- pour TIGF, une augmentation de 8,1% en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,6%¹ par an, à partir de 2014.

C. LES TARIFS D'ACCES AU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel (dits « tarifs ATRD4 ») 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 entreprises locales de distribution (ELD), en application de la décision tarifaire de la CRE du 25 avril 2013.

¹⁶ Cette valeur intègre une hypothèse d'inflation de 2% par an.

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 (cf. page 75) :

- une période tarifaire d'environ quatre ans, avec une trajectoire tarifaire fixée à l'avance et évoluant au 1^{er} juillet de chaque année ;
- un mécanisme de correction des écarts entre prévisions et réalisations (compte de régularisation des charges et des produits - CRCP) pour certains postes de charges dont l'évolution est difficile à prévoir par les opérateurs ;
- un mécanisme de suivi de la qualité de service, modifié par la mise en place d'incitations financières pour des indicateurs liés davantage à la qualité du service rendu aux consommateurs finals et une réduction du nombre total d'indicateurs ;
- l'introduction d'un mécanisme incitant les GRD à maîtriser les coûts de leurs programmes d'investissement, hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie ;
- l'introduction d'un mécanisme incitant les GRD à atteindre les objectifs liés aux actions de promotion de l'usage du gaz ;
- l'introduction d'une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application des tarifs permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation des opérateurs sur les deux dernières années de leurs tarifs respectifs.

Ainsi, les tarifs prévoient que la grille tarifaire de chaque opérateur est ajustée mécaniquement au 1^{er} juillet de chaque année par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

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

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

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

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF a évolué au 1^{er} juillet 2012 de + 8,0 % en euros courants par rapport au tarif précédent (dit « tarif ATRD3 »). Compte tenu de la variation annuelle de l'indice IPC (+ 1,87 % en 2012), de la valeur du facteur X (fixé à - 0,2 % pour l'ensemble de la période tarifaire) et de celle du facteur k (+ 2,0 %), et en application de la formule décrite plus haut, la grille tarifaire de GrDF a augmenté de 4,07 % au 1^{er} juillet 2013.

La première évolution automatique des grilles tarifaires des ELD interviendra, quant à elle, le 1^{er} juillet 2014.

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.

Les tarifs ATRD4 ont reconduit les principes généraux relatifs à la structure tarifaire en vigueur dans les tarifs précédents, assurant ainsi une stabilité du cadre tarifaire.

Cette structure tarifaire est commune pour tous les GRD : le tarif est composé de quatre options tarifaires principale (dites options T1, T2, T3 et T4) et d'une option dite « de proximité ». Chaque option tarifaire dépend des niveaux de consommation du client final. Chaque option comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la quantité consommée et, le cas échéant, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite.

Les tarifs prévoient une option tarifaire spéciale, dite « tarif de proximité ». Cette option tarifaire est réservée aux clients qui sont déjà alimentés par les réseaux de distribution, mais qui ont la possibilité réglementaire de se raccorder directement à un réseau de transport. Elle comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche.

Dans le tarif ATRD4 de GrDF, pour l'ensemble des clients finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, le tarif applicable est un binôme comprenant un abonnement égal à celui de l'option T1, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif. Pour les clients finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, le tarif applicable est un forfait, calculé sur la base de l'option T1 et d'une consommation annuelle de 660 kWh.

Sur les réseaux des ELD, l'ensemble des clients finals ne disposant pas de compteur individuel est facturé sur la base d'un forfait, calculé à partir de l'option T1 et d'une consommation annuelle de 660 kWh.

D. LES TARIFS D'ACCES AUX TERMINAUX METHANIERS

Trois terminaux méthaniens sont aujourd'hui en service en France. Le terminal de Fos Tonkin situé à Fos-sur-Mer (capacité : 5,5 Gm³/an), et celui de Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an), dans le port autonome de Saint-Nazaire sont propriétés d'Elengy, filiale de GDF Suez. Un troisième terminal, Fos Cavaou est entré en service commercial à Fos-sur-Mer en avril 2010 et a atteint pleine capacité (8,25 Gm³/an) en novembre 2010. Il est géré par Fosmax LNG, détenue par Elengy (69,7% des parts) et Total (30,3%).

Les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniens en vigueur en 2012 (ATTM3) ont été proposés par la CRE le 24 juillet 2009 pour Fos Tonkin, Montoir et pour Fos Cavaou, en application de l'arrêté du 20 octobre 2009. Depuis cette période, le tarif d'utilisation des terminaux méthaniens est individualisé par terminal, afin de prendre en compte les trajectoires de coûts et les projets d'évolution spécifiques à chaque terminal.

En 2012, la CRE a fixé de nouveaux tarifs d'accès aux terminaux méthaniens régulés (ATTM4) qui sont entrés en vigueur au 1^{er} avril 2013. Ces nouveaux tarifs ont été définis dans un contexte de baisse significative de l'utilisation des terminaux méthaniens français, en raison du contexte mondial du Gaz naturel liquéfié (GNL) et de la forte demande asiatique depuis mars 2011. Les émissions du terminal de Montoir de Bretagne ont par exemple baissé de 56% en 2012 par rapport à 2011. Cette baisse n'a cependant pas eu 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*). En revanche, la baisse des souscriptions explique en partie la hausse des tarifs fixés par la CRE.

L'ATTM4 fixe des grilles tarifaires pour quatre ans en hausse de 4 % pour le terminal de Montoir et de 12 % pour celui de Fos Cavaou. La grille tarifaire pour le terminal de Fos Tonkin, arrêtée pour deux ans, augmente de 10 %. Cette grille sera mise à jour à mi-période, pour tenir compte de la décision de pérennisation éventuelle du terminal de Fos

Tonkin au-delà de 2020. Ces hausses tarifaires sont inférieures à celles demandées par les opérateurs, respectivement 13 %, 24 % et 15 % pour les terminaux de Montoir, Fos Cavaou et Fos Tonkin.

En outre, l'ATM4 introduit une baisse du coût moyen pondéré du capital, fixé à 6,5 % (équivalent au taux appliqué pour le transport de gaz), soit 8,5 % avec la prime de 2% prenant en compte les risques spécifiques à l'activité du GNL.

Différents services de regazéification sont prévus:

- Le service d'émission continue (S-Smart): ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant sur un terminal dix cargaisons ou plus, en moyenne sur l'année. L'opérateur assure une émission continue sur la période contractuelle et aussi régulière que possible pour l'utilisateur, en fonction du programme global de déchargement du terminal. Lorsque plusieurs utilisateurs souscrivent le service d'émission continue, l'opérateur du terminal méthanier concerné propose à la CRE, pour approbation, des règles de mutualisation des capacités de regazéification entre les utilisateurs concernés.
- Le service d'émission en bandeau de 30 jours (S-30):
 - Service « bandeau » : ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant au plus une cargaison par mois, en moyenne sur l'année. Chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée de 30 jours à compter de la date de fin de déchargement ;
 - Service « *spot* » : ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois *m* donné, souscrits après le 20^{ème} jour du mois *m-1*. La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. Chaque cargaison est émise sous la forme d'un bandeau constant d'une durée de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement.

La flexibilité amont est maintenue pour les expéditeurs bénéficiant du service d'émission en bandeau qui ont la possibilité, à la demande, de retarder ou d'anticiper d'un ou deux jours le début de l'émission relative à une cargaison, l'émission étant maintenue constante sur 30 jours.

3.1.3.2 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.

Conformément à l'article L. 421-8, les modalités de l'accès aux capacités de stockage, et en particulier son prix, sont négociés dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie peuvent demander aux opérateurs de stockage la communication des 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 2012, le tarif d'utilisation des stockages de TIGF avait connu une augmentation moyenne de 0,9 % tandis que le tarif de Storengy était resté stable.

3.1.3.3 Les tarifs de raccordement au réseau

Le code de l'énergie donne à la CRE de nouvelles compétences relatives aux tarifs conditions de raccordement aux réseaux de transport de de distribution de gaz. L'article L.134-2 du code de l'énergie dispose que la CRE précise, dans le respect des dispositions législatives et réglementaires et par décision publiée au Journal officiel, 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 formulée avant l'expiration de ce même délai.

A. RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT

Le contrat de raccordement aux réseaux de transport de GRTgaz ou de TIGF est conclu pour une durée de 10 ans, sauf exception. Il définit 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 ;
- 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.

Les contrats de raccordement de GRTgaz et TIGF sont en cours d'évolution et font l'objet de discussions au sein de différents groupes de concertation auxquels la CRE participe. Sur la base de ces travaux, la CRE a mené une consultation publique du 20 février au 25 mars 2013 et a publié au Journal Officiel le 17 mai 2013 une délibération sur les procédures de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution, consommateurs industriels et installations de production de biométhane aux réseaux de transport de gaz.

Le contrat de GRTgaz sera scindé en deux contrats distincts, un contrat de raccordement et un contrat encadrant l'exploitation et la maintenance des ouvrages, tandis que TIGF continuera 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, étant entendu que la totalité du prix de la réalisation doit avoir été payée à la mise en service des ouvrages ;
- 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 ; les redevances annuelles sont payables pendant toute la durée du contrat de raccordement ;

- sur demande auprès de GRTgaz, sous la forme dénommée « *cost+fee* » où les commandes principales sont facturées aux frais réels selon un échéancier convenu (travaux de pose, achats de tubes, postes de livraison, ...) et les autres éléments de prix sont facturés au forfait (notamment l'ingénierie), étant entendu que la totalité du prix de la réalisation doit avoir été payée à la mise en gaz des ouvrages.

TIGF offre à ses clients la possibilité de régler les coûts de conception/réalisation du raccordement au comptant ou 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. Pour TIGF, le montant de la redevance annuelle forfaitaire est fixé aux conditions particulières du contrat de raccordement.

L'exploitation et la maintenance courante du(es) poste(s) de livraison sont rémunérées dans le cadre des contrats d'acheminement dans le cas de GRTgaz. Elles ne sont donc pas payées directement à GRTgaz par le client. Les opérations de Réparation, Renouvellement et Remplacement (dites opérations 3R) des équipements des postes de livraison sont rémunérées par une redevance forfaitaire annuelle dont le montant est égal à 5,5 % du coût de réalisation du poste de livraison concerné.

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.

La CRE mènera, au dernier trimestre 2013, une consultation publique portant sur les éléments tarifaires et 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'Energie et au décret n° 2004-555 du 15 juin 2004. 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

3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport

A. POINTS D'INTERCONNEXION DE DUNKERQUE, TAISNIERES B, TAISNIERES H, OBERGAILBACH ET OLTINGUE

Sur ces points d'interconnexion transfrontaliers, seulement 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 CAPACITES PLURIANNUELLES**

Conformément à la délibération de la CRE du 9 février 2012, les règles de commercialisation des capacités pluriannuelles ont été modifiées, dans la perspective de la mise en œuvre contraignante, à l'horizon 2015, du code de réseau européen relatif à l'allocation des capacités (CAM). Afin de préparer la transition vers la mise en place des enchères pour l'allocation des capacités entre zones entrée-sortie, il est apparu nécessaire de modifier le mode d'allocation « premier arrivé, premier servi ». Ainsi, l'horizon de commercialisation des capacités pluriannuelles a été bornée à un horizon de 15 ans avec une date de démarrage de ces capacités au 1^{er} octobre, tel que prévu par le calendrier de commercialisation décrit dans le code de réseau CAM. Ces capacités fermes, rebours et restituables sont dorénavant 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.

Si toutes les capacités fermes, restituables ou rebours sont vendues pour une année parmi les quinze années commercialisées, alors GRTgaz ouvre deux OSP portant sur des réservations pluriannuelles de capacité interruptibles.

- **LES CAPACITES ANNUELLES**

Les capacités restées invendues au terme de ces 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. De même, si la totalité de la capacité ferme et de la capacité restituable a été allouée lors de cette OSP court-terme, GRTgaz ouvre une période d'OSP portant sur des réservations annuelles de capacité interruptible.

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.

- **LES SOUSCRIPTIONS MENSUELLES**

La capacité restant disponible après la vente annuelle est proposée au marché sous la forme de capacité mensuelle par le biais d'une OSP organisée en M-2. Les capacités mensuelles invendues sont attribuées selon une règle de premier arrivé-premier servi jusqu'au 15^{ème} jour du mois M-1.

- **LES SOUSCRIPTIONS QUOTIDIENNES**

Les souscriptions quotidiennes de capacité pour chaque jour 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.

GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour (entre 14h et 15h pour le lendemain) les capacités fermes quotidiennes restant disponibles.

ENCADRE 3 : VENTE DE PRODUITS GROUPEES AU POINT D'INTERCONNEXION AVEC L'ALLEMAGNE ET LA BELGIQUE

Afin de simplifier le processus de réservation des capacités transfrontalières et dans l'esprit du code de réseau CAM, GRTgaz propose conjointement avec les transporteurs adjacents, sur la plateforme Capsquare, des produits de capacités groupés.

A Taisnières H, GRTgaz et Fluxys offrent des capacités groupées sous la forme de produits mensuels dans le sens « Hub de Zeebrugge » vers le « PEG Nord » et sous la forme de produits quotidiens dans les deux sens.

A Obergailbach, GRTgaz et GRTgaz Deutschland proposent des capacités groupées entre le Net Connect Germany (NCG) et le PEG Nord sous la forme de produits mensuels dans le sens PEG Nord vers NCG et sous la forme de produits quotidiens dans les deux sens.

S'appuyant sur leurs expériences respectives avec les plateformes Capsquare, Link4Hubs et TRAC-X, seize GRT du nord-ouest de l'Europe, dont GRTgaz, ont annoncé en avril 2012 leur souhait d'anticiper la mise en œuvre du code de réseau en créant une plateforme commune de réservation de capacités. La plateforme commune sera exploitée par la société PRISMA, créée le 1^{er} janvier 2013.

Depuis avril 2013, tous les produits de capacité groupés proposés auparavant sur Capsquare, à l'exception des produits mensuels à Taisnières H, sont désormais vendus aux enchères sur PRISMA.

B. LIAISON ENTRE LA ZONE NORD ET SUD DE GRTGAZ ET ENTRE LES ZONE GRTGAZ SUD ET TIGF

Les capacités fermes et interruptibles à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz sont généralement commercialisées sous la forme de capacités pluriannuelles à hauteur d'environ 80 % pour des durées égales à deux ou trois ans, et sous la forme de capacités de court terme, de durée d'un an, pour environ 20 %.

