



Rapport annuel à la Commission européenne

Juillet 2012



Sommaire

I . Présentation de la Commission de régulation de l'énergie4	
1 La composition de la CRE	4
2 Les nouvelles compétences de la CRE.....	4
3 Les pouvoirs et l'autorité du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).....	5
4 Les moyens financiers de la CRE	5
II . Le marché de l'électricité	6
1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité	6
1.1 La certification des GRT et la dissociation des GRD	6
1.2 Les aspects techniques.....	8
1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux	12
1.4 Les échanges transfrontaliers d'électricité	18
1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	23
1.6 Le règlement des différends.....	24
2 La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité	26
2.1 Le marché de gros	26
2.2 Le marché de détail	37
3 La protection des consommateurs	48
3.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1	48
3.2 Les obligations de service public.....	52
4 La sécurité d'approvisionnement	56
4.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité	56
4.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production	57
4.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement	59
III . Le marché du gaz	64
1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz.....	64
1.1 La certification des GRT et la dissociation des GRD	64
1.2 Les aspects techniques.....	68
1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux et aux terminaux méthaniers	74
1.4 Les échanges transfrontaliers de gaz	79
1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	85
1.6 Le règlement des différends.....	86
2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz.....	87
2.1 Le marché de gros	87
2.2 Le marché de détail	92
3 La protection des consommateurs	99
3.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1	99
3.2 Les obligations de service public.....	103
4 La sécurité d'approvisionnement	105
4.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	105
4.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	105
4.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement	111

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES DE RACCORDEMENT	13
TABLEAU 2 : EVALUATION DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2011.....	19
TABLEAU 3 : UTILISATION DES INTERCONNEXIONS.....	19
TABLEAU 4 : ESTIMATION DE LA PERTE SOCIALE DUE A L'ABSENCE DE COUPLAGE DE MARCHÉ	20
TABLEAU 5 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS	26
TABLEAU 6 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE	28
TABLEAU 7 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2011	28
TABLEAU 8 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS	29
TABLEAU 9 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS	30
TABLEAU 10 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS	30
TABLEAU 11 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE	37
TABLEAU 12 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS	37
TABLEAU 13 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN NOMBRE DE SITES	39
TABLEAU 14 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN NOMBRE DE SITE.....	39
TABLEAU 15 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN NOMBRE DE SITE	39
TABLEAU 16 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME	39
TABLEAU 17 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME	40
TABLEAU 18 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME	40
TABLEAU 19 : HAUSSE NECESSAIRE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE (EN %) POUR EN ASSURER LA CONTESTABILITE EN MOYENNE, EN FONCTION DES PRIX DE L'ARENH ET DES PRIX DE MARCHÉ	45
TABLEAU 20 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS CONSTANTS.....	47
TABLEAU 21 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS COURANTS.....	47
TABLEAU 22 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE	56
TABLEAU 23 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE.....	56
TABLEAU 24 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE	57
TABLEAU 25 : LE PRIX DES ECARTS	62
TABLEAU 26 : TOLERANCES STANDARDS APPLIQUEES EN POURCENTAGE DES CAPACITES SOUSCRITES	69
TABLEAU 27 : HISTORIQUE DES NIVEAUX DE TALON DEPUIS LE 1ER JANVIER 2009	69
TABLEAU 28 : FRACTION DE CAPACITE FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE POINT CONCERNE.....	83
TABLEAU 29 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES	87
TABLEAU 30 : REPARTITION DE DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE	92
TABLEAU 31 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS	92
TABLEAU 32 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS	94
TABLEAU 33 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS ...	94
TABLEAU 34 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS....	94
TABLEAU 35 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS	94
TABLEAU 36 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS	95
TABLEAU 37 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS	95

TABLEAU 38 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ	97
TABLEAU 39 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHE FRANÇAIS EN 2011, EN COMPARAISON AVEC 2010	105
TABLEAU 40 : CAPACITES DE STOCKAGE, D'INJECTION ET DE SOUTIRAGE EN 2011	107
TABLEAU 41 : QUANTITES DE GAZ EN STOCK SUR L'ENSEMBLE DES SITES FRANÇAIS	107
TABLEAU 42 : CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2011	109

Liste des graphiques

GRAPHIQUE 1 : MECANISME DE REGULATION DE LA QUALITE D'ALIMENTATION	17
GRAPHIQUE 2 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2011	31
GRAPHIQUE 3 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2011	31
GRAPHIQUE 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2011	32
GRAPHIQUE 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2011	32
GRAPHIQUE 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2011	33
GRAPHIQUE 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2011	33
GRAPHIQUE 8 : TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2011	38
GRAPHIQUE 9 : LES FOURNISSEURS NATIONAUX D'ELECTRICITE	38
GRAPHIQUE 10 : CONCENTRATION DU MARCHE DE DETAIL PAR SEGMENTS (INDICE HHI).....	40
GRAPHIQUE 11 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL	41
GRAPHIQUE 12 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA.....	44
GRAPHIQUE 13 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA.....	44
GRAPHIQUE 14 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHE MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE.....	61
GRAPHIQUE 15 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHE MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSÉ.....	62
GRAPHIQUE 16 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHE POWERNEXT.....	63
GRAPHIQUE 17 : LES REGLES DE FACTURATION DES DESEQUILIBRES JOURNALIERS SUR LE RESEAU GRTGAZ	70
GRAPHIQUE 18 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES).....	88
GRAPHIQUE 19 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD ET COURS DU BRENT (JOURS OUVRES)	89
GRAPHIQUE 20 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHE DE GROS FRANÇAIS	90
GRAPHIQUE 21 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2011	93
GRAPHIQUE 22 : LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL	93
GRAPHIQUE 23 : CONCENTRATION DU MARCHE DE DETAIL PAR SEGMENTS (INDICE HHI)	95
GRAPHIQUE 24 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2011.....	96
GRAPHIQUE 25 : EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE.....	97
GRAPHIQUE 26 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2011	98
GRAPHIQUE 27 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2011.....	99
GRAPHIQUE 28 : SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE	106

Liste des encadrés

ENCADRE 1 : CONSEQUENCES DU MORATOIRE ALLEMAND SUR LE SOLDE DES ECHANGES D'ELECTRICITE AVEC LA FRANCE	21
ENCADRE 2 : LE CALCUL DES CAPACITES	21
ENCADRE 3 : L'ALLOCATION DES CAPACITES DE LONG-TERME.....	21
ENCADRE 4 : LE COUPLAGE DES MARCHES EN JOURNALIER	22
ENCADRE 5 : LES ECHANGES EN INFRAJOURNALIER	22
ENCADRE 6 : BILAN DE L'ENTREE EN VIGUEUR DU DISPOSITIF DE L'ARENH.....	46
ENCADRE 7 : REPARTITION DES CHARGES PREVISIONNELLES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE LIEES AUX ENERGIES RENOUVELABLES ..	55
ENCADRE 8 : VENTE DE PRODUITS GROUPEES SUR LA PLATEFORME CAPSQUARE	80

Message du Collège



En 2011, une succession de crises et de changements profonds ont affecté le secteur de l'énergie. L'accident de Fukushima a conduit à s'interroger sur la sûreté de l'énergie nucléaire. Le printemps arabe a occasionné des tensions sur les prix du pétrole et du gaz. L'arrêt du nucléaire, décidé ou confirmé dans des pays limitrophes de la France, et notamment en Allemagne, a amplifié le débat sur le choix du mix énergétique et sur les conditions de la sécurité d'approvisionnement en Europe. Le 8 février 2012, la France a battu son record de consommation d'électricité, désormais établi à 101 700 MW – pointe qui a été couverte grâce à une mobilisation exceptionnelle du parc nucléaire et aux importations. Cette solidarité concrète entre les systèmes de production et les réseaux des différents pays a, une nouvelle fois, montré l'importance de la construction du marché européen de l'énergie.

La France a été le premier pays européen à transposer dans sa législation les nouvelles dispositions de la troisième directive pour la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a participé à cette intégration en droit français. Dès l'entrée en vigueur du code de l'énergie, la CRE a mis en œuvre les nouvelles missions qui lui ont été conférées par cette directive, notamment en certifiant l'indépendance vis-à-vis de leurs maisons mères des trois gestionnaires français de réseaux de transport d'électricité et de gaz (RTE, GRTgaz, TIGF). Cette certification a constitué une étape importante de l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence.

Toutefois, la CRE a cette année encore pu constater les limites de cette ouverture. Les fournisseurs alternatifs d'électricité sont encore trop peu nombreux. Moins d'un consommateur sur deux sait qu'il a le droit de choisir son fournisseur d'énergie. Néanmoins, des progrès ont été accomplis en gaz, ainsi qu'en électricité, pour les consommateurs industriels. L'entrée en vigueur du dispositif ARENH, visant, dans le cadre de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), à donner accès aux fournisseurs alternatifs à de l'électricité d'origine nucléaire, les a amenés à être plus présents sur ce segment. Cependant, le développement de la concurrence reste entravé par la persistance d'un ciseau tarifaire, qui ne permet pas de refléter les coûts d'approvisionnement. Concernant les autres types de consommateurs, la place des tarifs réglementés reste prépondérante.

En électricité comme en gaz, l'ensemble des coûts supportés par les opérateurs historiques doivent être couverts par les tarifs réglementés, comme l'impose la loi, afin que la concurrence puisse jouer normalement. La CRE a rappelé ce principe essentiel dans le rapport qu'elle a remis au gouvernement sur le mode de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz. Elle recommande de réformer le mode de calcul des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Elle préconise également de supprimer les tarifs réglementés pour les clients industriels, qui pour la plupart sont déjà en offre de marché, afin d'appliquer la même règle qui prévaudra en électricité à partir de 2016.

Dans le secteur de l'électricité, la CRE a souligné dans sa délibération du 28 juin 2011 que les fournisseurs alternatifs, qui achètent l'essentiel de leur électricité à EDF à un prix fixé par le gouvernement (ARENH), ne sont toujours pas en mesure, en moyenne, de concurrencer les tarifs réglementés de vente. Or, la loi prévoit que ces tarifs réglementés devront être contestables d'ici 2015, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés. Compte tenu du prix de l'ARENH fixé à 42 €/MWh par le gouvernement, la hausse des tarifs réglementés de vente qui serait ainsi nécessaire pour assurer une contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité en moyenne en 2011-2012 serait comprise, selon les calculs de la Commission effectués mi-2011, entre 4 % et 8 %.

La généralisation du compteur évolué Linky, permettant une meilleure maîtrise de la consommation et une plus grande efficacité de l'utilisation des réseaux électriques, devrait contribuer au développement de la concurrence au bénéfice des consommateurs, en donnant la possibilité aux fournisseurs de proposer des offres d'énergies correspondant mieux à leurs besoins. La CRE a approuvé sa généralisation dès juillet 2011. Elle demande que cet outil innovant soit déployé dans les meilleurs

délais. Le déploiement du compteur Linky entre dans le cadre des dispositions européennes qui demandent que 80 % des consommateurs soient équipés de ce type de compteur d'ici 2020.

La modernisation des réseaux assurant l'alimentation en électricité et en gaz, la mise en œuvre d'un plan ambitieux d'économies d'énergie, le développement des énergies renouvelables et le renforcement de la sûreté des centrales nucléaires répondent aux orientations d'une politique de l'énergie garante du bien-être collectif. Les investissements qui en découlent sont néanmoins considérables. Comme par le passé, ils seront in fine financés par le consommateur, comme la CRE le rappelle régulièrement.

À ce titre, la CRE s'inquiète de l'importance des hausses des prix de l'énergie, qui pèsent fortement dans les budgets des ménages, notamment de ceux en situation de précarité énergétique. À cet égard, elle regrette le caractère limité de la réforme des tarifs de solidarité en électricité et en gaz. Les dispositifs d'aide au paiement de la facture ne sont pas, à eux-seuls, la solution au problème de la précarité énergétique. C'est ce qu'a mis en évidence le colloque organisé le 22 mars 2012 par la CRE, le médiateur national de l'énergie et l'Université Paris-Dauphine. Cette réunion a ouvert une réflexion plus large sur la prévention d'un phénomène qui prend de l'ampleur.

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 3.9 de la directive 2003/54 et 3.6 de la directive 2003/55) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2003/54 et article 5 de la directive 2003/55), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

*
* *

I . Présentation de la Commission de régulation de l'énergie

1 La composition de la CRE

Le collège de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) se compose de cinq membres nommés en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique pour une durée de six années sans possibilité de renouvellement.

Le nouveau collège de la CRE a pris ses fonctions en février 2011. Monsieur Philippe de Ladoucette a été nommé président pour un mandat de six ans par décret du Président de la République après avis des commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie (la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale et la commission de l'économie, du développement durable et de l'aménagement du territoire du Sénat). Messieurs Michel Thiollière et Olivier Challan Belval ont été nommés respectivement par les présidents du Sénat et de l'Assemblée nationale pour quatre ans. Messieurs Frédéric Gonand et Jean-Christophe Le Duigou ont été nommés par décret après avis des commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie pour deux ans.

2 Les nouvelles compétences de la CRE

L'adoption de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) et celle du code de l'énergie ont modifié en 2011 les compétences dévolues à la CRE. Ces deux textes marquent la fin de la transposition en droit français des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE dites du 3^e paquet énergie et la mise en place de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

- **L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique**

La CRE propose désormais au ministre de l'énergie les conditions dans lesquelles doit s'effectuer la vente de l'ARENH aux fournisseurs alternatifs, en particulier les stipulations de l'accord-cadre afférent, et fixe le volume d'électricité nucléaire historique cédé à chaque fournisseur.

La CRE participe également à la fixation du prix de l'ARENH. Néanmoins, à l'instar de ses attributions relatives à la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité, une période transitoire a été fixée par le législateur. Jusqu'au 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la CRE. Puis à partir du 8 décembre 2013, la CRE transmettra aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie une proposition de prix de l'ARENH. Cette décision sera réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois.

- **La surveillance des marchés de détail**

L'article L131-2 du code de l'énergie, issu des dispositions de la loi NOME, donne à la CRE la compétence de surveiller, d'une part, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs et celles effectuées sur les marchés organisés, et d'autre part, la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques. La CRE peut également formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence du marché de détail.

- **La fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics**

L'une des évolutions majeures issue de la transposition des directives du 3^e paquet énergie est que, désormais, la CRE fixe elle-même les tarifs d'utilisation des réseaux publics et des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. Elle ne faisait auparavant que les proposer aux ministres, qui pouvaient s'opposer à ses propositions. Les ministres n'ont plus aujourd'hui que la faculté, dans un délai de deux mois suivant la transmission de la délibération de la CRE sur le tarif, de lui demander de prendre une nouvelle délibération.

- **L'examen du plan/schéma décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport**

Les missions de la CRE relatives à l'examen des investissements des gestionnaires de réseaux de transport ont évolué avec la modification du code de l'énergie. Avant l'entrée en vigueur du code de l'énergie, la CRE approuvait seulement les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport et veillait à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux. Désormais, elle vérifie également que le plan décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport couvre tous les besoins en matière d'investissement et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO-E et ENTSOG). Au besoin, la CRE peut imposer au gestionnaire de réseau de transport la modification de son plan décennal d'investissement.

- **La procédure de certification**

La CRE a certifié les trois gestionnaires de réseaux de transport français. L'octroi de cette certification garantit que chacun des trois gestionnaires de réseaux de transport respecte les obligations d'indépendance et d'autonomie vis-à-vis de sa maison mère. Ces obligations issues de la transposition des directives du 3^e paquet énergie ont été contrôlées par la CRE.

La CRE est le premier régulateur européen à avoir appliqué cette nouvelle procédure de certification. À l'avenir, la CRE devra régulièrement s'assurer du respect effectif de l'ensemble des obligations imposées aux gestionnaires de réseaux de transport par ses décisions de certification.