Conformément à la délibération de la CRE du 15 novembre 2012, les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2013 ont toutes été commercialisées par GRTgaz sur un an.

A la liaison Nord/Sud, dans le sens Nord vers Sud, elles ont été commercialisées lors d'une OSP en deux phases. Toute la capacité proposée à cette occasion a été souscrite. Si tel n'avait pas été le cas, GRTgaz aurait commercialisé les invendus sous la forme de capacité mensuelle lors d'une OSP organisée en M-2. Il est également prévu que les capacités mensuelles invendues soient proposées sous la forme de produits quotidiens attribués selon la règle du premier arrivé-premier service jusqu'à 13h en J-1 puis commercialisées aux enchères chaque jour (entre 14h et 15h pour le lendemain).

C. INTERFACES ENTRE LE RESEAU DE TRANSPORT ET LES TERMINAUX METHANIERS ET STOCKAGES

Les capacités de transport sont attribuées automatiquement aux points d'interface avec les terminaux méthaniers (PITTM) et les stockages (PITS), en fonction des capacités de regazéification souscrites et de stockage souscrites auprès des opérateurs adjacents.

D. LIAISON ENTRE TIGF ET L'ESPAGNE

A Larrau, point d'interconnexion France-Espagne, ENAGAS (GRT espagnol) et TIGF coordonnent leurs procédures d'allocation des capacités conformément aux modalités définies dans un document conjoint intitulé « *Procedures for the commercialisation of existing and committed capacity at the cross-border point of Larrau between France and Spain* ». Ces règles s'appliquent à la souscription des capacités fermes disponibles à Larrau depuis avril 2009. Elles prévoient l'organisation d'une vente par guichet (OSP) à moyen terme (qui s'est conclue en novembre 2008) pour allouer 80% de la capacité sous la forme de produits pluriannuels et pluri-saisonniers (entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2013).

Par ailleurs, lors de l'appel au marché organisé en juillet 2009 pour l'accroissement des capacités France-Espagne à l'horizon 2013, 80% des capacités disponibles après investissement à Larrau ont été allouées sur une période de 10 ans.

Les 20% de capacités restant sont alloués lors d'une OSP à court terme qui se déroule chaque année à l'automne.

A Biriadou, les capacités existantes sont commercialisées selon les règles propres à chaque GRT. TIGF organise la commercialisation de ces capacités selon le principe du premier arrivé-premier servi et informe le GRT espagnol des souscriptions effectuées. En ce qui concerne l'offre de capacité nouvelle à Biriadou, TIGF et le GRT espagnol procèdent à l'organisation conjointe d'appels au marché, comme en juillet 2009 et juillet 2010.

3.1.4.2 Les congestions sur le réseau de transport

Depuis le 1^{er} janvier 2009, l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel français est organisé en trois zones de marché, GRTgaz Nord, GRTgaz Sud et TIGF. Malgré les améliorations apportées par cette nouvelle structure, l'accès au Sud de la France reste difficile. L'approvisionnement du Sud de la France (zones Sud GRTgaz et Sud-Ouest TIGF) repose sur la liaison Nord-Sud, le GNL arrivant à Fos et depuis avril 2013 les interconnexions avec l'Espagne.

Le taux d'utilisation de la capacité disponible sur la liaison Nord-Sud (230 GWh/j de capacités fermes et 220 GWh/j de capacités interruptibles) a significativement augmenté en 2012 (94% en été 2012 contre 67% en 2011), en raison du contexte du marché mondial du GNL. En effet, les prix élevés du gaz sur les marchés asiatiques a conduit à une baisse des arrivées de GNL dans le sud de la France et en Espagne. En parallèle, la capacité d'interconnexion avec l'Espagne a considérablement augmenté, passant de 82 GWh/j dans le sens France vers Espagne avant 2008 à 165 GWh/j dans les deux sens début 2013. Entre 2011 et 2012, les émissions de GNL depuis les terminaux de Fos ont diminué de 25%, alors que les flux vers l'Espagne ont augmenté de 40%. Ainsi, depuis le 1^{er} semestre 2012, la liaison Nord-Sud est congestionnée, ce qui se traduit par une demande de capacité supérieure à l'offre. Des écarts significatifs apparaissent entre les prix *day-ahead* constatés au PEG Nord et au PEG Sud, le prix au PEG Sud étant plus élevé : en moyenne 0,1 €/MWh en 2011, 1,5 €/MWh en 2012 et 2 €/MWh au premier trimestre 2013.

Depuis 2012, des travaux sont en cours afin d'optimiser l'allocation des produits de capacité et mieux prendre en compte la situation de congestion physique de cette liaison.

La CRE a poursuivi ses travaux en 2012 sur l'évolution des places de marché en France. S'appuyant sur les résultats de la consultation publique qui s'est déroulée en juin 2012, ainsi que sur les discussions menées lors des ateliers et table ronde organisés par la CRE, la trajectoire d'évolution de la structure des places de marché en France a été fixée dans les délibérations du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012. Au 1^{er} avril 2015, une place de marché commune (PEG) sera créée pour les zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF. Cette évolution constitue une première étape vers la création d'un PEG France unique et s'inscrit dans la dynamique européenne d'intégration des marchés.

Au-delà de cette échéance, la CRE a conclu que des renforcements importants du réseau de transport sont nécessaires avant de pouvoir créer un PEG unique en France. Elle a fixé l'objectif d'un PEG France unique en 2018, après le doublement de l'artère du Val de Saône, associé à un recours à des mécanismes contractuels complémentaires. Compte tenu de l'importance des investissements en jeu, la CRE a lancé une analyse coûts - bénéfices des investissements nécessaires à la mise en œuvre du PEG France unique à l'horizon 2018.

3.1.4.3 Le mécanisme de couplage de marché entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

Afin d'améliorer à court terme les conditions d'accès et le fonctionnement du marché du gaz de la zone Sud de GRTgaz, un mécanisme de couplage de marchés entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz a été mis en place en juillet 2011. Ce mécanisme a pour objectif d'optimiser l'utilisation des capacités Nord/Sud en fonction des conditions de marché et d'augmenter la liquidité aux points d'échange de gaz (PEG) Nord et Sud. Il doit également renforcer la convergence des prix entre les PEG Nord et Sud quand elle est possible, ou, en cas de congestion, faire émerger la valeur de marché de la capacité d'interconnexion. Il repose, à l'instar des mécanismes de couplage de marché mis en œuvre en électricité, sur l'agrégation et la confrontation des carnets d'ordre des deux places de marché concernées afin d'allouer implicitement les capacités d'interconnexion.

Concrètement, 14,5 GWh/j de capacités fermes de transport sur la liaison Nord/Sud, restées invendues à la suite des différentes commercialisations, ont été affectées par GRTgaz au mécanisme de couplage dans chacun des sens Nord vers Sud et Sud vers Nord. Ce mécanisme s'appuie sur un produit de type « *spread* PEG Sud - PEG Nord » qui correspond à un échange (« *swap* ») de gaz entre les deux zones (achat de gaz dans une zone et vente du même volume de gaz dans l'autre). GRTgaz intervient, au travers d'un robot, sur la bourse Powernext *Gas Spot* pour répondre aux demandes exprimées sur le produit de *spread* PEG Sud – PEG Nord, ce qui permet d'allouer de manière implicite des capacités de liaison Nord/Sud (transaction portant simultanément sur la commodité et la capacité de transport).

En 2011, la congestion de la liaison Nord/Sud et les tensions sur le marché dans le sud de la France ont eu un impact sur le fonctionnement de ce mécanisme. Plusieurs adaptations ont été mises en œuvre au cours des derniers mois, après concertation avec les acteurs de marché. A compter du 1^{er} avril 2013, 30 GWh/j de capacités interruptibles sont allouées au mécanisme de couplage. En outre, l'allongement de la durée du mécanisme de base et l'adaptation des conditions de ventes du produit, notamment via l'introduction de paramètres dynamiques permettant une meilleure adaptation aux conditions de marché, ont permis de renforcer substantiellement l'efficacité du mécanisme de couplage.

3.1.4.4 Les mécanismes de gestion des congestions

En 2012, la CRE a entamé des travaux avec GRTgaz et TIGF en concertation avec les acteurs de marché français et avec les régulateurs des réseaux adjacents en vue de la mise en œuvre de l'annexe I au Règlement (CE) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion. A la suite d'une consultation publique qui a eu lieu en avril 2013, la CRE a publié le 27 juin 2013 une délibération introduisant les mécanismes de restitution des capacités et le système de surréservation et de rachat à partir du 1^{er} octobre 2013 et amendant le mécanisme *Use-it-or-lose-it* (UIOLI) long terme.

Trois mécanismes de gestion de la congestion étaient en vigueur en 2012 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF : le mécanisme des capacités restituables, le mécanisme UIOLI court terme interruptible (remplacé dès le 1^{er} avril 2013 par le mécanisme *Use-it-and-buy-it* (UBI)) et le mécanisme UIOLI long terme.

A. LES CAPACITES RESTITUABLES

Sur tous les points d'entrée, de sortie (à l'exception d'Oltingue) ou d'interface réseaux de GRTgaz, un mécanisme de capacités restituables est en place et est utilisé par des expéditeurs nouveaux entrants. Pour chaque point d'entrée, les expéditeurs ayant souscrit plus de 20% de la capacité ferme annuelle totale (15% pour Taisnières B) s'engagent à remettre à disposition du marché une fraction de leur capacité ferme annuelle ou saisonnière sous la forme de capacités restituables, afin que d'autres expéditeurs puissent en bénéficier.

La capacité restituable est considérée comme de la capacité ferme. Elle est attribuée selon les règles de souscription et d'allocation des capacités sous forme d'OSP et est commercialisée pour des durées de 1 à 4 ans.

Ce mécanisme a été supprimé au 1^{er} avril 2013 sur les points d'interconnexion Obergailbach, Taisnières H et Taisnières B, avec la mise en œuvre des mécanismes de surréservation et de rachat et du mécanisme de restitution de la capacité requis par les lignes directrices CMP. Le mécanisme de capacités restituables a toutefois été maintenu à Dunkerque.

B. USE-IT-OR-LOSE-IT COURT TERME INTERRUPTIBLE

Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties vers les points d'interconnexion des réseaux (PIR) et sur la liaison Nord-Sud, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées sous forme interruptible. 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 ou à 1/500^{ème} de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

Les capacités UIOLI 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 3h 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. Au cours de l'année 2012, les quantités souscrites grâce au mécanisme d'UIOLI court terme ont représenté 8127 GWh sur le réseau de GRTgaz contre 6003 GWh en 2011.

Depuis le 1^{er} avril 2013, ce mécanisme est modifié et remplacé par le mécanisme UBI. La capacité souscrite et non utilisée (ou nominée) par les expéditeurs propriétaires, ainsi que les capacités invendues, sont désormais mises à disposition à l'ensemble des expéditeurs.

C. USE-IT-OR-LOSE-IT (UIOLI) LONG TERME

GRTgaz et TIGF peuvent recourir à la procédure UIOLI long terme qui a pour objet de re-commercialiser les capacités souscrites non utilisées. La procédure UIOLI long terme peut être mise en place si les conditions suivantes sont réunies :

- Le GRT n'a pas pu satisfaire au moins une demande dûment justifiée de la part d'un expéditeur A, pour une capacité saisonnière, annuelle ou pluriannuelle en entrée ou en sortie sur un point d'interconnexion réseau ou un point d'interface transport.
- L'expéditeur A informe le GRT qu'il a contacté tous les expéditeurs tiers inscrits sur la liste publiée sur le site Internet du GRT et qu'il n'a pu acquérir auprès d'eux la capacité demandée à un prix inférieur ou égal au tarif appliqué par le GRT pour cette capacité.
- Le GRT examine alors si un ou plusieurs expéditeurs sont susceptibles de rétrocéder de la capacité au point d'interconnexion réseau. S'il identifie un expéditeur B qui a utilisé moins de 80% de sa capacité réservée pour une période de six mois consécutifs (dont un mois en hiver), le GRT peut lui demander de restituer une partie de la capacité journalière d'entrée ou de sortie équivalente à celle demandée par l'expéditeur A.

L'expéditeur B peut refuser la rétrocession notifiée par le GRT en apportant les justifications suivantes : obligation de service public, dispositions d'un contrat de fourniture ou d'approvisionnement en vigueur ou existence de circonstances exceptionnelles. Le GRT informe alors l'expéditeur B de sa décision définitive.

L'expéditeur B peut contester cette demande auprès de la CRE. En cas de décision de la CRE défavorable à l'expéditeur B, ce dernier paie au GRT un complément de prix égal à 10% du prix de la capacité contestée sur la période où la rétrocession a été demandée.

A ce jour, les conditions n'ont encore jamais été réunies pour la mise en œuvre de cette procédure. En octobre 2013, ce mécanisme a été légèrement adapté pour être en conformité avec les lignes directrices CMP.

D. MARCHÉ SECONDAIRE DE CAPACITÉ

Les expéditeurs ont la possibilité de procéder à des échanges de capacités (capacités d'entrée, capacités de sortie vers les PIR, capacités de liaison et capacités d'entrée et de sortie aux PITS).

En règle générale, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis à vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut aller jusqu'à un pas de temps journalier, quelle que soit la durée de la souscription initiale. Toutefois, lorsque la cession porte sur des souscriptions annuelles dans leur intégralité, l'acquéreur récupère l'ensemble des droits et obligations liés à ces souscriptions.

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.

GRTgaz opère conjointement avec l'opérateur belge Fluxys la plateforme Capsquare met à disposition des expéditeurs :

- une offre d'échange multilatéral et anonyme de capacités;
- une offre de notification, permettant l'enregistrement auprès de GRTgaz des capacités échangées de gré à gré.

Les fonctionnalités proposées par la plateforme Capsquare seront intégrées à la plateforme PRISMA dès 2014.

La liquidité du marché secondaire de capacités de transport de gaz reste limitée. En 2012, 32,8 TWh ont été échangés sur la plateforme Capsquare.

3.1.4.5 Les plans décennaux de développement des réseaux de transport

Les GRT français publient un plan décennal de développement indicatif sur leur site internet depuis 2006 pour GRTgaz et depuis 2008 pour TIGF. L'article L. 431-6 du code de l'énergie rend la publication de ces plans obligatoire pour les GRT et prévoit que les plans sont soumis à l'examen de la CRE.

Les plans décennaux de GRTgaz et de TIGF décrivent les développements possibles sur leurs zones d'équilibrage respectives en tenant compte pour les dix prochaines années, d'une part, des prévisions de consommations et d'autre part, des différents projets de développement des infrastructures adjacentes, qu'ils soient décidés ou simplement envisagés. Conformément à l'article L. 431-6 du code de l'énergie, les trois premières années présentées dans le plan décennal sont engageantes pour les gestionnaires de réseau.

GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE fin septembre 2012 leur plan décennal de développement pour la période 2012-2021. Conformément au code de l'énergie, la CRE a organisé une table ronde en novembre 2012, afin de s'assurer, d'une part, de la couverture des besoins en matière d'investissements et d'autre part, de leur cohérence avec le plan décennal européen publié par l'ENTSOG le 17 février 2011

La CRE a considéré dans sa délibération du 20 décembre 2012, que les plans décennaux de développement du réseau de GRTgaz et TIGF couvrent les besoins en matière d'investissement et sont cohérents avec le plan européen élaboré par l'ENTSOG.

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

3.1.5.1 Mise en conformité par rapport aux décisions de l'ACER

A ce jour, l'Agence n'a pas rendu de décision juridiquement contraignante à laquelle la CRE serait tenue de se conformer, sur le fondement de l'article 41.1 (d) de la directive 2009/73/CE. De même, l'Agence n'a pas émis d'avis et la Commission européenne n'a pas rendu de décision sur la conformité des décisions de la CRE aux lignes directrices, sur le fondement de l'article 43 de la directive 2009/73/CE.

3.1.5.2 Mise en conformité par rapport aux obligations communautaires

A. LE RESPECT DES OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE DES GRT

Le règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, entré en vigueur le 3 mars 2011 (ci-après « le Règlement »), et plus particulièrement son article 18 et la section 3 de son annexe I2 modifiée par la décision de la Commission du 10 novembre 2010, imposent aux GRT de gaz naturel des obligations en matière de publication d'informations. Ces obligations de transparence portent tant sur la nature et le champ des informations à publier que sur les modalités de publication.

En outre, l'article 18 du Règlement prévoit que les points pertinents des réseaux de transport de gaz, qui sont les points pour lesquels des exigences de publication renforcées sont introduites, sont approuvés après consultation des utilisateurs des réseaux.

Entre le 11 et le 27 mai 2011, la CRE a organisé une consultation publique pour recueillir l'avis des acteurs de marché sur le respect par les GRT des obligations de forme et de contenu imposées par le Règlement ainsi que la liste des points pertinents.

Dans sa délibération du 28 juin 2011, la CRE a approuvé la liste des points pertinents pour les deux GRT. Par ailleurs, la CRE a considéré que GRTgaz et TIGF étaient conformes aux obligations de transparence imposées par le Règlement.

Dans le cadre des travaux sur la transparence des Initiatives Régionales Nord-Ouest et Sud, le respect des obligations de publication et d'accessibilité des GRT (et des opérateurs de stockages et terminaux pour la GRI Sud) a été vérifié par les régulateurs nationaux. Des consultations publiques ont été lancées en novembre 2011 dans la région nord-ouest et en mars 2012 dans la région Sud. L'ACER a ensuite procédé à l'analyse des résultats de ces consultations et a présenté ses conclusions lors du 22^{ème} Forum de Madrid du 2-3 octobre 2012. Ces analyses ont montré que GRTgaz et TIGF sont en totale conformité avec les obligations de transparence.

B. LA MISE EN ŒUVRE DES ENGAGEMENTS DE GDF SUEZ

Le 8 juillet 2009, GDF SUEZ s'est engagé auprès de la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne à limiter à 50% sa part des capacités de long terme (durée supérieure à un an) d'entrée sur les réseaux français de transport de gaz naturel, à partir de 2014 et pour une durée de 10 ans. Après un test de marché mené par la Commission européenne, ces engagements ont été approuvés et rendus juridiquement contraignants le 3 décembre 2009.

La CRE s'est associée à la Commission européenne pour définir et mettre en œuvre ces engagements structurants pour l'accès au marché du gaz en France. GDF SUEZ a été amené à restituer à GRTgaz et aux opérateurs de terminaux méthaniers, dès le 1^{er} octobre 2010, une partie des capacités d'entrée à long terme qu'il détient aux principaux points d'interconnexion terrestres que sont Obergailbach et Taisnières H ainsi que sur les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou.

Ces restitutions, organisées début 2010, ont été accompagnées de la possibilité d'obtenir une capacité équivalente sur les réseaux de transport amont en Allemagne, en Belgique et sur le gazoduc Interconnector reliant le Royaume-Uni à la Belgique :

- Les capacités proposées au point d'entrée Obergailbach à hauteur de 80 GWh/j ont été souscrites à hauteur de 50 GWh/j sur une durée de 10 ans sur la route NCG / PEG Nord.
- Les capacités mises à disposition au point d'entrée Taisnières H, permettant un couplage entre les places de marché française, belge et britannique, ont été souscrites en totalité (10GWh/j) sur 10 ans.
- Sur les 4 Gm³/an proposés aux terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, 1 Gm³/an a été souscrit à Montoir pour une durée de 10 ans à partir du 1^{er} octobre 2011 et 1 Gm³/an à Cavaou pour une durée de cinq ans à partir du 1^{er} octobre 2011 également.

C. TRAVAUX DE MISE EN ŒUVRE DE L'ANNEXE I DU REGLEMENT (CE) N°715/2009 SUR LES PROCEDURES DE GESTION DE LA CONGESTION

La décision de la Commission européenne modifiant l'annexe I du règlement (CE) n°715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion a été publiée au Journal Officiel de l'Union Européenne le 28 août 2012 et est entrée en vigueur le 17 septembre 2012.

Cette décision impose la mise en œuvre de trois mécanismes à compter du 1^{er} octobre 2013 :

- La restitution des capacités ;
- L'accroissement de la capacité commercialisée par un système de surréservation et de rachat ;
- Le mécanisme UIOLI de capacité long terme.

Par ailleurs, la mise en œuvre du mécanisme UIOLI de capacités court terme doit être mis en œuvre à compter du 1^{er} juillet 2016, sur la base d'une évaluation de la congestion réalisée par l'ACER.

Afin de respecter ces échéances, les travaux ont été amorcés au second semestre 2012 pour identifier les besoins d'adaptation du cadre de régulation français et de coordination avec les transporteurs et régulateurs adjacents. Les propositions de mise en œuvre ont été discutées au sein du groupe de Concertation gaz réunissant l'ensemble des acteurs français. Elles ont été soumises à consultation publique en avril 2013 et discutées avec la CREG et Fluxys (pour la mise en œuvre à Taisnières), la BNetzA (pour la mise en œuvre à Obergailbach) et la CNE dans le cadre de l'Initiative Régionale Sud. La délibération de la CRE du 27 juin 2013 introduit à partir du 1^{er} octobre 2013 les mécanismes de restitution des capacités et le système de surréservation et rachat et amende le mécanisme UIOLI long terme.

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. Toutefois, la part des fournisseurs alternatifs¹⁷ dans les importations est croissante.

Le tableau ci-dessous donne les importations, les exportations et la production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de l'année 2012.

TABLEAU 30 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES

(Quantités en G.m ³)	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs ⁽²⁾	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)			
Zone GRTgaz			
Importations	51,75	17,85	34%
dont importations terrestres	42,42	17,49	41%
dont Gaz Naturel Liquéfié	9,33	0,36	4%
Exportations	6,87	3,19	46%
Production	0,03	-	-
Zone TIGF			
Alimentations à partir des zones GRTgaz	5,30	1,36	26%
Importations (frontières espagnoles)	0,02	0,02	72%
Exportations (frontières espagnoles)	3,06	0,63	21%
Production	0,48	-	-

Source : Analyse CRE, GRTgaz, TIGF

Les deux fournisseurs historiques, GDF Suez et Total, assurent à eux deux, une part importante des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent 80,4%, soit un niveau similaire par rapport à celui de l'année précédente. Le nombre d'expéditeurs ayant réalisé des importations est resté le même qu'en 2011 (48).

Les points d'échange de gaz (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004 par GRTgaz et par TIGF. Ce sont des points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage, et où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur. Initialement au nombre de cinq,

¹⁷ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz et les ELD).

elles ont été réduites à trois à la suite de la fusion des anciennes zones Nord, Est et Ouest, effective depuis le 1^{er} janvier 2009.

Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

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

Les prix *day-ahead* ont enregistré une hausse de 12% au cours de l'année 2012 et se sont établis en moyenne à 25,53 €/MWh contre 22,84 €/MWh en 2011. Les prix ont fortement augmenté en février 2012 dans un contexte de vague de froid généralisée en Europe, où les températures moyennes ont été inférieures de plus de 5 degrés par rapport aux références, positionnant ce mois au quatrième rang des mois de février les plus froids depuis 1950. Ce phénomène a provoqué des records de consommation en France¹⁸ et des pics historiques de prix *day-ahead*¹⁹. La tension sur les marchés européens a été exacerbée par des restrictions sur les importations en provenance de la Russie et par la décision des autorités italiennes²⁰ d'obliger les expéditeurs à « maximiser » leurs importations de gaz vers l'Italie.

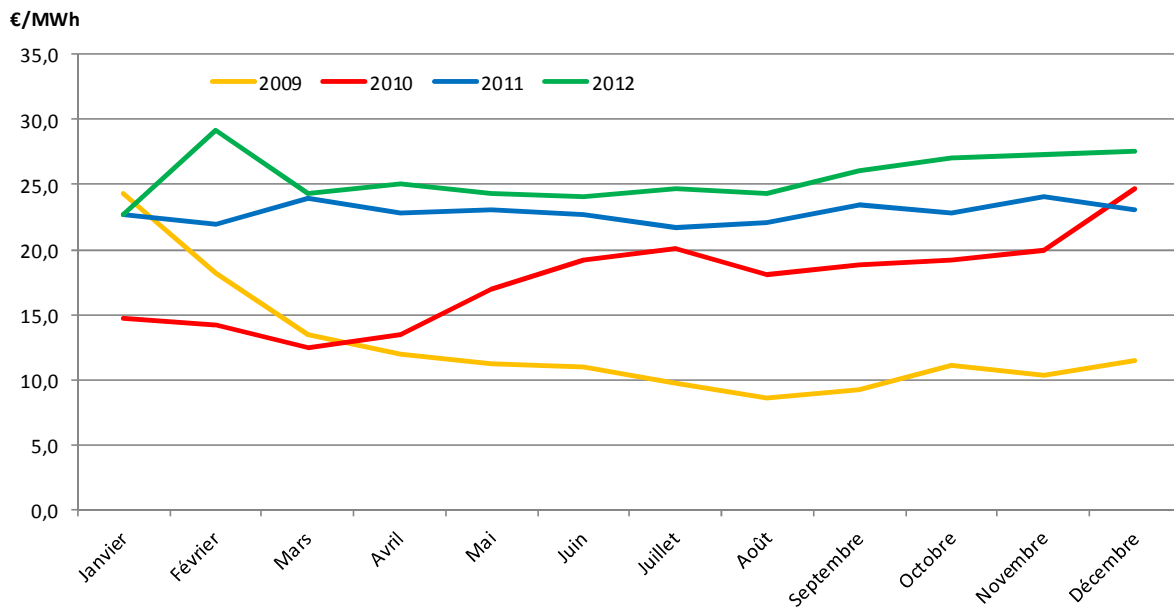
Le retour des températures aux normales de saison a progressivement fait reculer les prix spot, les situant en mars aux mêmes niveaux observés en 2011. Les prix *day-ahead* se sont maintenus à un niveau plus élevé qu'en 2011 pour le reste de l'année, avec cependant une variation moins importante par rapport aux années précédentes. L'écart progressif qui apparaît à partir du mois d'août est lié notamment à la douceur du début d'hiver en 2011, où les prix ont maintenu des niveaux similaires à ceux de l'été. Par ailleurs, outre l'arrivée de l'hiver, les prix en 2012 ont été en partie affectés par la hausse des prix du GNL sur la sphère asiatique conduisant à un détournement massif de cargos vers ces marchés.

¹⁸ La consommation française s'est située à 3,643 TWh le 7 février et 3,673 TWh le 8 février 2012.

¹⁹ Le prix *day-ahead* au PEG Nord a atteint 40,5 €/MWh pour livraison le 7 février et 45,7 €/MWh pour livraison le 8 février 2012.

²⁰ Circulaire du 6 février 2012 diffusée par le ministère de l'industrie italien et destinée à tous les détenteurs de capacité aux points d'entrée du réseau italien.

GRAPHIQUE 20 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES)

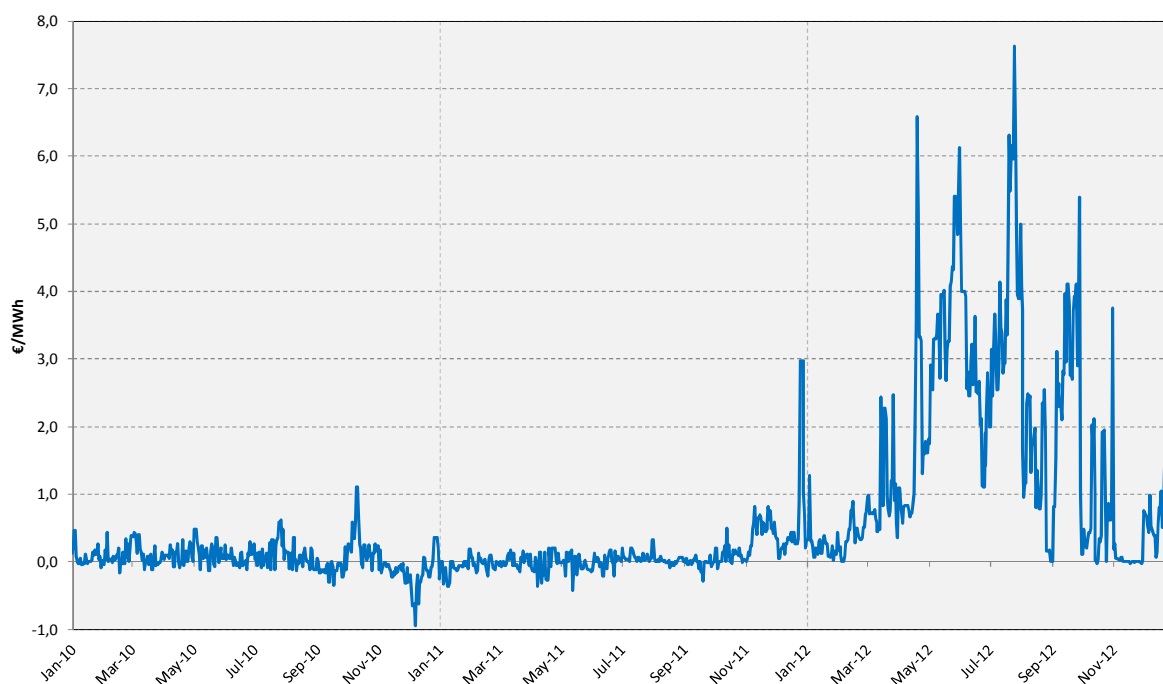


Source : Powernext

L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud a fortement augmenté depuis le 1^{er} avril 2012, le prix au PEG Sud étant plus élevé. Sur la bourse Powernext *Gas Spot*, cet écart se situait en moyenne à 0,16 €/MWh en 2011. Il a atteint une moyenne de 2,74 €/MWh entre le 1^{er} avril et le 31 août 2012, dépassant à plusieurs reprises le niveau de 6 €/MWh. Un pic historique de 7,62 €/MWh a été atteint le 24 juillet 2012. Ces phénomènes se sont accompagnés d'une volatilité très importante des prix au PEG Sud, lesquels ont varié jusqu'à plus de 5 €/MWh au sein d'une même journée.