3 Les pouvoirs et l'autorité du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

Au cours de l'année 2011, le nombre de règlements de différends dont le CoRDIS a été saisi a connu un net accroissement (272 saisines et plus de 206 décisions du Comité en 2011, contre 17 saisines et 11 décisions en 2010). Cette progression s'explique principalement par l'effet combiné d'une augmentation des demandes de raccordements d'installations de production relevant du régime d'obligation d'achat et de l'entrée en vigueur du décret « moratoire » n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

Plusieurs décisions rendues en 2011 ont permis au CoRDIS de préciser l'étendue de son champ d'intervention :

- Le Comité a ainsi rappelé qu'il n'était compétent qu'à deux conditions, tenant, l'une à la qualité des personnes qu'un différend oppose, et l'autre, à l'objet de ce différend, qui doit correspondre à l'une des catégories limitativement énoncées par la loi (CRE, CoRDIS 21 janvier 2011, Nicodis).
- Le CoRDIS a également eu l'occasion de rappeler qu'il n'était pas compétent pour connaître des demandes tendant exclusivement au bénéfice de l'obligation d'achat aux conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 12 janvier 2010 (CRE, CoRDIS, 8/07/2011, SOPRODER COTMIG). Il est en revanche compétent pour connaître des litiges sur le coût du raccordement d'une installation de production (CRE, CoRDIS, 18/03/2011, Quatre termes I ; CRE, CoRDIS, 18/03/2011, Fangas II).

4 Les moyens financiers de la CRE

Malgré un accroissement très substantiel de ses missions et de son activité, les moyens du régulateur français de l'énergie n'ont pas progressé depuis 2008.

L'analyse comparée des ressources budgétaires des autorités européennes de régulation de l'énergie fait apparaître qu'en 2011 la CRE est en 6^e position en ce qui concerne les moyens humains. Elle est nettement devancée par ses homologues anglais, espagnol, italien, roumain et allemand, qui disposent d'effectifs de 185 à 481 ETP (équivalent temps plein) pour les activités liées à l'énergie.

II . Le marché de l'électricité

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

1.1 La certification des GRT et la dissociation des GRD

L'entrée en vigueur le 1^{er} juin 2011 du code de l'énergie fait évoluer le cadre juridique lié à l'indépendance des gestionnaires de réseaux et les compétences de la CRE en la matière. Le régulateur n'a imposé aucune sanction liée à des questions d'indépendance.

A. LA CERTIFICATION DE RTE

L'année 2011 a été marquée par le processus de certification du gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE : son indépendance vis-à-vis du fournisseur et des producteurs qui appartiennent au même groupe intégré a été consolidée, ce qui a permis à la CRE d'adopter le 26 janvier 2012 une délibération octroyant la certification à RTE. Les mesures prises par RTE, ainsi que celles qu'il s'est engagé à mettre en œuvre dans un avenir proche, lui confèrent un degré d'autonomie et d'indépendance que la CRE a considéré comme satisfaisant, sous réserve de certaines obligations complémentaires imposées dans les décisions de certification.

La CRE examinera le respect par RTE des obligations dont la délibération portant décision de certification est assortie aux échéances fixées dans cette même délibération. Elle examinera en outre, avant leur entrée en vigueur, l'ensemble des contrats qui pourront être conclus avec l'entreprise verticalement intégrée (EVI) ou avec les sociétés qu'elle contrôle, lorsque ces contrats traduisent des accords commerciaux et financiers ou des prestations de services fournies par l'EVI.

B. LA DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION

La directive 2003/54/CE rendait obligatoire la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution au plus tard au 1^{er} juillet 2007. Au 31 décembre 2011, les 5 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients étaient séparés juridiquement.

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 2011 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 gestionnaires de réseaux de distribution 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 deux gestionnaires de réseaux de distribution 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. Le principe de sous-traitance massive des prestations techniques à un fournisseur soulève des difficultés au regard de l'indépendance du gestionnaire de réseau de distribution. 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 à ces deux gestionnaires de réseaux de distribution 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.

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 gestionnaire de réseau de distribution. Elle seule en gère l'utilisation.* ». La CRE demande à 4 des 5 distributeurs de lui transmettre un plan des actions à entreprendre pour se mettre en conformité avec les dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie en vue de la disparition complète des facteurs de confusion qui perdurent concernant son logo et sa dénomination.

Enfin, le degré d'ouverture du marché, en particulier dans les secteurs des entreprises locales de distribution (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 et ErDF doivent donc se rapprocher en vue d'approfondir leurs efforts en matière d'interopérabilité de leurs systèmes.

C. LES ELEMENTS COMMUNS A L'INDEPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

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 constaté que des membres de la direction d'un des gestionnaires de réseau de distribution occupent également des mandats au conseil d'administration d'une société filiale du distributeur dont l'activité principale est la fourniture d'électricité. Cette situation n'est pas 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.* ». La CRE demande à ce gestionnaire de réseau de distribution de se mettre en conformité avec l'article L.111-66 du code de l'énergie dans les meilleurs délais.

D. LE SUIVI DES OBLIGATIONS LIEES A 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 de certaines obligations complémentaires dont la mise en œuvre sera suivie par la CRE.

La CRE examinera le respect par RTE des obligations dont la délibération portant décision de certification est assortie aux échéances fixées dans cette même délibération. Elle examinera en outre, avant leur entrée en vigueur, l'ensemble des contrats qui pourront être conclus avec l'EVI ou avec les sociétés qu'elle contrôle, lorsque ces contrats traduisent des accords commerciaux et financiers ou des prestations de services fournies par l'EVI.

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

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

De plus, la certification associée au 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, qui est soumis à l'examen de la CRE qui peut alors demander des modifications.

Enfin, le CoRDIS pourra, lorsque le GRT ou une société appartenant à l'EVI ne se conforme pas aux règles d'indépendance, ou lorsque le GRT ne met pas à jour son plan décennal, ou refuse de réaliser un investissement conforme à ce plan, prononcer des sanctions pécuniaires s'élevant jusqu'à 8% du chiffre d'affaires hors taxe du dernier exercice clos, porté à 10% en cas de nouvelle violation de la même obligation. En cas de manquements persistants, la CRE sera en droit, après mise en demeure restée sans effet, de confier les tâches assurées par le GRT à une société tierce répondant aux règles de la séparation patrimoniale, conformément à l'article L. 134-30 du code de l'énergie.

E. SUIVI DU RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE

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 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, présenté à la CRE, qui pourra se nourrir de ces échanges et des audits qu'il aura choisi de conduire au sein de son entreprise afin de formuler des recommandations et des pistes d'actions. En réponse à ce rapport et à celui de la CRE, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'adopter un plan d'actions. Un tel plan doit permettre de poursuivre l'amélioration déjà engagée en matière de respect des codes de bonne conduite et d'indépendance. Cette boucle 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, contribuera à améliorer l'indépendance des distributeurs et la qualité du service public rendu par les gestionnaires de réseaux aux utilisateurs.

1.2 Les aspects techniques

A. L'EQUILIBRAGE

RTE a pour mission non seulement d'assurer à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, mais aussi de résoudre les congestions apparaissant sur le réseau de transport. Pour assurer l'ensemble de ses missions, RTE dispose des services système (réserves primaire et secondaire) et du mécanisme d'ajustement.

Le réglage primaire de fréquence est indispensable à la sûreté du système électrique : face aux aléas et incidents tels que les fluctuations rapides de la consommation (enclenchements tarifaires, déclenchements de charges...) et les déclenchements de groupes de production, le dispositif rétablit automatiquement et très rapidement l'équilibre production-consommation et maintient la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence. Ce réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production. ENTSO-E demande à ses membres de constituer une réserve au moins égale à 3000 MW pour l'ensemble du système synchrone continental, ce qui conduit à affecter une quote-part d'environ 600 MW au système français.

Le réglage secondaire a pour but de :

- solliciter essentiellement la réserve secondaire de la seule zone de réglage où est apparu ce déséquilibre ;
- retrouver le programme d'échange initialement convenu entre la zone origine de la perturbation et l'ensemble des zones voisines interconnectées ;
- ramener la fréquence du système synchrone à sa valeur de référence et ainsi, restaurer l'intégralité de la réserve primaire engagée pour pallier tout nouveau déséquilibre production-consommation.

Tous les producteurs de la zone France possédant des groupes de production de plus de 120 MW ont l'obligation d'affecter une partie de leur puissance à la réserve secondaire, qui est comprise entre 500 MW et 1000 MW selon la plage horaire et la période de l'année.

La réserve secondaire peut ne pas être suffisante pour compenser toutes les perturbations, comme par exemple la perte du plus gros groupe couplé (1450 MW). Ainsi, la réserve tertiaire sert non seulement à pallier ce type de déficit, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart entre production et consommation. Pour cela, deux types de réserve tertiaire sont constitués :

- la réserve tertiaire garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable en 15 minutes (environ 1000 MW) et la réserve tertiaire mobilisable en 30 minutes (environ 500 MW) ;
- la réserve tertiaire non garantie, comprenant des réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 h et la réserve tertiaire 8h).

La mobilisation de ces réserves n'est pas automatique contrairement au réglage primaire et secondaire : elle se fait par appel téléphonique depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production.

Selon les exigences de l' « *Operation Handbook* », la marge de 15 minutes (réserve secondaire + réserve tertiaire 15 minutes) doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe couplé, et doit pouvoir être reconstituée en moins de 30 minutes. Plus généralement, le dimensionnement de ces réserves doit permettre de passer les pointes de consommation du matin et du soir avec, pour chacune, une probabilité inférieure à un seuil acceptable par RTE de faire appel aux moyens exceptionnels.

B. LA QUALITE DE L'ÉLECTRICITE

• Qu'est-ce que la qualité de l'électricité ?

La qualité de l'électricité recouvre les trois notions de continuité d'alimentation, de qualité de l'onde de tension, et de qualité de service :

- **La continuité d'alimentation** recouvre les coupures, ou interruptions, subies par les utilisateurs. Il existe un certain nombre de critères pour classer ces coupures, et il est notamment fait distinction entre coupures programmées et coupures non programmées, et entre coupures longues (supérieures à 3 minutes) et coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes). Pour les coupures inférieures à une seconde, bien que les notions de coupure très brève ou de microcoupure soient parfois utilisées, on parle généralement de creux de tension (et cela relève alors plus de la qualité de l'onde de tension que de la continuité d'alimentation).
- **La qualité de l'onde de tension** recouvre les perturbations liées à la forme de l'onde de tension délivrée par le réseau, susceptibles d'altérer le fonctionnement des appareils

électriques raccordés au réseau, voire de les endommager. Différents termes peuvent être utilisés en fonction des caractéristiques de la perturbation : creux de tension, surtensions impulsionnelles, tensions hautes ou basses, variations de fréquence, papillotement, taux d'harmoniques et d'inter-harmoniques, déséquilibre entre phases, etc.

- **La qualité de service** caractérise la relation entre un utilisateur et son gestionnaire de réseau, ainsi qu'éventuellement son fournisseur (délai de (re)mise en service, délai d'intervention d'urgence, délai de raccordement, notification de coupure programmée, tenue des horaires de rendez-vous, etc.).

• **Le rôle 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 [...] » (article L. 131-1 du code de l'énergie). 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.

• **Le cadre réglementaire**

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

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 de quelques euros 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 à une meilleure continuité d'alimentation et qualité de service

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont 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.

Les mécanismes incitatifs intégrés au TURPE 3 pourraient être revus à la marge dans le cadre du TURPE 4, en plus d'intégrer, éventuellement, quelques indicateurs supplémentaires.

Les prescriptions techniques en matière de qualité 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.

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

L'appréciation de la qualité de l'électricité doit reposer autant que possible sur des éléments quantifiés et vérifiables. Dans le cadre de ses missions, la CRE veille à l'appréciation objective de la qualité de l'électricité. A ce titre, elle publie régulièrement un certain nombre d'indicateurs portant sur la qualité d'alimentation électrique.

La CRE a ainsi régulièrement déploré dans ses rapports 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. A ce sujet, la CRE a conduit une étude spécifique intitulée « *Rapport sur la « Qualité de l'électricité »: Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité* », analysant la dégradation de la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution en situation normale ainsi que leur robustesse face à des événements climatiques exceptionnels.

Il faut toutefois noter une légère tendance à l'amélioration du temps moyen de coupure ces toutes dernières années, et notamment pour l'année 2011. Ainsi, le petit consommateur a été coupé en moyenne 74 minutes en 2011, toutes coupures confondues. Cette durée moyenne de coupure cache cependant d'importantes disparités entre les utilisateurs, qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus « robustes » en zone urbaine. ERDF indique sur son site le temps moyen de coupure annuel par département pour les utilisateurs desservis par les réseaux qu'il gère.

Par ailleurs, la CRE a établi en 2010 un rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF. Ce rapport montre que la qualité de service s'améliore progressivement sur la période de suivi ou se stabilise à un niveau élevé pour les domaines les plus importants du fonctionnement du marché. Plusieurs objectifs fixés par les tarifs sont dépassés, ce qui engendre des bonus financiers pour les opérateurs concernés.

- **Les niveaux de la qualité de l'électricité en Europe**

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

Au sein de cette institution, un groupe de travail est spécifiquement dédié à la qualité d'alimentation de l'électricité. Dans ce cadre, le CEER publie régulièrement une comparaison de la qualité d'alimentation en Europe incluant, également, les bonnes pratiques européennes.

Par ailleurs, le CEER participe aux travaux du CENELEC, afin d'apporter de nouvelles améliorations à la norme EN 50 160.

1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux

A. LES CONDITIONS FINANCIERES DE RACCORDEMENT

- **La définition 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.

- **Les principes généraux**

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.

- **Le raccordement aux réseaux 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 1 : LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES DE RACCORDEMENT

Gestionnaires de réseau desservant plus de 100.000 clients	Approbation par la CRE du dernier barème notifié	Date d'entrée en vigueur du dernier barème notifié à la CRE
Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	Pour la Corse : Délibération du 29 janvier 2009 Pour l'Outre-mer : Délibération du 29 janvier 2009	29 janvier 2009 29 janvier 2009
Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR)	Délibération du 4 février 2010	4 mai 2010
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	Délibération du 28 juin 2011	28 septembre 2011
Gérédis Deux-Sèvres	Délibération du 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.

• **Le raccordement aux réseaux 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.

- **Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies 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 de l'article L. 321-7 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.

B. LES TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX

Depuis l'entrée en vigueur du code de l'énergie le 1^{er} juin 2011, la CRE transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française, ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, du 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 1^{er} août 2009, est établi pour une durée de 4 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 1^{er} août 2011 de +2,56 % en transport et de +3,94 % 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.

- **Le compte de régulation des charges et des produits**

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 sont difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables. Si les tarifs ne pouvaient pas être ajustés en fonction de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux publics seraient alors exposés à un risque financier ou pourraient au contraire bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il est donc légitime, soit de compenser les gestionnaires de réseaux des déficits, par le biais d'un ajustement tarifaire, soit de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus.

La CRE a reconduit pour ce faire le CRCP, 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.

Dès le TURPE 2 les principaux postes de charges inclus dans le périmètre du CRCP sont les charges de capital et le coût d'achat des pertes sur les réseaux.

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

En pratique, les opérateurs sont donc assurés 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 les opérateurs bénéficient d'un cadre de régulation sécurisant, en particulier en termes de prévisibilité de leurs 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.

- **Régulation incitative des charges d'exploitation maîtrisables**

Souhaitant que les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur 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 et d'ErDF intègre les objectifs de productivité proposés par les gestionnaires de réseaux.

Les gestionnaires de réseaux sont par ailleurs incités 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.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs afin qu'ils ne réalisent des gains de productivité au détriment du niveau de qualité.

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

- **Régulation incitative du coût d'achat des pertes**

L'achat des pertes en ligne par les gestionnaires de réseaux a un impact significatif sur le niveau du tarif. Les volumes annuels moyens de pertes en ligne sur les réseaux de RTE et d'ErDF représentent près de 33 TWh. À partir des prévisions à long terme (plus de trois ans à l'avance) du volume des pertes, le gestionnaire de réseau 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 et ErDF mettent 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 (Pownext Futures) et des volumes d'énergie que déclare le gestionnaire de réseau 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 gestionnaire de réseau. Néanmoins, le coût supporté par les utilisateurs d'une mauvaise performance du gestionnaire de réseau (coût d'achat supérieur au coût cible) ne pourra être supérieur à 20 M€ pour RTE et 40 M€ pour ErDF. 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 les gestionnaires de réseaux peuvent contrôler leur niveau de risque en modifiant leur politique d'achat.