Cet écart est apparu dans un contexte de tension structurelle affectant l'approvisionnement du sud de la France. Cette tension a été caractérisée par 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. Ce contexte est également lié aux tensions sur les marchés du GNL, impliquant une baisse des déchargements sur les terminaux méthaniers français et un recours plus important aux importations terrestres en Espagne depuis la France afin de combler la baisse des approvisionnements espagnols en GNL.

GRAPHIQUE 21 : ECART DE PRIX *DAY-AHEAD* ENTRE LE PEG NORD ET LE PEG SUD



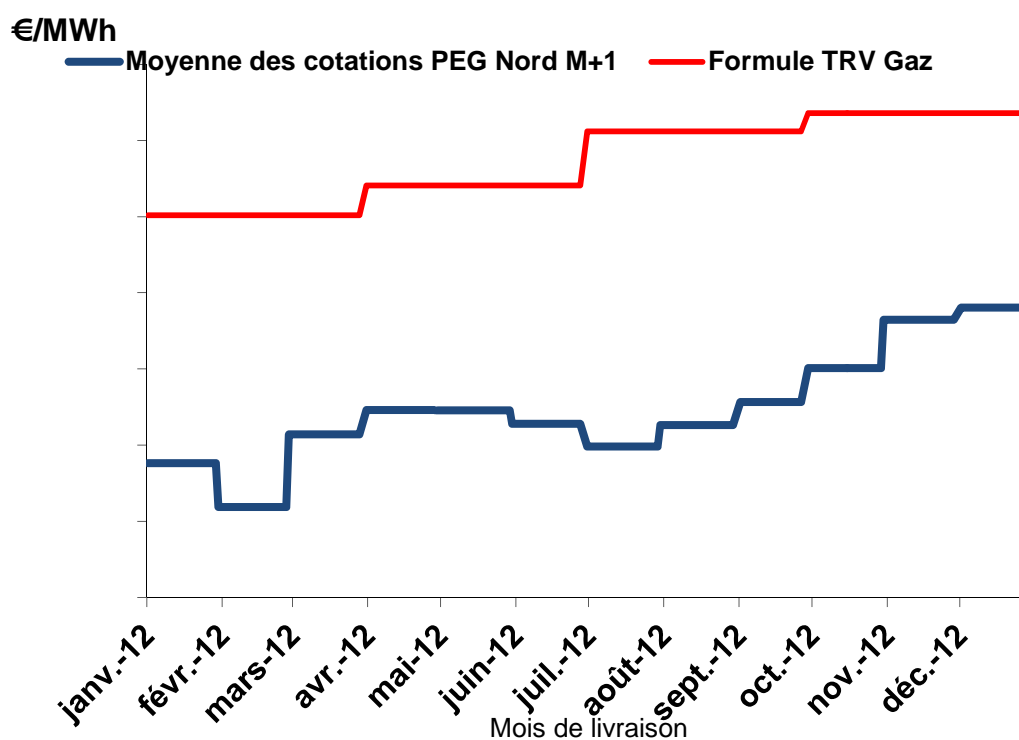
Source : Powernext

La déconnexion entre les prix du gaz dans le cadre des contrats de long terme indexés sur le pétrole et les prix sur les marchés de gros est toujours d'actualité en 2012 (cf. Figure n°18).

Dans ce contexte, les acteurs se sont engagés ces dernières années, dans une démarche de renégociation de leurs contrats d'approvisionnement de long terme auprès de leurs principaux fournisseurs de gaz. La renégociation porte sur les révisions de certaines modalités de leurs contrats comme les clauses de volumes mais aussi sur les prix avec une part d'indexation plus grande sur des indices de prix de marché de gros du gaz.

Comme l'indique la communication financière de GDF Suez sur les résultats de 2012, le processus de renégociation continue et les perspectives de renégociation sur l'année 2013 portent sur des volumes significatifs. En France, ces renégociations se sont traduites par une révision successive de la formule des tarifs réglementés de vente de gaz (TRV) avec une part indexée sur le marché de plus en plus accrue. Dans sa délibération du 4 avril 2013, la CRE préconise de porter à au moins 40% le niveau de la part indexée marché dans la formule des TRV afin de prendre en compte ces évolutions.

GRAPHIQUE 22 : FORMULE TRV GAZ ET PRIX A TERME DU GAZ



Source : CRE, Powernext

3.2.1.3 Les marchés organisés

Le marché organisé français du gaz a démarré en novembre 2008 avec le lancement des services Powernext *Gas Spot* et Powernext *Gas Futures*. 44 acteurs étaient présents sur Powernext *Gas Spot* et 36 sur Powernext *Gas Futures* en décembre 2011. Le nombre d'acteur en fin 2012 s'élevait à 44 sur Powernext *Gas Spot* et 41 sur Powernext *Gas Futures*.

Parmi les volumes de gaz commercialisés en 2012 sur Powernext :

- les volumes traités en *Spot* (produits infrajournalier, *day-ahead* et *weekend*) ont augmenté de 48% en 2012, enregistrant 43 092 GWh pour 33 352 transactions contre 29 165 GWh pour 16 610 transactions en 2011.
- les volumes négociés sur les produits *Futures* ont représenté 37 086 GWh pour 1015 transactions en 2012, soit une régression de 32% par rapport à l'année précédente.

3.2.1.4 Le marché OTC

La CRE ne dispose pas d'information sur les transactions conclues de manière strictement bilatérale. Par contre, la CRE collecte des informations de transactions auprès des courtiers actifs sur les marchés français du gaz.

En 2012, la CRE a collecté des données de quatre courtiers actifs sur le marché de gros français du gaz : 52 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers.

- les volumes traités en *spot* (intra-journalier, *day ahead*, week end et Autres²¹) ont reculé de 13%, affichant 78,1 TWh en 2012 contre 89,3 TWh en 2011. Au total, 30 761 ont été conclues sur ce segment en 2012;
- sur le marché à terme, les volumes négociés sont passés de 246,5 TWh en 2011 à 186,4 TWh en 2012, soit une régression de 24%. Au total, 2 107 transactions ont été conclues sur le marché à terme.

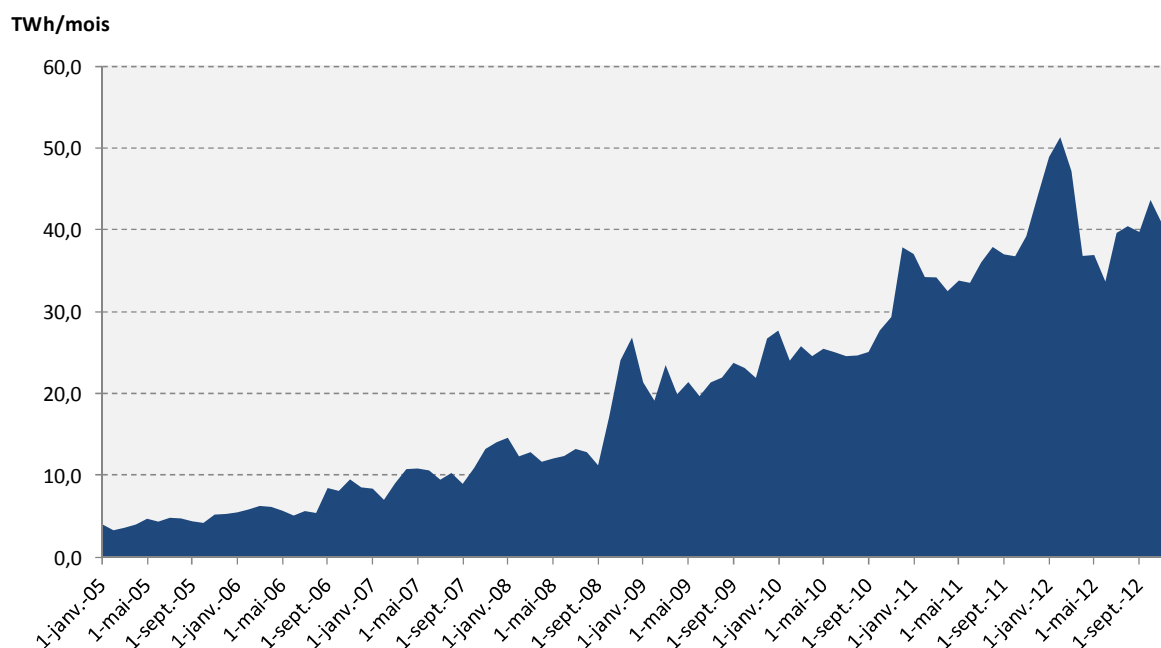
3.2.1.5 Les livraisons aux PEGs

Les livraisons résultant des transactions sur le marché de gros se matérialisent PEG. Celles-ci résultent :

- des transactions OTC conclues entre les acteurs ;
- des transactions boursières conclues entre les acteurs ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs aux PEG, résultantes des livraisons physiques issues des échanges sur le marché de gros.

GRAPHIQUE 23 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHE DE GROS FRANÇAIS



Sources : Analyse CRE, GRTgaz, TIGF

Les livraisons de gaz aux PEG ont totalisé 508,0 TWh en 2012, soit une hausse de 16 % par rapport à 2011 et de 58 % par rapport à 2010 (321,7 TWh).

²¹ Maturités à horizon de livraison inférieur à celui des produits M+1.

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. Au 31 décembre 2012, 11,3 millions de sites étaient recensés, ce qui représente environ 511 TWh de consommation annuelle de gaz naturel.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques).
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

TABLEAU 31 : REPARTITION DE DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2012)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 600 000
Sites non résidentiels	675 000

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

TABLEAU 32 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2011)

	Consommation 2012 en TWh
Sites résidentiels	130
Sites non résidentiels	381

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

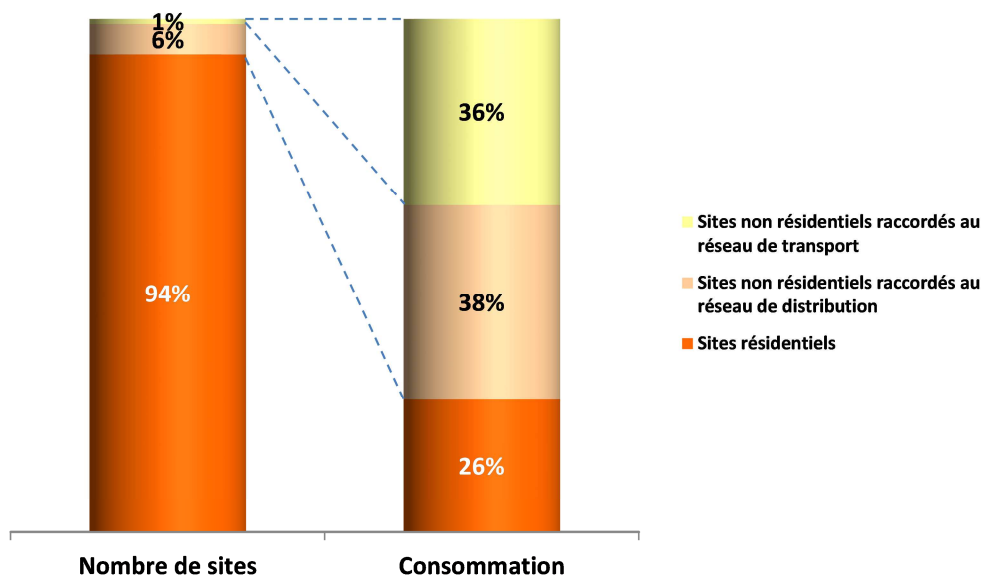
Au cours de l'année 2012, l'ouverture du marché résidentiel à la concurrence a sensiblement augmenté. Au 31 décembre 2012, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 1 198 000 clients résidentiels sur un total de 10,6 millions. Les fournisseurs historiques se partageaient le reste du marché. 1 704 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 70% chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 245 000 sites sur l'année 2012 (+17%) correspondant à 21 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel en 2012 a connu une progression modérée. Au 31 décembre 2012, on comptait 154000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 675 000. Le reste du marché était partagé entre les fournisseurs historiques. Par ailleurs, 309 000 sites non résidentiels étaient en offre de

marché, dont 50% chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 8% en 2012.

Sur le marché du gaz résidentiel, les tarifs réglementés étaient toujours prépondérants avec 84% des sites et 84% de la consommation. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentaient plus que 54% du nombre de sites et 22% de la consommation totale. En particulier la majorité des grands sites raccordés au réseau de transport étaient en offre de marché.

TABLEAU 33 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2012



Source : Données 2012 GRT, GRD – Analyse CRE

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

Au 31 décembre 2012, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, était de 11,9 % (soit environ 33,3 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs était beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport (52 % de la consommation annuelle) que sur le segment des sites résidentiels (11 % de la consommation annuelle).