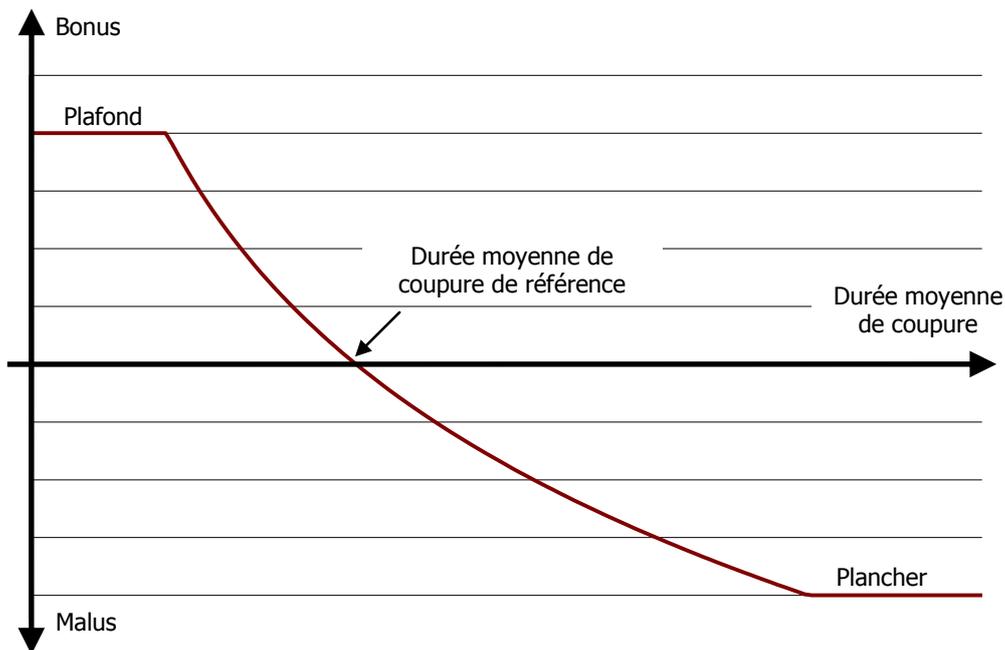
- **Régulation incitative de la qualité**

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 terme 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 1 : MECANISME DE REGULATION DE LA QUALITE D'ALIMENTATION



Source : CRE

Afin de réduire le risque financier à la fois pour le gestionnaire 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 1^{er} 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.

1.4 Les échanges transfrontaliers d'électricité

A. LES ORIENTATIONS-CADRES ET LE CODE DE RESEAU SUR L'ALLOCATION DE CAPACITES ET LA GESTION DE CONGESTION

Introduits par le 3^e paquet, les codes de réseau ont vocation à harmoniser les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. Ces codes précisent les principes dégagés dans les orientations-cadre rédigées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

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 les groupes de réflexion en amont depuis 2009 et dans le groupe de rédaction des orientations-cadre, sous l'égide du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG) puis de l'ACER.

A la suite d'une consultation publique lancée du 13 avril au 10 juin 2011, l'ACER a publié le 29 juillet 2011 la version finale des orientations-cadre sur l'allocation de capacités et la gestion des congestions.

En septembre 2011, la Commission européenne a demandé à ENTSO-E de commencer l'élaboration du code de réseau sur le calcul des capacités et sur l'allocation des capacités aux échéances journalières et infra-journalières.

La rédaction du code de réseau est menée en interaction avec les acteurs de marché à travers des réunions dédiées auxquelles participe la CRE. Une proposition de code de réseau devra être soumise à l'ACER en septembre 2012.

TABEAU 2 : EVALUATION DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2011

Rente de congestion		Revenu brut total des enchères ² (M€)	Rente de congestion théorique (M€)	Ratio	Rappel 2010
Allemagne	Export	48,88	27,01	180%	26 %
	Import	24,93	7,91	315%	39 %
Angleterre	Export	17,25	ND	-	-
	Import	14,43	ND	-	-
Belgique	Export	0,87	6,07	14%	3496 %
	Import	1,59	0,19	836%	89 %
Espagne	Export	13,39	27,10	50%	50 %
	Import	10,53	11,3	93%	37 %
Italie	Export	104,3	181,33	58%	38 %
	Import	2,88	0,42	685%	33 %
Suisse	Export	-	-	-	-
	Import	-	-	-	-

Sources : RTE, EPEX Spot, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

En 2011, la part française des revenus bruts des enchères pour l'allocation des capacités d'interconnexion a atteint 239 M€. Conformément au règlement européen n°1228/2003, une part conséquente de la rente de congestion prévue pour la période tarifaire à venir sera consacrée aux investissements pour le développement des interconnexions.

TABEAU 3 : UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est :		Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion :	
	inférieur à 0,01 €/MWh	inférieur à 1 €/MWh	n'est pas utilisée à son maximum	est utilisée à son maximum
Allemagne	66%	70%	<1%	30%
Belgique	95%	99%	<1%	<1%
Espagne	<1%	9%	33%	58%
Italie	0%	1%	27%	72%
Suisse	<1%	12%	70%	18%
Angleterre	(hors prix de marché)		82%	18%

Sources : RTE, EPEX Spot, Belpex, OMEL, IPEX, SwissIX – Analyse: CRE

² Le revenu des enchères infra-journalières sur France-Espagne n'est pas inclus dans ce total, puisque le prix attribué aux capacités infra-journalières n'est pas à comparer au différentiel de prix entre les marchés du jour pour le lendemain.

Le couplage de marché entre la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne a permis une très bonne utilisation des capacités d'interconnexion entre ces pays.

Sur la frontière France-Belgique, les prix de ces marchés convergent plus de 95% du temps. Les 5% de pas horaires pour lesquels les prix n'ont pas convergé sont liés notamment au passage à l'heure d'été, qui a engendré le 28 mars 2011 un arrêt momentané du processus de couplage, et le retour à des enchères pour l'utilisation des capacités.

Sur la frontière France-Allemagne, le couplage de marché mis en place fin 2010 a permis d'améliorer significativement l'utilisation de l'interconnexion. Comparé à 2010, le taux de convergence des prix français et allemand a progressé de 45 points, passant de 25% à 70% du temps. 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, excepté lors du passage à l'heure d'été, pour des raisons identiques à celles sur France-Belgique.

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.

TABLEAU 4 : ESTIMATION DE LA PERTE SOCIALE DUE A L'ABSENCE DE COUPLAGE DE MARCHÉ

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)	Rappel 2010
Allemagne	Export	-	-	36,7
	Import	-		
Angleterre	Export	N.D.	N.D.	N.D.
	Import	N.D.		
Espagne	Export	4,9	8,7	3,2
	Import	3,8		
Italie	Export	17	34,1	26
	Import	17,1		
Suisse	Export	8,6	35,7	97,1
	Import	27,1		
Total :		78,5	163	

Sources : RTE, EPEX Spot, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

La perte sociale liée à l'absence de couplage de marché est estimée à 78,5 millions d'euros en 2011 sur l'ensemble des interconnexions françaises à l'exception de l'interconnexion France-Angleterre. Elle s'élevait, sans l'Angleterre, à 163 millions d'euros en 2010. Cette forte baisse s'explique notamment par le couplage de marché mis en place fin 2010 sur la frontière France-Allemagne, qui a permis de ne pas avoir de perte sociale sur cette frontière en 2011 alors qu'elle était de 36,7 millions d'euros en 2010. La perte sociale sur la frontière France-Suisse est également en fort recul, à 35,7 millions d'euros en 2011 contre 97,1 millions d'euros en 2010. L'utilisation plus efficace de cette interconnexion s'explique d'une part par une baisse de 60% des volumes échanges à contre sens du différentiel de prix, et une meilleure utilisation de la capacité dans le sens du différentiel de prix, avec une utilisation maximale 18% du temps, contre 10% en 2010.

ENCADRE 1 : CONSEQUENCES DU MORATOIRE ALLEMAND SUR LE SOLDE DES ECHANGES D'ELECTRICITE AVEC LA FRANCE

Le 14 mars 2011, l'Allemagne décrétait un moratoire conduisant à l'arrêt des huit plus anciens réacteurs nucléaires du pays. Cette décision, faisant suite à l'accident de Fukushima au Japon le 11 mars, sera suivie par une décision de sortie progressive du nucléaire en Allemagne d'ici à 2022. Dans les jours qui ont suivi le moratoire et l'arrêt du jour au lendemain de plusieurs gigawatts de capacité nucléaire, les échanges d'électricité entre la France et l'Allemagne se sont inversés. Le couplage des marchés entre la France et l'Allemagne instauré en novembre 2010 permet en effet une utilisation optimale de la capacité d'interconnexion et de la complémentarité des parcs de production de chaque pays. En 2011, le solde des échanges d'électricité avec l'Allemagne est exportateur net de 2,4 TWh, alors qu'il était importateur net de 6,3 TWh 2010.

B. LES FEUILLES DE ROUTE INTER-REGIONALES 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).

Le 4 février 2011, le Conseil européen a fixé pour objectif l'achèvement du marché unique européen de l'électricité pour 2014. Cet objectif a conduit l'ACER à élaborer quatre feuilles de route inter-régionales. Présentées lors du Forum de Florence du 5 décembre 2011, ces feuilles de route décrivent les étapes de mise en place à l'ensemble des frontières des modèles cibles préconisés par les orientations-cadre sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions sur les sujets suivants :

- le calcul des capacités ;
- l'allocation des capacités de long terme ;
- le couplage des marchés en J-1 ;
- les échanges en intrajournalier.

Elles définissent pour chacun de ces thèmes les jalons pour la mise en œuvre des modèles cibles au niveau européen.

ENCADRE 2 : 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.

La CRE participe activement à l'élaboration du projet flow-based dans la région Centre-ouest dont la mise en œuvre est prévue pour mi-2013.

ENCADRE 3 : L'ALLOCATION DES CAPACITES DE LONG-TERME

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

L'harmonisation des règles d'allocation des capacités d'interconnexion et l'extension de la plateforme d'allocation CASC (Capacity Allocation Service Company) sur une zone couvrant la Suisse et les régions Centre-Ouest (Allemagne, Belgique, France et Pays-Bas) et Centre-Sud (frontières italiennes) peuvent être vues comme des projets pilotes pour le long-terme. La CRE a joué un rôle moteur dans ces travaux, en pilotant au niveau des régulateurs la rédaction d'une liste de souhaits pour l'harmonisation des règles sur cette zone. Les règles harmonisées ont été approuvées par la CRE le 17 novembre 2011.

L'aboutissement de ce projet d'harmonisation des règles d'allocation des capacités d'interconnexion des régions Centre-Ouest et Centre-Sud et des frontières suisses est un pas significatif vers l'intégration de ces marchés et contribue à la mise en œuvre des orientations-cadre sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions.

L'évolution des règles d'allocation de la capacité pour l'interconnexion France-Angleterre, approuvée par la CRE le 17 novembre 2011, permet également d'améliorer la gestion de cette interconnexion et contribue à la mise en conformité de ces règles avec les orientations-cadre. La CRE continue de s'impliquer fortement dans ces travaux d'harmonisation puisqu'elle a participé activement à l'élaboration de la feuille de route de l'ACER sur ce sujet et qu'elle pilote, à la demande de l'ACER et conjointement avec le régulateur suédois, le groupe de travail en charge de l'échéance de long-terme.

ENCADRE 4 : 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. Le premier jalon, attendu pour fin 2012, concerne le projet Nord-Ouest-Europe, qui rassemble les régions Centre-Ouest et Nord, ainsi que l'Angleterre, projet sur lequel régulateurs, gestionnaires de réseaux de transport et bourses travaillent activement depuis le lancement du couplage de marchés Centre-ouest en novembre 2010. En ce qui concerne les autres frontières françaises, le couplage avec la région Sud-Ouest est prévu pour la mi-2013, et celui avec la région Centre-Sud pour le premier trimestre 2014.

Dans l'attente de l'entrée en vigueur des lignes directrices sur la gouvernance, la gouvernance du couplage de marché européen se fera sur la base d'une solution intérimaire, qui sera progressivement adaptée aux futures lignes directrices. Dans ce cadre, la CRE a participé activement aux travaux menés par la Commission européenne ayant abouti au lancement d'une consultation publique le 28 novembre 2011 sur quatre options de gouvernance.

ENCADRE 5 : LES ECHANGES EN INFRAJOURNALIER

A l'échéance infrajournalier, le modèle cible européen tel que décrit dans les orientations-cadre sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions préconise une allocation implicite en continu de la capacité sur l'ensemble des frontières en Europe. Le premier jalon introduit sera la mise en place d'une solution intérimaire pour les quatre régions dans lesquelles la France est impliquée, ainsi que pour la région Nord, d'ici la fin 2012.

En 2011, la gestion de la capacité d'interconnexion aux frontières françaises était gérée selon des mécanismes variés plus ou moins cohérents avec le modèle cible. Sur la frontière France-Allemagne, le mécanisme d'allocation en continu sur le principe du premier arrivé-premier servi est en ligne avec le modèle cible. Sur la frontière France-Suisse, la CRE a publié une délibération le 1^{er} décembre 2011 portant approbation des règles d'allocation de la capacité d'interconnexion en infrajournalier plus proches du modèle cible, permettant de faire évoluer l'allocation de la capacité d'un mécanisme par prorata vers un mécanisme en continu sur le principe du premier arrivé-premier servi. Sur la frontière France-Italie, la CRE a travaillé en 2011 avec le régulateur italien, les GRT et les autres régulateurs de la région Centre-Sud à la mise en place d'un mécanisme d'allocation par enchères explicites d'ici 2012. Jusqu'alors, il n'existait aucun mécanisme d'échanges en infrajournalier sur cette frontière.

C. L'INTEGRATION DU MECANISME D'AJUSTEMENT DANS UN CADRE EUROPEEN

Dans le cadre des initiatives régionales de l'électricité, la CRE travaille au développement des échanges d'ajustement avec les pays frontaliers et à l'intégration des marchés électriques européens. Les travaux de définition des orientations-cadre sur l'ajustement électrique par l'ACER, codirigés par la CRE et le régulateur italien, ont débuté au second trimestre 2011 avec pour objectif d'aboutir à un texte finalisé en septembre 2012. Ces orientations-cadre donnent les principes structurants du code de réseau sur l'ajustement, que ENTSO-E devrait soumettre à l'ACER pour avis vraisemblablement d'ici octobre 2013. Il devrait permettre de faire émerger, à moyen-terme, un véritable marché d'ajustement intégré en Europe dans un souci de renforcement de la sécurité d'approvisionnement, de développement de la concurrence et d'intégration des énergies renouvelables.

En parallèle, la CRE s'assure de la mise en œuvre de projets concrets tels que l'extension du modèle d'échanges BALIT à la région Sud-Ouest, prévue pour le premier trimestre 2013.

D. Préparer des orientations pour l'intégration de nouvelles interconnexions exemptées dans le système régulé français

Le 26 juillet 2011, la CRE a publié une délibération portant décision sur les règles d'élaboration de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité. La délibération oblige le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à publier une procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions, visées par l'article 17 du règlement 714/2009, après une phase de concertation. La CRE imposait également au GRT l'obligation de s'engager dans l'élaboration de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions pour une entrée en vigueur au plus tard avant la fin janvier 2012. Le GRT devra en outre transmettre à la CRE, chaque année et dans le cadre du bilan annuel, les données et les éléments d'analyse nécessaires au suivi des demandes de traitement de raccordement.

Dans le but de préciser le cadre de régulation, la CRE a lancé une consultation publique le 26 juillet 2011 sur la possibilité de faire bénéficier les nouvelles interconnexions électriques d'une dérogation à l'article 9 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, relatif à la séparation patrimoniale. De façon générale, les contributeurs souhaitent une harmonisation des règles d'allocation appliquées à une nouvelle interconnexion avec celles appliquées aux interconnexions régulées. Ces règles sont vues comme une protection contre un accès privilégié dans le cas où l'opérateur de l'interconnexion exemptée utilise également la capacité d'interconnexion.

Cette consultation précède la mise à jour prévue en 2012, des orientations contenues dans la délibération de la CRE 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.

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

A. MISE EN CONFORMITE PAR RAPPORT AUX DECISIONS 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 2009/73/EC. 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 37 de la directive 2009/72/EC.