TABLEAU 34 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
95%	78%	93%	95%

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

TABLEAU 35 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
88%	58%	76%	88%

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

TABLEAU 36 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
12%	28%	21%	11%

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

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

TABLEAU 37 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
76%	64%	80%	95%

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

TABLEAU 38 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
65%	48%	68%	89%

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

TABLEAU 39 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2012)

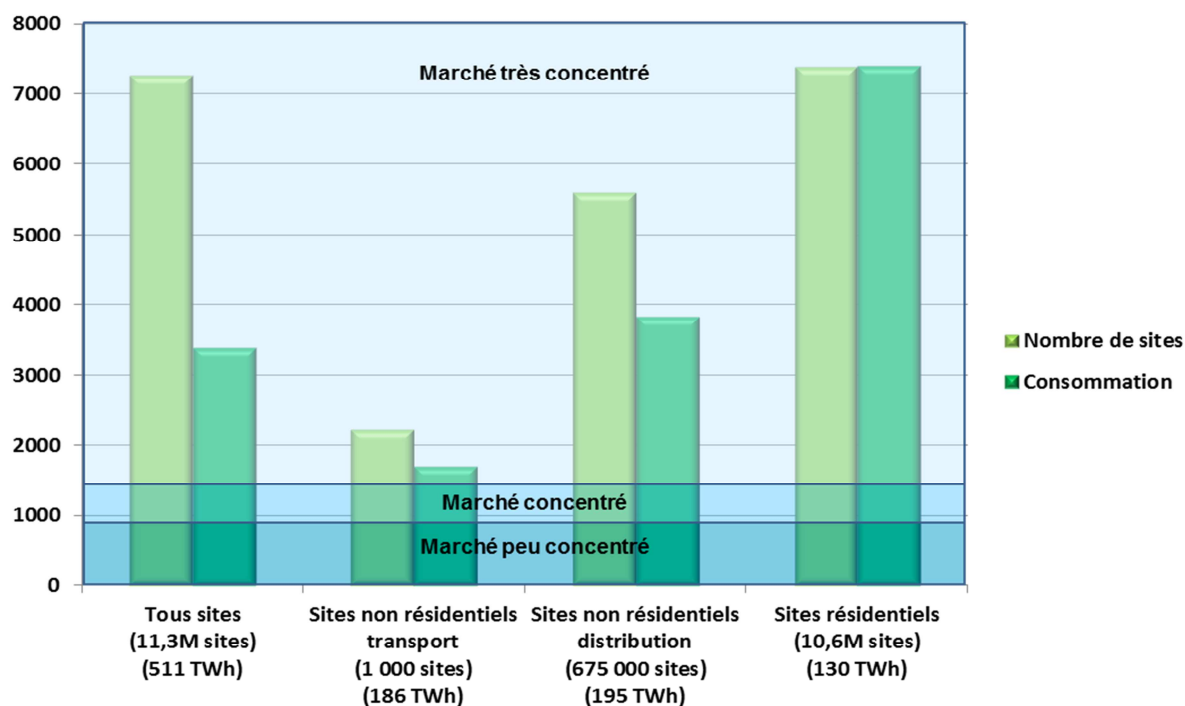
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
21%	31%	23%	11%

Source : Données 2012, GRD, GRT, Analyse CRE

D. INDICATEUR HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²² 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 24 : INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2012



Source : Données 2012, Analyse CRE

E. LES FOURNISSEURS

Au 31 décembre 2012, 20 fournisseurs alternatifs possédaient au moins un client en portefeuille. 11 fournisseurs alternatifs proposaient des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs étaient quasiment inexistantes. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentraient en effet sur le territoire de GrDF.

Les quatre pays fournisseurs principaux de la France en gaz naturel sont : la Norvège (31%), les Pays-Bas (18%), l'Algérie (16%) et la Russie (15%)²³.

²² 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.

²³ Source : DGEC, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-gaz-naturel-en-France,10627.html>

GRAPHIQUE 25 : LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL



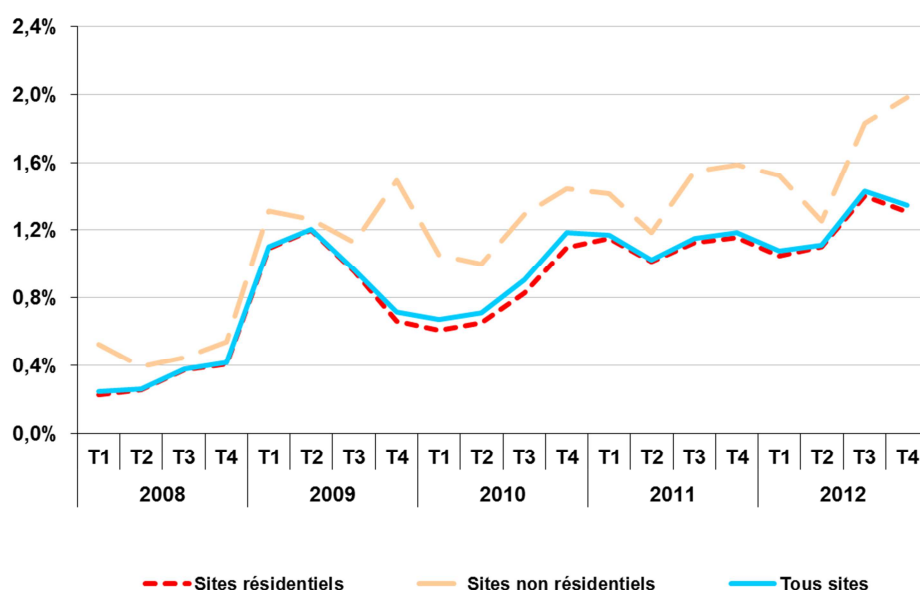
Source : énergie-info.fr, Analyse CRE

F. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

D'après la définition de l'EREGG, 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.

Les taux de *switch* ci-dessous n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (*switch back*) car les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de *switch* calculé.

GRAPHIQUE 26 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2012



Source : Données 2012, Analyse CRE

3.2.2.2 Les prix de détail

A. LES TARIFS

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2012.

TABLEAU 40 : FACTURE AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DÉCEMBRE 2012 (€/MWh)

en €/MWh	Client D3	Client I1	Client I4
Part fourniture ⁽¹⁾	34,3	37,6	28,1
Part transport	3,75	3,82	3,1
Part distribution	14,8	9,5	0
Part stockage	2,5	2,6	2,1
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	55,4	53,6	33,3
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	0,3	0,1	0,15
TICGN ⁽²⁾	0	1,19	1,19
TVA	9,9	10,6	6,4
Facture TTC aux tarifs réglementés	65,6	65,4	41,0

(1) obtenue par différence

(2) les locaux à usage d'habitation sont exonérés de TICGN

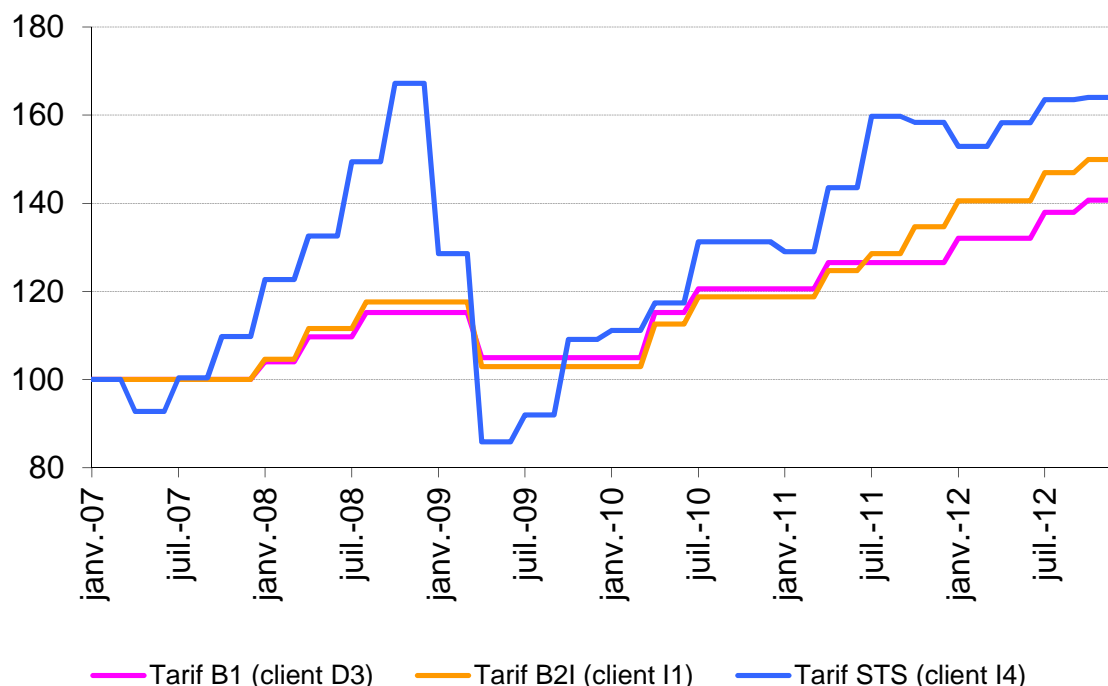
Remarques sur les hypothèses de calcul :

- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 19,6% sur la part variable et de 5,5% sur la part fixe
- 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 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 GWh avec 250 jours de modulation (tarif STS pour un consommateur raccordé au réseau de grand transport)

Source : Données 2012, Analyse CRE

B. EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE

GRAPHIQUE 27 : EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE AUX CONSOMMATEURS FINALS



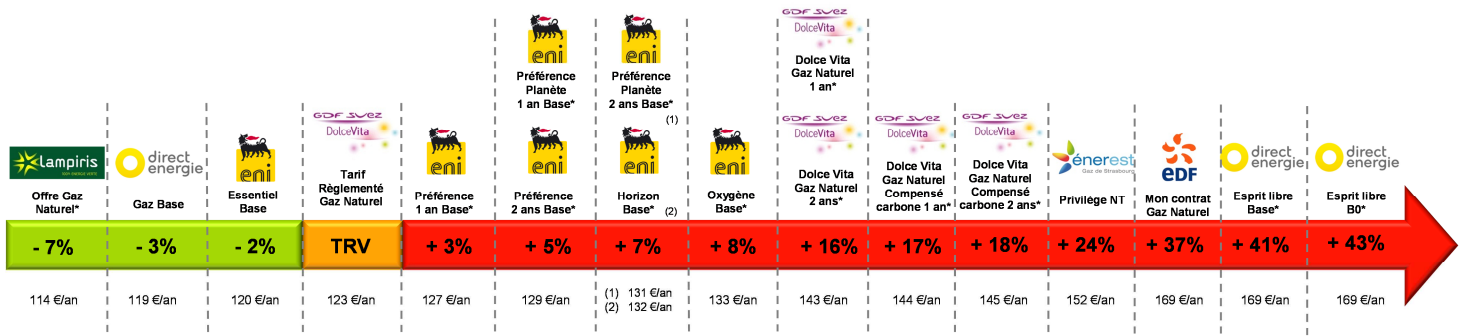
Source : Données 2012, Analyse CRE, Base 100 janv 2007

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 Base dit « Cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client B1 dit « Chauffage »), 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 de GDF Suez. Par exemple, pour le client Base, l'offre la moins chère est proposée par Lampiris (114€ soit -7% par rapport au TRV) et la plus chère par EDF (169€ soit +43% par rapport au TRV).

GRAPHIQUE 28 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2012



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

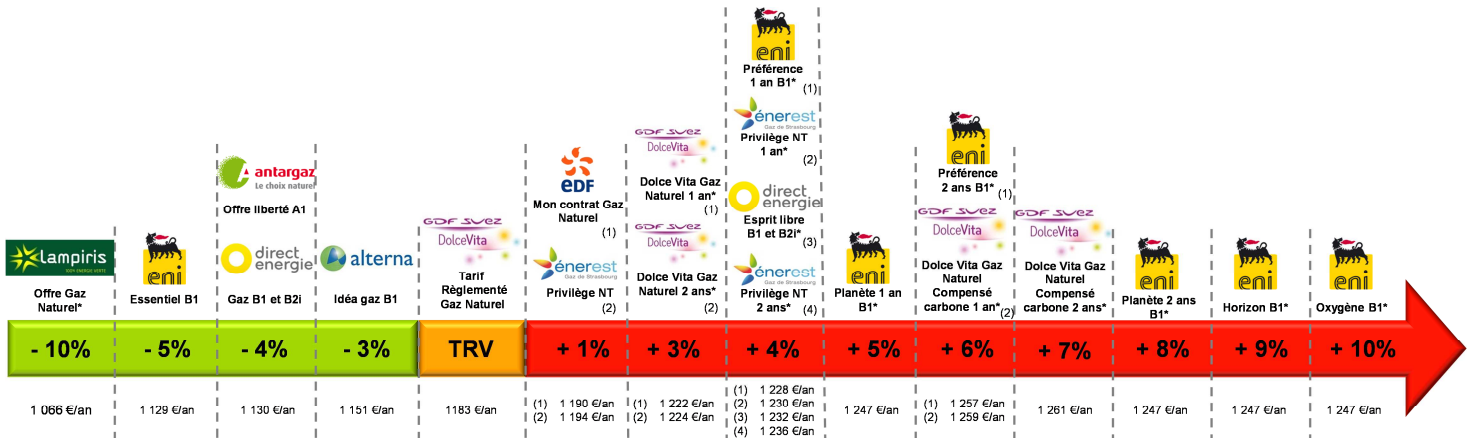
- de consommation annuelle 750 KWh (BASE)
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	GDF SUEZ DolceVita
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	123 €/an

Source: Comparateur d'offres energie-info

GRAPHIQUE 29 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2012



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

- de consommation annuelle 17 000 KWh (BASE)
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	GDF SUEZ DolceVita
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1 183 €/an

Source: Comparateur d'offres energie-info

3.3 La sécurité d'approvisionnement

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

3.3.1.1 Bilan du marché français en 2012

L'approvisionnement en gaz de la France repose essentiellement sur les importations. 98.8% du gaz consommé en France en 2012 a été importé.

TABLEAU 41 : BILAN DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2012, EN COMPARAISON AVEC 2011 (EN TWH)

En TWh					
Approvisionnements			Débouchés		
	2011	2012		2011	2012
Déstockage	85,2	120,2	Stockage	106,9	109,4
Production	6,5	5,8	Exportations	70,5	65,4
Importations (gazoducs et terminaux)	568,3	547	Consommations clients finals	477,6	494,8

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

En 2012, la consommation nette (hors pertes) s'établit à 495,7 TWh, ce qui représente une augmentation de 3,7% par rapport à 2011. Cette hausse de la consommation s'explique par les faibles températures observées à la fin de l'hiver 2011-2012.