B. MISE EN CONFORMITE PAR RAPPORT AUX OBLIGATIONS COMMUNAUTAIRES

Les services de la CRE réalisent chaque année des audits des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution afin de contrôler le respect des obligations de non-discrimination de l'accès des tiers au réseau et d'indépendance des distributeurs et du transporteur vis-à-vis de l'EVI auquel ils appartiennent.

En 2011, un audit portant sur le raccordement au réseau de transport d'installations de production thermique conventionnelles supérieures à 250MW a permis de lever certains dysfonctionnement comportant un risque pour la non-discrimination qui seront corrigés par le GRT et contrôlés par le régulateur lors du prochain exercice. Un audit relatif à la transparence et la neutralité du distributeur dans ses interventions auprès des clients finaux n'a pas conduit le régulateur à relever d'infractions aux obligations d'un gestionnaire de réseau.

1.6 Le règlement des différends

Les attributions du CoRDIS en matière de règlement de différend en font le garant de l'accès aux réseaux et aux infrastructures d'électricité dans des conditions non discriminatoires et transparentes.

Plusieurs décisions rendues en 2011 ont permis au CoRDIS de préciser l'étendue de son champ d'intervention comme mentionné au point I.3.

Par ailleurs, le CoRDIS a été saisi de nombreuses demandes tendant à ce qu'il soit enjoint aux gestionnaires de réseaux publics d'électricité de transmettre sans délai des propositions techniques et financières de raccordement en écartant l'application du décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil. Dans la mesure où le Conseil d'État était saisi de requêtes tendant à l'annulation dudit décret, le CoRDIS a décidé de suspendre l'instruction des demandes de règlements de différends jusqu'à l'intervention de la décision au fond du Conseil d'État dès lors que la solution des litiges ainsi soumis au CoRDIS dépendait de l'appréciation de la légalité du décret (CRE, CoRDIS, 29 avril 2011). Le Conseil d'État a rendu une décision le 16 novembre 2011 (*société Ciel et Terre et autres*, n° 344972) par laquelle il confirme la légalité du décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

A. LA POSSIBILITE D'UN RACCORDEMENT INDIRECT AUX RESEAUX

Après avoir confirmé, dans son arrêt du 7 avril 2011 la possibilité du raccordement indirect d'un site producteur au réseau public de distribution, la Cour d'appel de Paris a reconnu la possibilité de raccordement indirect d'un site producteur au réseau public de transport via un réseau de distribution privé.

Le 12 juillet 2010, le CoRDIS avait enjoint à RTE de communiquer à la société Le Nouvion une convention d'exploitation et un contrat d'accès au réseau public de transport unique pour la mise en service du raccordement de son réseau privé abritant plusieurs sites de production indépendants.

La Cour d'appel de Paris, juridiction connaissant des recours contre les décisions de règlement des différends prononcées par le CoRDIS, a confirmé cette décision dans son arrêt du 30 juin 2011.

Elle a considéré que, n'étant pas producteur, la société Le Nouvion n'était pas tenue d'être titulaire d'une autorisation d'exploiter pour bénéficier d'un raccordement au réseau. En revanche, la Cour a

estimé que cette société, ayant pour objet d'alimenter le réseau public de transport par l'injection de production éolienne, devait être considérée comme utilisateur du réseau et, à ce titre, bénéficiaire d'un droit d'accès au réseau. La Cour en a déduit que seuls des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public ou des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux ou à la qualité de leur fonctionnement (motifs prévus à l'article 23 de la loi du 10 février 2000), auraient été de nature à justifier un refus d'accès aux réseaux. Ils n'ont cependant pas été invoqués en l'espèce.

La Cour d'appel a ensuite écarté l'argument de RTE selon lequel, à l'instar des réseaux publics de distribution, les installations de production devaient être directement raccordées au réseau public de transport. En effet, aucune disposition législative ou réglementaire n'impose ce type de raccordement.

Enfin, la Cour a rappelé que le service public de l'électricité, dont la société RTE a la charge pour le réseau public de transport, doit, aux termes de la loi, être assuré « *dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* ». En l'espèce, le raccordement indirect du site au réseau public de transport ne portait atteinte ni à la sécurité, ni à la sûreté du réseau. En effet, même si les établissements indirectement connectés n'étaient pas soumis aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité, l'établissement directement connecté au réseau respectait les conditions réglementaires et contractuelles régissant le raccordement et son utilisation. En outre, le raccordement indirect constituait la solution la plus avantageuse économiquement pour les demandeurs.

B. LA MECONNAISSANCE DE LA PROCEDURE DE TRAITEMENT DES DEMANDES DE RACCORDEMENT

Au cours de l'année 2011 le CoRDIS a eu l'occasion de préciser son interprétation de la méconnaissance d'ERDF de sa procédure de raccordement ou de sa documentation technique de référence. La procédure de traitement des demandes de raccordement d'ERDF, qui fait partie de la documentation technique de référence de la société ERDF, prévoit ainsi en son article 8.2.1 qu'à « *compter de la date de qualification de la demande de raccordement, le délai de transmission au demandeur de l'offre de raccordement ne dépassera pas le délai défini dans le barème de raccordement pour le type d'installation concernée. Ce délai n'excédera pas trois mois quel que soit le domaine de tension de raccordement* ».

Il ressort de plusieurs décisions du CoRDIS que, pour regrettable que soit le non-respect par la société ERDF des délais de traitement prévus dans sa propre documentation technique, il ne permet pas de considérer que la société pétitionnaire doit être réputée avoir accepté une proposition technique et financière dès l'expiration de ce délai. Par ailleurs, il n'entre pas dans le champ de compétence du CoRDIS de condamner le gestionnaire du réseau de distribution à la réparation du préjudice financier subi du fait de l'inexécution de ses obligations.

De même, le CoRDIS a considéré, dans la décision *Vol-V Solar*, que l'absence de remise d'une convention de raccordement par la société ERDF dans le délai imparti ne permettait pas, dans le silence des textes, d'affirmer qu'à l'expiration de ce délai naît une convention de raccordement implicite susceptible d'être acceptée par le candidat au raccordement.

Néanmoins, dans sa décision du 26 septembre 2011, *GAEC Saint-Doué*, le CoRDIS a pu préciser plus encore sa position quant à l'expiration du délai de trois mois en estimant, dans un différend où le gestionnaire de réseau de distribution n'avait pas transmis de proposition technique et financière, que la société pétitionnaire était « *fondée à invoquer la méconnaissance par la société ERDF de ses obligations et de sa documentation technique de référence* » (*Groupement agricole d'exploitation en commun de Saint-Doué*, 26 septembre 2011 ; repris dans la décision *Aliotti*, 30 septembre 2011).

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

2.1 Le marché de gros

A. PRODUCTION – CONSOMMATION

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2011 à 478,2 TWh, supérieure à la consommation de 2010 de 6,8 %.

En 2011, la consommation maximale a été atteinte le 4 janvier 2011, avec 91 720 MW. Ce niveau est inférieur à la consommation maximale constaté en 2010 (96 710 MW). Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 126 460 MW en 2011, contre 123 500 MW en 2010, soit une augmentation de 2,4%.

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 5 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	4	EDF, E.On France, GDF-Suez, Poweo
Pointe	2	EDF, GDF-Suez
Hydraulique	2	EDF, GDF-Suez
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

Source : CRE 2011

B. 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* (anciennement Powernext *Day-ahead Auction*, devenu *EPEX SPOT Auction* depuis la collaboration d'EEX et Powernext en janvier 2009) est un prix horaire, issu d'un mécanisme de fixage (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes)³.
- Le trading continu (EpeX SPOT Intra-journalier et par l'intermédiaire des courtiers) a représenté environ 24 TWh en 2011. Les produits échangés en continu donnent des références de prix

³ EPEX Spot *Auction* est considéré comme la bourse de l'électricité en France.

en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont principalement échangés sur les plateformes de brokers.

Dans son rapport de surveillance publié en novembre 2011, la CRE a analysé la formation et la pertinence des prix *day-ahead* (EpeX Spot Auction). Elle y conclut que les prix spot français ont évolué de façon cohérente avec les éléments fondamentaux de fonctionnement du marché de l'électricité.

Depuis le pic de prix du 12 janvier 2010⁴, mentionné dans le rapport de surveillance de la CRE publié en octobre 2010, EDF a confirmé l'inclusion systématique de certains effacements dans ses offres faites sur le marché. La CRE considère que ces mesures apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français.