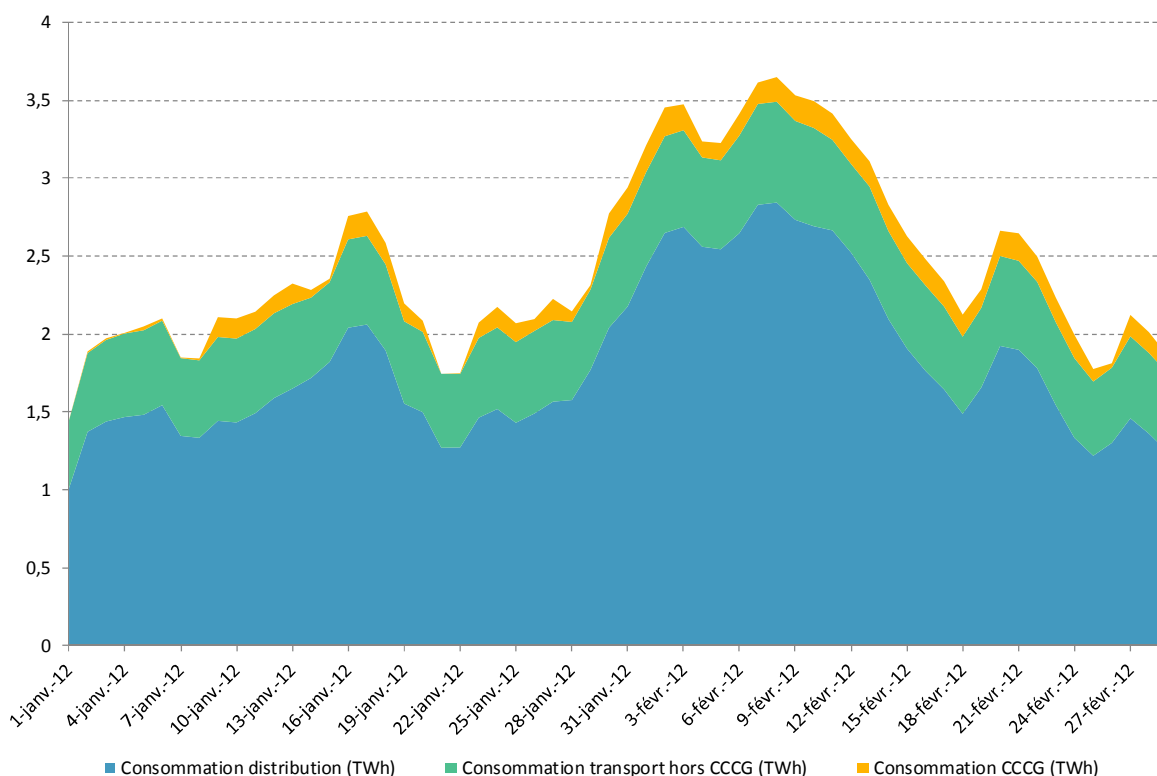
Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 440 TWh, en hausse de 7,6% par rapport à 2011. 107 TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers, en baisse de 32,6% par rapport à 2011. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 120,2 TWh, soit une hausse de 41% par rapport à 2011.

Concernant les exportations de gaz depuis la France, il est à noter que les flux vers la Suisse à Oltingue ont baissé d'environ 33% par rapport à 2011 (30,2TWh contre 45,2 TWh en 2011) alors que les flux vers l'Espagne ont augmenté de 39% environ (35,2 TWh contre 25,3 TWh en 2011).

3.3.1.2 Conséquences de la vague de froid de février 2012

Entre le 1^{er} et le 13 février 2012, les températures moyennes en France ont été inférieures de plus de 5°C aux températures de référence. Février 2012 se situe au quatrième rang des mois de février les plus froids depuis 1950 en France. En conséquence, les consommations de gaz ont été très fortes sur la période, atteignant un premier pic de 3,5 TWh le 3 février, puis un second pic de 3,8 TWh le 8 février, alors que le précédent record de consommation journalière de janvier 2010 s'élevait à 3,03 TWh.

GRAPHIQUE 30 : CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE LORS DE LA VAGUE DE FROID DE 2012



Source : GRTgaz – TIGF, Analyse CRE

Pendant cette période de froid intense, l'équilibre entre l'offre et la demande a été assuré par une forte sollicitation des stockages, principale source de flexibilité du système français. Dans un contexte de faible approvisionnement du pays en GNL, et de forte hausse des exportations vers l'Espagne et l'Italie, les stockages ont pourvu à hauteur de 54 % les consommations sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF entre le 1^{er} et le 12 février 2012, avec 1,9 TWh par jour (en moyenne), contre 0,7 TWh/jour au cours du mois de janvier, soit un total de 23 TWh soutirés sur la période.

Cette situation de tension s'est également traduite par une hausse des prix du gaz sur le marché spot français. Le gaz s'est échangé à 40,5€/MWh et 45,7€/MWh au PEG Nord pour livraison le 7 et le 8 février 2012 respectivement. Bien que les prix aient augmenté sur l'ensemble des hubs européens durant la vague de froid, la France a connu des différentiels de prix importants avec certains marchés voisins. Or, l'analyse des flux dans le système gazier a également montré que, sur la période considérée, les capacités d'entrée en France depuis la Belgique et l'Allemagne sont restées en parties non utilisées et que le transit vers l'Italie et l'Espagne s'est maintenu à un niveau élevé.

L'enquête engagée par la CRE a mis en lumière différentes contraintes techniques et économiques qui ont influé sur le comportement des acteurs et modifié leurs réponses face aux signaux de prix donnés par les places de marché françaises. Ainsi, l'absence de référence de prix journaliers en Espagne, l'interruption des capacités en sortie de l'Allemagne ou encore la décision des autorités italiennes d'obliger les expéditeurs à « maximiser » les importations de gaz naturel vers l'Italie sont des facteurs explicatifs de la sous-utilisation des interconnexions observée sur la période.

A l'avenir, certaines de ces contraintes pourraient être levées grâce aux travaux sur l'organisation du marché européen du gaz et la gestion des interconnexions. La CRE

considère que la coordination sur les questions transfrontalières est une nécessité première. A cet égard, la CRE regrette que les transporteurs de gaz allemands, GRTgaz *Deutschland* et *Open Grid Europe* (OGE) aient décidé unilatéralement fin 2012 de réduire le niveau de capacité ferme en sortie d'Allemagne vers la France au point Medelsheim/Obergailbach. Ces décisions nuisent à la sécurité d'approvisionnement de la France. Par ailleurs, ces réductions unilatérales vont à l'encontre de l'objectif de maximisation de l'offre de capacité groupée prévue par le code de réseau CAM, puisqu'elles conduisent à un écart d'environ 50 GWh/j entre la capacité commercialisable de part et d'autre de l'interconnexion. Elles créent également un risque de coût échoué pour les consommateurs français car GRTgaz pourrait ne pas être en mesure de vendre l'ensemble des capacités d'entrée développées à la suite de l'appel au marché de 2006, qui avait nécessité des investissements en France à hauteur d'environ 200M€. Enfin, la CRE constate que cette réduction conduit déjà à des congestions contractuelles à cette interconnexion comme le montre les résultats des dernières enchères trimestrielles.

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 15% de la consommation française d'énergie primaire et 20.5% de la consommation d'énergie finale²⁴.

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 5 (consommation de 530 GWh/j en moyenne en août et de 2450 GWh/j en moyenne en janvier).

Dans son plan décennal de développement du réseau pour 2012-2021, GRTgaz fait l'hypothèse d'une croissance annuelle moyenne de la consommation de gaz de +0,9% an sur son périmètre. GRTgaz table sur une baisse de la consommation du secteur résidentiel tertiaire de 0,9% par an, liées aux mesures d'efficacité énergétique des bâtiments en partie compensées par la croissance du parc, notamment dans le tertiaire. Pour le secteur industriel, l'hypothèse retenue est celle d'une croissance de la demande de 0,7% par an, notamment en raison du développement de nouveaux usages pour le raffinage (usage du gaz pour la chaleur du process et pour la production d'hydrogène). Concernant la production d'électricité, l'hypothèse retenue est celle d'une hausse de la consommation de gaz de 6,7% par an en moyenne. Pour les centrales à cycle combiné gaz, l'hypothèse de consommation sur la période 2012-2017 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 MWe par an de 2018 à 2021.

3.3.2.2 Les capacités de stockage

La capacité de stockage en France est de 144 TWh, représentant près de 30 % de la consommation française de gaz naturel en 2012. La capacité maximale de soutirage des stockages français est de 2476 GWh/j. Les sites de stockage jouent un rôle essentiel dans la

²⁴ Chiffres clés de l'énergie, édition 2012, Commission général du développement durable.

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 :

- 113,7 TWh (79% de la capacité totale) pour Storengy sur 12 sites, dont 9 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 3 en cavités salines (dans le sud-est), répartis en 7 groupements sur le réseau de GRTgaz ;
- 30,3 TWh (21% de la capacité totale) pour TIGF sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (réseau de TIGF).

GRAPHIQUE 31 : SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE



Source : CRE

TABLEAU 42 : CAPACITES DE STOCKAGE, D'INJECTION ET DE SOUTIRAGE EN 2012

	Capacité	Soutirage	Injection
	TWh	GWh/j	GWh/j
Groupement Serene Nord, 120/120, INDEX	24,5	249,7	228,8
Groupement Serene Sud, Sediane Sud	23,015	246,9	208,0
Groupement Sediane Nord, 30/30, 60/60, Sediane "Août"	13,6	326,2	246,1
Groupement Sediane Littoral, Serene Littoral	29,2	352,8	278,5
Groupement Sediane B	13,1	278,7	93,6
Groupement Saline	10,3	572,2	103,0
TIGF*	30,3	450	277

Source : sites de Storengy et de TIGF, Analyse CRE

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

TABLEAU 43 : QUANTITES DE GAZ EN STOCK SUR L'ENSEMBLE DES SITES FRANÇAIS

	01-Avr-08	01-Oct-08	01-Avr-09	01-Oct-09	01-Avr-10	01-Oct-10	01-Avr-11	01-Oct-11	01-Avr-12	01-Oct-12	01-Avr-13
Quantité en stock en TWh	51	136	27,3	136	34	124	32,4	124,8	30,2	114,5	11.69
Gaz en stock/capacité totale*	37%	100%	19,5%	97%	24%	87%	22%	87%	21%	80%	8%

Source : sites de Storengy et de TIGF, Analyse CRE

3.3.2.3 Les terminaux méthaniers

A. LES TERMINAUX EXISTANTS

Depuis 2010, trois terminaux méthaniers sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou). Les deux premiers sont gérés par la société Elengy, filiale du groupe GDF Suez. Le terminal de Fos Cavaou est quant à lui géré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), détenue par Elengy (69,7% des parts) et Total (30,3%).

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 désormais une capacité de regazéification de 8,25 Gm³/an et peut recevoir des navires jusqu'à 220 000 m³.

En 2012, le taux d'utilisation des capacités commercialisables de Fos Tonkin était de 57%, celui de Montoir de 22% et celui de Fos Cavaou de 54%.

La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit 16% de son approvisionnement en gaz sous forme de gaz liquide (107,2 TWh en 2012). Néanmoins, il est à noter que les entrées de gaz sur le réseau français depuis les terminaux GNL ont décliné de 32,6% en 2012 par rapport à 2011. Cette baisse, également observable dans les autres pays européens, s'explique par l'essor des livraisons 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 pipelines. Les interconnexions dans la zone Nord de GRTgaz, ont été fortement utilisées, créant une forte congestion entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz.

B. LE REGIME D'ACCES AUX TERMINAUX METHANIERES

En vertu de la loi du 3 janvier 2003, les terminaux méthaniers sont des infrastructures ouvertes aux tiers et dont les conditions d'accès sont régulées. A ce titre, les tarifs d'utilisation de ces terminaux sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

En vertu de la même loi, les nouvelles grandes infrastructures gazières (interconnexions entre les Etats membres, installations de GNL ou stockage) peuvent, en application de l'article 22 de la directive 2003/55/CE, bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers.

Les exemptions sont délivrées par le ministre chargé de l'énergie après avis de la CRE. Afin de permettre aux porteurs de projets de remettre un dossier d'exemption le plus pertinent possible, la CRE a travaillé à l'élaboration d'une doctrine d'analyse des demandes ayant pour objectif d'assurer la cohérence entre les règles applicables aux terminaux régulés et aux terminaux exemptés, d'accroître la sécurité d'approvisionnement et de favoriser l'entrée de nouveaux acteurs dans le marché français.

C. LES TERMINAUX METHANIERES 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.

Shell et Vopak étudient également un projet de troisième terminal à Fos, « Fos Faster », d'une capacité de 8 à 16 Gm³/an. Une consultation de marché non engageante a été lancée en juin 2011. Il est prévu de prendre la décision finale d'investissement en 2013 pour une mise en service du terminal en 2018.

Par ailleurs, une procédure d'appel au marché destinée à prolonger l'exploitation du terminal de Fos Tonkin au-delà du 1^{er} octobre 2014 jusqu'en 2035, a été organisée entre avril et novembre 2011. Les résultats de l'*open season* Fos Tonkin 2011 ont permis d'allouer des capacités pour un projet à capacité et durée d'exploitation adaptées, qui prévoit un décalage de la mise en service du nouveau réservoir initialement prévue pour 2017. Entre le 1^{er} octobre 2014 et la date de mise en service du réservoir, la capacité du terminal sera limitée à 3 Gm³/an. A compter de la mise en service du nouveau réservoir, elle passera à 5,5Gm³/an. La décision d'investissement pour la construction d'un nouveau réservoir devrait être prise par Elengy en 2014.

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 principaux (Dunkerque, Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach, Oltingue, Larrau et Biriadou).

TABLEAU 44 : CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2012(GWh/j)

Point d'interconnexion	Capacités fermes entrée France	Capacités fermes sortie France
Dunkerque	570	
Taisnières H	590	
Taisnières B	230	
Obergailbach	620	
Oltingue	223	
Larrau	30(hiver)/50(été)	100
Biriatou	5(hiver)/4(été)	3(hiver)/10(été)

Source : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

A. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE GRTGAZ

• LES INVESTISSEMENTS DECIDES

En 2008, GRTgaz et Fluxys ont lancé une procédure d'appel au marché, qui s'est prolongée en 2010, pour développer les capacités de transport au point d'interconnexion de Taisnières H avec une mise à disposition de ces capacités prévue au mois de décembre 2013. La demande exprimée par le marché à cette occasion conduit à la création de 50 GWh/j de capacité ferme d'entrée à Taisnières H.

La décision finale d'investissement pour le terminal de Dunkerque prise en juin 2011 déclenche également des investissements significatifs dans 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 le GRT belge, Fluxys, ont pris la décision de développer 270GWh/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.

Le projet de développement de 55GWh/j de capacités d'interconnexion dans le sens Espagne vers France à Port de Larrau déclenche également un renforcement des capacités d'interconnexion entre les réseaux de TIGF et GRTgaz. Ce projet doit aussi être mené à bien pour l'horizon 2013.

En 2011, la CRE a également approuvé dans sa délibération du 19 avril 2011 le projet de doublement de l'artère du Rhône (Eridan) porté par GRTgaz. Identifié comme prioritaire par la Commission européenne, il bénéficie à ce titre d'une subvention dans le cadre du volet énergie du plan européen d'aide à la relance économique de 2009. Cet investissement, déclenché sans recourir à un appel au marché, était un prérequis au développement de toute nouvelle infrastructure gazière dans le sud de la France. Il rend possible l'accroissement des capacités de regazéification à Fos, le développement d'une nouvelle interconnexion avec l'Espagne à l'est des Pyrénées (projet Midi-Catalogne) ou le développement de capacités de stockage dans la zone GRTgaz Sud. Enfin, cet ouvrage favorise la flexibilité du système gazier et donc l'accueil de nouvelles centrales électriques à gaz.

- **LES PROJETS A L'ETUDE**

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 40GWh/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 le confirmait au titre de la sécurité d'approvisionnement.

Les GRT italien, suisse et français (Snam Rete Gas, FluxSwiss et GRTgaz) envisagent par ailleurs de réaliser des investissements pour être en mesure d'inverser le sens des flux entre la France et l'Italie. En 2012, GRTgaz a lancé, en collaboration avec Fluxswiss, un appel au marché pour évaluer l'intérêt des expéditeurs pour la création de capacités d'entrée à Oltingue depuis la Suisse. Deux scénarios de développement et deux produits de capacités étaient envisagés dans ce cadre :

- le développement de 100 GWh/j de capacités interruptibles, avec une date d'entrée en service prévue pour 2016 et un coût de 11 M€ ;
- le développement de 100 GWh/j de capacités fermes sous condition de pression de livraison du gaz à Oltingue depuis la Suisse, avec une mise en service prévue pour 2018. Les investissements nécessaires pour ce développement s'élèvent à 258 M€.

La consultation du marché n'a pas permis la validation du projet sur la base des produits proposés. GRTgaz travaille désormais à la définition d'un produit de capacité mieux adapté à la demande des expéditeurs et devrait organiser sur cette base un nouvel appel au marché avant fin 2013.

Dans le cadre de l'intégration des marchés européens, la Commission européenne a souligné l'importance de renforcer le corridor Sud-Nord en Europe de l'Ouest. Un tel développement permettrait en particulier au gaz en provenance des terminaux méthaniers français ou espagnols d'atteindre le marché allemand qui bénéficierait ainsi d'une nouvelle source d'approvisionnement. Dans ce cadre, la possibilité de créer 100 GWh/j de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne à Obergailbach est envisagée par GRTgaz à l'horizon 2020. Cependant, les différences entre les pratiques d'odorisation du gaz en France et en Allemagne empêchent tout flux physique de la France vers l'Allemagne. Le développement de capacités fermes dans ce sens est donc conditionné à l'harmonisation des pratiques européennes sur ce point. GRTgaz a lancé en 2012 une étude sur la décentralisation de l'odorisation sur son réseau et prévoit la mise en place d'installation pilotes, avec le concours d'un opérateur de distribution.

B. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE TIGF

- **LES INVESTISSEMENTS DECIDES**

Les investissements décidés par TIGF intègrent les développements des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne décidés au terme de l'*open season* 2013. La décision coordonnée des transporteurs français et espagnols est intervenue en janvier 2010 et s'est arrêtée sur le développement de 55 GWh/j au point d'interconnexion de Larrau. Les renforcements du cœur de réseau de TIGF ont été réalisés en conséquence. A compter du 1^{er} avril 2013, la capacité d'interconnexion à Larrau a atteint 165 GWh/j dans les deux sens.

Les résultats de l'*open season* 2015 sont également pris en compte dans les investissements décidés. La consultation du marché pour cette deuxième phase de développement de l'interconnexion France-Espagne s'est clôturée début juillet 2010. La demande exprimée a

permis de valider le scénario de développement du point d'interconnexion physique de Biriadou, portant création de 55 GWh/j de capacité. Cette décision conduit au déclenchement du projet EUSKADOUR sur le cœur de réseau de TIGF. Ce projet correspond à la construction d'une canalisation entre Arcangues et Coudures dont la mise en service est prévue fin 2015.

- **LES PROJETS A L'ETUDE**

La demande exprimée lors de l'appel au marché 2015 a été suffisante pour valider le renforcement du PIR Biriadou mais n'a pas permis de lancer le projet "Midi-Catalogne" (MidCat) de création d'un nouveau PIR entre la France et l'Espagne au Perthus, à l'est des Pyrénées. Le projet reste cependant à l'étude pour un développement à l'horizon 2020.

C. LES TRAVAUX SUR LA FUSION DES ZONES EN FRANCE

Avec la fusion des zones Ouest, Nord et Ouest de GRTgaz en une grande zone Nord, on compte depuis 2009 trois zones d'équilibrage en France. Cette fusion a constitué un facteur majeur d'amélioration du fonctionnement du marché français du gaz.

Si le PEG Nord bénéficie aujourd'hui d'un niveau de liquidité et de concurrence satisfaisant, tant sur le marché de gros que de détail, les PEGs GRTgaz Sud et TIGF restent peu liquides. De ce fait, les consommateurs, notamment industriels, ne bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'au PEG Nord. Cette situation s'est aggravée avec le renforcement de la congestion physique à la liaison entre les zones nord et sud de GRTgaz, en lien avec la baisse des livraisons GNL à Fos-sur-Mer et l'accroissement des exportations vers l'Espagne.

A la demande des acteurs de marché et en cohérence avec les travaux européens sur le *modèle cible européen*, la CRE poursuit ses travaux en vue de la consolidation des PEG en France. La trajectoire d'évolution de la structure des places de marché en France a été fixée dans les délibérations du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012 :

- Au 1^{er} avril 2015, une place de marché commune (PEG) sera créée pour les zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF. La création d'un PEG unique GRTgaz Sud-TIGF ne nécessite pas de développement physique du réseau ;
- Au-delà de cette échéance, la CRE a fixé l'objectif d'un PEG France unique en 2018. L'approche retenue s'appuie sur le doublement de l'artère du Val de Saône, associé à un recours à des mécanismes contractuels complémentaires. La CRE a lancé à l'été 2013 une analyse coûts/bénéfices afin de confirmer, le cas échéant, la pertinence de l'option retenue. La décision sur la fusion des zones nord et sud de GRTgaz sera prise en conséquence en 2014.

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

3.3.3.1 Les obligations des expéditeurs

Conformément au décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatifs aux obligations de service public dans le secteur du gaz, les fournisseurs ont pour obligation d'assurer la continuité de la fourniture aux consommateurs finals, à l'exception de ceux ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, dans les circonstances pénalisantes suivantes :

- disparition pendant six mois maximum de la principale source d'approvisionnement en gaz ;
- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Par ailleurs, les modalités d'accès aux stockages sont définies par le décret n°2006-1034 du 21 août 2006. Ce décret prévoit que :

- chaque année, un arrêté ministériel définit les profils de consommation à utiliser pour calculer les droits unitaires de stockage de chaque consommateur final ;
- au 1^{er} novembre de chaque année, les volumes de gaz stockés par un fournisseur ne peuvent être inférieurs à 85 % des droits de stockage en volume utile des clients domestiques et ceux assurant des missions d'intérêt général;
- le GRT dispose d'une priorité d'utilisation des stockages, via un contrat spécifique de flexibilité et de sécurité qui lui donne accès aux capacités de stockage nécessaires à l'accomplissement de ses missions de service public.

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

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatifs aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport (article 9) et les opérateurs de distribution de gaz (article 13) 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%.

3.3.3.3 Les mesures d'urgence

L'arrêté du 27 octobre 2006 relatif aux mesures nationales d'urgence visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en cas de crise, prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- rupture ou insuffisance des approvisionnements en gaz ;
- impossibilité, transitoire ou durable, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché français ;

- dysfonctionnement local ou d'ampleur nationale des réseaux et des installations ou tout autre type de crise.

L'objectif de ce plan d'urgence est de mettre en place un dispositif mobilisable très rapidement pour prévenir ou retarder les conséquences d'une crise. Parmi les mesures d'urgence, le gouvernement dispose d'un droit de réquisition des personnes, des biens et des services et d'un droit de contrôle de répartition des ressources en énergie et matières premières. Le Conseil des ministres, par décret, peut ainsi décider de certaines mesures d'exception prises pour faire face à une pénurie énergétique, y compris localisée. Les mesures en question peuvent s'appliquer en particulier à la production, l'importation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage et le déstockage de gaz et consister en une mobilisation, un rationnement, une fixation des conditions techniques et financières de vente des produits. Si la crise est telle que la totalité des besoins en France ne peut plus être satisfaite, les clients sont alimentés selon un ordre de priorité.

Une cellule de crise est ainsi mise en œuvre par la DGEC (rattachée au ministère chargé de l'Énergie) et réunit les opérateurs gaziers et organismes concernés.

Elle fournit les éléments de synthèse nécessaires au ministre, assure la communication externe et la coordination avec les opérateurs, décide des mesures appropriées et vérifie leur mise en œuvre.

Il est à noter que, conformément au règlement (CE) n°994/2010, le plan national d'urgence gaz fondé sur l'arrêté du 27 octobre 2006, est en cours d'adaptation. Il est notamment prévu que le plan d'urgence reflète en particulier les trois niveaux de crise définis par le règlement (alerte précoce, alerte et urgence) et précise les mesures d'assouplissement temporaire des obligations de service public françaises afin de se conformer à l'exigence de solidarité européenne en cas de crise gazière.

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 n°2006-1537 du 7 décembre 2006 répondent aux mesures relatives à la protection des consommateurs énoncées par l'annexe I des directives du 3^e paquet marché de l'électricité et du gaz de 2009.

La mesure h) de l'annexe I des directives de 2009 énonce 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 Commission de régulation de l'énergie. 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 les décrets d'application susvisés n'ont, à ce jour, toujours pas été publiés.

4.1.2 Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs

4.1.2.1 Relations avec les clients résidentiels

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.

L'article 42 de loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 a introduit dans le code de la consommation, une nouvelle section réglementant les contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel.

Ainsi 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 la description des produits et services, leur prix, le caractère réglementé ou non de l'offre, la durée du contrat...

L'article 18 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, a modifié l'article L.121-87 du Code de la consommation en demandant aux fournisseurs d'indiquer dans leurs offres :

- 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 ;
- une information sur les modes de règlements contentieux ;
- 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.

En outre, depuis la loi n°2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. De plus, l'article L.121-88 du Code de la consommation indique que le consommateur n'est engagé que par sa signature. Néanmoins, le législateur français a permis une exception dans le cas où le consommateur qui emménage dans un logement a demandé expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie.

Selon les dispositions de l'article L.121-92 du Code de la consommation, les fournisseurs sont 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.

Le contrat souscrit par un consommateur avec un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel est soumis à un certain formalisme. 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 ;
- 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 :

- La durée des contrats de fourniture : les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel un contrat d'une durée minimale d'une année
- Le changement de fournisseur : 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. Le fournisseur ne peut lui facturer que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, 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. L'objectif de ces dispositions est d'éviter toute interruption de fourniture en cas de changement de fournisseur et de limiter la facturation de frais pour le consommateur. Le délai de 21 jours maximal pour changer de fournisseur a été introduit par la loi Nome.

Cette dernière a également modifié d'autres dispositions de la section XII du code de la consommation.

D'une part, l'article L.121-89 du Code de la consommation indique désormais que :

- le consommateur doit recevoir sa facture de clôture dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation de son contrat ;

- dans l'hypothèse d'un trop-perçu par le fournisseur, ce dernier doit rembourser le consommateur dans un délai maximal de deux semaines après l'émission de la facture de clôture.

D'autre part, la loi NOME a également modifié l'article L.121-91 du Code de la consommation et notamment les dispositions relatives à l'arrêté relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel (ci-après arrêté facture). En effet, ce dernier précise dorénavant les différents modes de paiement et leurs modalités que le fournisseur est tenu d'offrir à ses clients ainsi que les délais de remboursement ou les conditions de report des trop-perçus.

De plus, 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.

En application de l'article L.121-91 du Code de la consommation, un nouvel arrêté facture a été 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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2014, prévoyant que le fournisseur doit communiquer à son consommateur une fois par an le montant hors taxes de l'abonnement annuel facturé, le montant hors taxes de la consommation annuelle facturée, le montant hors taxes annuel facturé de chaque option et service souscrits et le montant total annuel toutes taxes comprises facturé au client.

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 applicable aux clients domestiques à l'exception des règles relatives au droit de rétraction et au bénéfice des tarifs sociaux.

En outre, 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.

4.1.2.2 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, Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), Direction générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF), Médiateur national de l'énergie (MNE)) sous l'égide la CRE. Les règles qui en découlent, acceptées tant par les utilisateurs que par les GRD, 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 7 jours. L'information du changement de fournisseur ne sera alors donnée au GRD qu'à l'expiration de ce délai. Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au GRD.
- Le GRD accuse réception de la demande.
 - o Il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni).
 - o Il informe le fournisseur actuel du client.
- Le GRD estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation).
 - o Il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant.
 - o 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.

Toujours en gaz naturel, 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 GRD 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 mettra en place courant 2014 une prestation de correction d'index qui permettra de modifier l'index de changement de fournisseur.

B. LES MOTIFS DE REFUS

Le GRD peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

En gaz naturel :

- les renseignements fournis sont incohérents ou insuffisants pour traiter la demande (exemple : point de comptage et d'estimation (PCE) inexistant ou erroné).
- 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).
- une autre demande est en cours de traitement pour le même PCE.
- une manipulation frauduleuse du compteur par le client fait l'objet d'une plainte ou d'une procédure en cours.

En électricité :

- le point de livraison (PDL) n'existe pas.
- une fraude sur l'installation de comptage est avérée.
- le PDL est résilié.
- le PDL est déjà dans le périmètre du fournisseur demandeur.
- une demande de résiliation à l'initiative du client, de mise en service ou de modification contractuelle est en cours sur ce PDL.
- une autre demande de changement de fournisseur est en cours de traitement sur ce PDL.
- 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 effacement des jours de pointe (EJP) ou Tempo).
- le contexte d'utilisation et le profil associé sont incohérents avec le segment de client et/ou l'usage (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 date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 10 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 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 n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, 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. »

4.1.2.3 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 (tél. 0810 112 212) ou par écrit (courriel, télécopie ou courrier), est accessible gratuitement à tous les consommateurs français depuis le 1^{er} juillet 2007. Energie-Info permet aux consommateurs de poser une question ou d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec un fournisseur et/ou un distributeur d'énergie. De plus, depuis novembre 2009, il propose un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel gratuit et homologué par la CRE et le MNE, accessible sur le site internet www.energie-info.fr.

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il est co-piloté et cofinancé par la CRE et le MNE. Sa partie informative est mise à jour en coordination avec les ministères en charge de la consommation et de l'énergie.

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.

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément.

En 2012, le service téléphonique Energie-Info a renseigné 371000 consommateurs (dont 64% 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 592000 visites. Au total, 963000 consommateurs ont donc été renseignés par le service Energie-Info (téléphone ou Internet).

A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : les procédures de mise en service, de résiliation ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, 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 (oralement ou par signature, selon les cas), la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

B. RECLAMATIONS

Le service Energie-Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ces réclamations 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 ;
- des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Les réclamations concernent près de 3% des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2012, ce service a reçu environ 10000 demandes de conseil et d'assistance relatives à des réclamations.

• LITIGES ENTRE UN CONSOMMATEUR ET UN FOURNISSEUR

La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur 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) ou bien vers la DGCCRF du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation) ou vers la juridiction compétente.

A noter que le MNE a reçu 5412 saisines de consommateurs en 2012. La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les compétences du MNE aux litiges concernant un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des microentreprises.

• LITIGES LIÉS A L'ACCES OU A L'UTILISATION DES RESEAUX

Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le 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.

Il convient de noter que la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a étendu les compétences du MNE aux litiges avec un gestionnaire de réseau de distribution.

4.2 Le traitement des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises 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 décret n° 2001-531 du 20 juin 2001 instaure un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité » des personnes en situation de précarité. Ce décret a été complété par le décret 2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Il a été abrogé par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayé des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL). 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 précise que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder à des coupures en cas d'impayés des clients résidentiels bénéficiant d'une notification d'aide en cours accordée par le FSL pour le logement concerné ; démontrant avoir déposé au FSL depuis moins de 2 mois une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture de gaz ; présentant, entre le 1^{er} novembre et le 15 mars, une attestation prouvant le bénéfice d'une aide du FSL au cours des 12 derniers mois.

Le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 modifié définit la « tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité » (TPN) :

- Les consommateurs à faibles revenus peuvent disposer une réduction de la facture en fonction de la puissance souscrite et du nombre de personnes composant le foyer.
- Par ailleurs, les bénéficiaires ont droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement pour impayés.

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

Environ 1,2 millions de clients bénéficiaient du TPN fin 2012 pour 1,5 à 2 millions de bénéficiaires potentiels.

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret n° 2004-325 du 8 avril 2004, le montant des ressources permettant de bénéficier du TPN a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS). Cette extension des critères d'éligibilité devrait permettre à 550 000 foyers supplémentaires de bénéficier du TPN.

Les coûts supportés par les fournisseurs appliquant le TPN, à savoir les fournisseurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution), font l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le coût prévisionnel du dispositif est évalué à 145,5 M€ pour 2013, y compris les coûts de gestion.

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

Par ailleurs, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 étend 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 maladie et de l'administration fiscale.

La Commission de régulation de l'énergie a été saisie pour avis du projet de décret d'application début juillet 2013.

B. GAZ

Comme en électricité, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le FSL. 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 précise que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder à des coupures en cas d'impayés des clients résidentiels bénéficiant d'une notification d'aide en cours accordée par le FSL pour le logement concerné ; démontrant avoir déposé au FSL depuis moins de 2 mois une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture de gaz ; présentant, entre le 1^{er} novembre et le 15 mars, une attestation prouvant le bénéfice d'une aide du FSL au cours des 12 derniers mois.

La loi du 7 décembre 2006 prévoit que les consommateurs ayant droit à la tarification spéciale de l'électricité bénéficient également d'un Tarif spécial de solidarité (TSS) applicable à la fourniture de gaz naturel. Le décret n°2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité précise les modalités de mise en œuvre du TSS :

- Le TSS peut être proposé par l'ensemble des fournisseurs de gaz auprès des consommateurs ayant droit au TPN ;
- Le montant du TSS représenté par une réduction de la facture ou par un versement d'un chèque est établi en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer ;
A l'instar du TPN, les bénéficiaires du TSS peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80 % sur les interventions pour impayés.

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

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

Environ 457 000 clients bénéficiaient du TSS fin 2012 pour 600 000 à 800 000 bénéficiaires potentiels.

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret n° 2008-778 du 13 août 2008, le montant des ressources permettant de bénéficier du TSS a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une ACS. 220 000 foyers en plus supplémentaires devraient bénéficier du TSS suite à cette évolution réglementaire.

Les fournisseurs qui appliquent le TSS supportent des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifiques. 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 Commission de régulation de l'énergie. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret n°2008-779 du 13 août 2008. Les charges prévisionnelles pour 2013, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 50,3 M€.

Les critères d'attribution du TSS ont été modifiés par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 dans les mêmes termes que pour le TPN. La Commission de régulation de l'énergie a été saisie pour avis du projet de décret d'application début juillet 2013.

4.3 Le règlement de différends

4.3.1 Révision des conditions générales de l'accord de participation liant les deux parties - CoRDIS, 1er octobre 2012, ENEL Trade / RTE

Depuis le 1^{er} juillet 2011, conformément à la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 et le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique, les fournisseurs peuvent demander l'exercice du droit d'ARENH en achetant de l'électricité à la société EDF, à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la CRE. La société RTE avait transmis pour approbation à la CRE, au mois de mai 2011, un projet de révision de la section 2 des Règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre (RE), au mécanisme d'ajustement et à la programmation (ci-après Règles), afin d'intégrer dans ces Règles les dispositions relatives au mécanisme ARENH.

Le 14 juin 2011, la CRE avait notifié à la société ENEL France, fournisseur rattaché au périmètre d'équilibre de la société ENEL *Trade*, RE de la société ENEL France, le volume d'ARENH cédé par la société EDF, conformément au décret du 28 avril 2011, à partir du 1^{er} juillet 2011. À compter du 17 juin 2011, l'injection dans le périmètre d'équilibre d'ENEL *Trade* du volume ARENH avait été mentionnée dans l'application Dat@RTE.

La société ENEL *Trade* avait saisi le CoRDIS le 21 mai 2012 d'une demande de règlement du différend l'opposant à la société RTE. Elle estimait en effet que, n'ayant reçu notification de la révision des Règles que le 28 juillet 2011, elle ignorait jusqu'à cette date « qu'une nouvelle modalité de rattachement à son périmètre d'équilibre de l'électricité injectée avait été mise en place, ce qui l'a conduite à sous-estimer les quantités d'électricité dont elle disposait » et à acheter des quantités d'électricité sur le marché *spot*, entre le 1^{er} juillet et le 26 juillet 2011, qui se sont avérées inutiles, lui causant un préjudice net important.

Saisi pour la première fois d'un différend relatif au dispositif ARENH, le CoRDIS a tout d'abord observé que le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 ayant été publié au Journal officiel de la République française le 29 avril 2011, il en résultait que, dès cette date, les règles de rattachement de l'ARENH aux périmètres d'équilibre étaient opposables aux RE, notamment à la société ENEL *Trade*, et s'imposaient aux cocontractants en application de l'article B.6.1.1 de la section 2 des Règles de l'accord de participation précité. Le comité a ajouté que la nouvelle rédaction des Règles ne faisait que transposer, sans rien y ajouter, les dispositions du décret du 28 avril 2011.

Le CoRDIS a précisé que la notification prévue par les Règles avait pour objet, non de recueillir le consentement du cocontractant de RTE, mais seulement de permettre soit la mise en conformité de l'accord de participation avec les nouvelles Règles, ce qu'a d'ailleurs demandé la société ENEL *Trade* par lettre du 4 août 2011, soit la résiliation de cet accord, et de faire courir un délai pour l'un ou l'autre de ces effets.

L'ensemble des demandes de la société ENEL Trade ont été rejetées par une décision du comité du 1^{er} octobre 2012.

4.3.2 Conditions de raccordement de deux installations de production éolienne au réseau public de distribution d'électricité - CoRDIS, 22 octobre 2012, Parc éolien de Crampon et Parc éolien de Puchot / ERDF

Dans cette affaire, le CoRDIS était saisi par deux producteurs éoliens d'un différend lié au raccordement de leurs installations.

Le comité a tout d'abord précisé qu'un mémoire produit par l'une des parties après réception de la convocation à la séance publique du comité doit être écarté des débats en application de l'article 8 la décision du 20 février 2009 relative au règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions.

Sur le fond, interrogé sur la transparence du traitement de la demande de raccordement des sociétés, le CoRDIS a estimé qu'il résulte des dispositions du décret du 23 avril 2008 que, saisi d'une demande de raccordement au réseau public de distribution, le GRD est soumis, lors de l'établissement de la proposition technique et financière, à une obligation de traitement transparent et non discriminatoire et, qu'à ce titre, il lui revient de fournir au demandeur tous les éléments lui permettant d'apprécier le bien-fondé des solutions qu'il préconise.

Ainsi, lorsqu'une demande de raccordement implique que le GRD interroge le GRT, le GRD doit veiller à ce que le GRT réponde aux questions qui lui sont posées et s'assurer que de telles réponses lui permettent d'éclairer utilement le candidat au raccordement.

Le CoRDIS a également précisé que la solution de raccordement de référence est celle qui, conformément aux dispositions de l'arrêté du 28 août 2007, minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de branchement et d'extension et qu'ainsi les coûts de réalisation des travaux de renforcement comme les délais de réalisation ne peuvent être pris en compte.

Enfin le CoRDIS a rappelé qu'en application des dispositions de l'article 5 de l'arrêté du 28 août 2007, si une solution différente de la solution de raccordement de référence peut être mise en place, la différence de coût avec la solution de raccordement de référence sera à la charge de celui qui en est à l'initiative, c'est-à-dire soit le gestionnaire du réseau soit l'utilisateur.

4.3.3 Demande de mesures conservatoires pour la mise à disposition de données de comptage relative à l'activité d'une entité d'ajustement - CoRDIS, 28 janvier 2013, Novawatt et X / RTE

Le mécanisme d'ajustement est un mécanisme de marché dans le cadre duquel les producteurs et les consommateurs proposent de faire varier leurs productions ou leurs consommations afin de permettre à RTE d'équilibrer la production et la consommation sur le réseau, qui doivent être strictement égales à chaque instant.

Pour sécuriser une partie des offres sur ce mécanisme de marché, RTE organise des appels d'offres pour la contractualisation de réserves d'ajustement des producteurs, les réserves rapides et complémentaires. Le 8 novembre 2012, RTE a lancé une consultation qui concernait 200 MW de réserves rapides et 100 MW de réserves complémentaires pour la période du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014. La date limite de remise des offres était fixée par le règlement de consultation au 29 janvier 2013 à 12 heures.

Le 10 décembre 2012, un producteur et son RE, qui souhaitent participer à l'appel d'offres RTE, ont adressé à RTE une demande de qualification au titre de la réserve rapide. Les tests permettant de valider les qualifications des installations souhaitant participer à l'appel d'offres RTE pouvaient se dérouler jusqu'au 10 janvier 2013.

Une installation ne disposant pas encore d'un certificat d'aptitude peut l'acquérir soit en participant au mécanisme d'ajustement, sous réserve que le contrôle du réalisé démontre l'aptitude à fournir le produit dans les conditions requises, soit en réalisant avec succès des activations de test à la demande de RTE.

RTE a refusé la qualification du producteur, sans toutefois transmettre les données de comptage sur lesquelles était basée sa décision de refus. Le 25 janvier 2013, le producteur a alors saisi le CoRDIS afin d'obtenir de RTE la communication en urgence, avant la clôture de l'appel d'offres, de ces données, dans le but de s'assurer sur pièce de son aptitude technique à participer à un tel appel d'offres.

Par décision du 28 janvier 2013, le CoRDIS a d'abord constaté que le litige relevait bien de sa compétence dès lors que l'impossibilité où se trouvait le producteur de participer à l'appel d'offres RTE, qui se terminait le lendemain à 12 heures, était susceptible de porter une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux et à leur utilisation et, notamment, au principe de transparence des consultations publiques organisées par un gestionnaire de réseau public.

Il a ensuite constaté que rien ne justifiait que RTE s'oppose à la communication des données de comptage alors même que cela avait été fait par le passé.

Enfin, le CoRDIS a enjoint à RTE de fournir ces données avant le lendemain 9 heures pour mettre fin à une atteinte grave et immédiate au principe de transparence, ce qu'a fait RTE dans le délai imparti.

Abréviations

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)	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
CAM	<i>Capacity allocation mechanism</i> (mécanisme d'allocation de capacités)	OSP	<i>Open Subscription Period</i> (vente par guichet)
CASC	<i>Capacity Allocation Service Company</i> (plateforme d'enchères)	OTC	<i>Over-the-counter</i> (marché en gré-à-gré)
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
CoRDIs	Comité de règlement des différends et des sanctions	PEG	Point d'échange de gaz
CRE	Commission de régulation de l'énergie	PITD	Points d'Interface Transport Distribution
CRCP	Compte de régulation des charges et des produits	PITS	Points d'Interconnexion Transport Stockage
CSPE	Contribution au service public de l'électricité	PITTM	Points d'interface transport terminaux méthaniens
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement	PIR	Points d'interconnexion des réseaux en gaz
DGCCRF	Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes	PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat	RE	Responsable d'équilibre
ELD	Entreprise locale de distribution	REMIT	Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)	TaRTAM	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
ENTSO-G	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)	TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
EnR	Sources d'énergie renouvelables	TPN	Tarif de première nécessité
EREGG	<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
EVI	Entreprise verticalement intégrée	TSS	Tarif spécial de solidarité
FSL	Fonds de solidarité pour le logement	TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
GNL	Gaz naturel liquéfié	UFE	Union Française de l'Electricité
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution	UBI	<i>Use it and Buy-it</i>
GRT	Gestionnaire de réseau de transport	UIOLI	<i>Use It or Lose It</i>