D'autres épisodes de pics de prix, d'amplitude modérée, ont également été observés. Ces épisodes font l'objet d'un examen systématique qui n'a pas révélé d'anomalies.

L'élargissement à l'Allemagne du couplage trilatéral (TLC), puis le moratoire allemand sur la production d'électricité d'origine nucléaire, ont eu un impact sensible sur les prix spot européens depuis la fin de l'année. Le couplage a nettement amélioré le taux de convergence horaire des prix entre la France et l'Allemagne. Ce taux de convergence s'est toutefois réduit depuis l'annonce du moratoire et les prix spots français ont été inférieurs au prix spot allemands de 2,2 €/MWh en moyenne en 2011.

C. LES MARCHES ORGANISES

A la fin du quatrième trimestre 2011, 110 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français. 89 responsables d'équilibre étaient présents sur EPEX SPOT *Day-Ahead Auction* et 73 sur *Intraday*. Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2011 sur EPEX SPOT et EPD France :

- les volumes traités en intrajournalier restent limités. Les volumes échangés hors *cross-border* sont passés de 1,06 TWh en 2010 à 0,72 TWh en 2011, diminuant de 30% d'une année sur l'autre, pour un total de 19 691 transactions. Les volumes échangés *cross-border* ont pour leur part augmenté, passant de 0,1 TWh en 2010 à 1,97 TWh en 2011 ;
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont augmenté, passant de 52,62 TWh en 2010 à 59,68 TWh en 2011 (+13,4%);
- les volumes traités sur les produits *futures* ont augmenté en 2011 : 41,9 TWh ont été négociés sur EPD France en 2011 contre 37,6 TWh en 2010, soit une augmentation de 11,4%.

D. 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 2011. 80 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers en 2011, soit 11 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes traités en intrajournalier restent très faibles mais ont fortement augmenté d'une année sur l'autre, passant de 0,034 TWh en 2010 à 0,259 TWh en 2011 (+661,8%) pour un total de 506 transactions ;
- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont progressé de 13% en un an s'élevant à 22,80 TWh en 2011 pour un total de 49 830 contrats échangés ;
- les volumes traités en *forwards* ont reculé par rapport à l'année précédente : 568,3 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2011 contre 588,2 TWh en 2010 (-3,5%).

⁴ Le 12 janvier 2010, un pic de prix horaire est survenu sur EPEX Spot. Il a nécessité le déclenchement d'une procédure de secours (« RFQ » *request for quotes*), qui s'est soldée par des prix de 196 € pour l'heure 10 et 180 € pour l'heure 11.

En 2011, les livraisons physiques résultant de transactions sur les marchés de gros ont progressé. Elles ont atteint un volume total de 367 TWh, en hausse par rapport à 2010 (+4,3%).

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 2011 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 6 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE

Différentiel bid-ask en €/MWh	Day-ahead		M+1		Y+1	
	base	pointe	base	pointe	base	pointe
	0,2	0,3	0,5	0,6	0,5	0,8

M+1 : Month Ahead
Y+1 : Year Ahead

Source : CRE 2011

E. LE NEGOCE TRANSFRONTALIER

• Le marché de gros français intégré à des marchés supra-nationaux

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.

Critère 1 : taille des capacités d'interconnexion

Le tableau suivant donne des estimations de capacité d'interconnexion sur les différentes frontières pour l'hiver 2011.

TABLEAU 7 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2011 (EN MW)

Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et ses pays voisins 2011							
	Grande Bretagne	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2000	1550	4000	2600	995	1500	14145
En % du parc installé français	2%	1%	3%	2%	1%	1%	11%
Export	2000	3800	3000	3200	2460	1550	16010
En % du parc installé français	2%	3%	2%	3%	2%	1%	13%

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. La France respecte donc l'objectif fixé par le Conseil européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des Etats membres à 10% de la capacité installée.

Critère 2 : congestions aux frontières

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 2011, les prix ont convergé 95% des heures entre la France et la Belgique. Pendant les 5% des heures restantes, la capacité d'interconnexion est utilisée à son maximum, dans le sens du différentiel de prix.

Critère 3 : corrélation et proximité des prix

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays avoisinants. Les corrélations mesurées pour l'année 2011 apparaissent légèrement différentes à celles observées les années précédentes. Les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français. La corrélation avec les prix des autres pays est plus faible.

TABLEAU 8 : 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%

Source : CRE d'après chiffres Heren, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, Epex Spot

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

2011 * : hors découplage du 28/02/11

On observe une corrélation importante des prix français avec les prix belges (77%) et les prix allemands (78%), conséquence du couplage CWE, ainsi qu'avec les prix suisses (80%). La corrélation des prix entre la France et l'Espagne a diminué considérablement en 2011 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 9 : 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

Source : CRE, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EpeX Spot, Heren

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

TABLEAU 10 : 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	0,05

Source : CRE d'après chiffres EEX, EPD France

Les différentiels de prix ont diminué en 2011 par rapport à l'année précédente sur les frontières allemande, espagnole et belge, tandis qu'ils ont augmenté sur les frontières britannique, italienne et suisse.

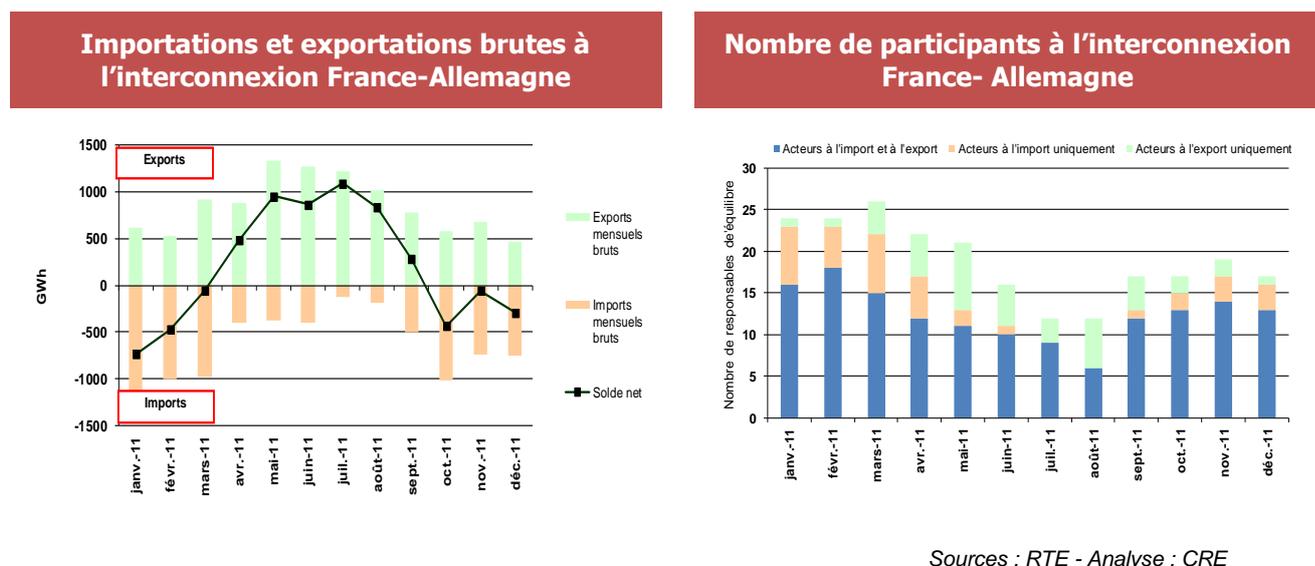
La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a lieu à la frontière espagnole pour laquelle le différentiel de prix passe de -10,5 €/MWh à 1,0 €/MWh. En revanche, la variation de l'écart de prix moyen la moins importante a lieu sur la frontière allemande. Cette faible variation de prix allemand de l'électricité apparaît également sur le marché à terme où l'on constate une faible variation de l'écart de prix moyen : 2,13 €/MWh entre les prix français et allemand.

- **Développement des transactions aux frontières en 2011**

France-Allemagne

Le marché français a été exportateur net vers l'Allemagne d'environ 2,5 TWh en 2011. Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a diminué, passant de 43 fin 2010 à 40 en moyenne au cours de l'année 2011. 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 modérément concentrés.

GRAPHIQUE 2 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2011



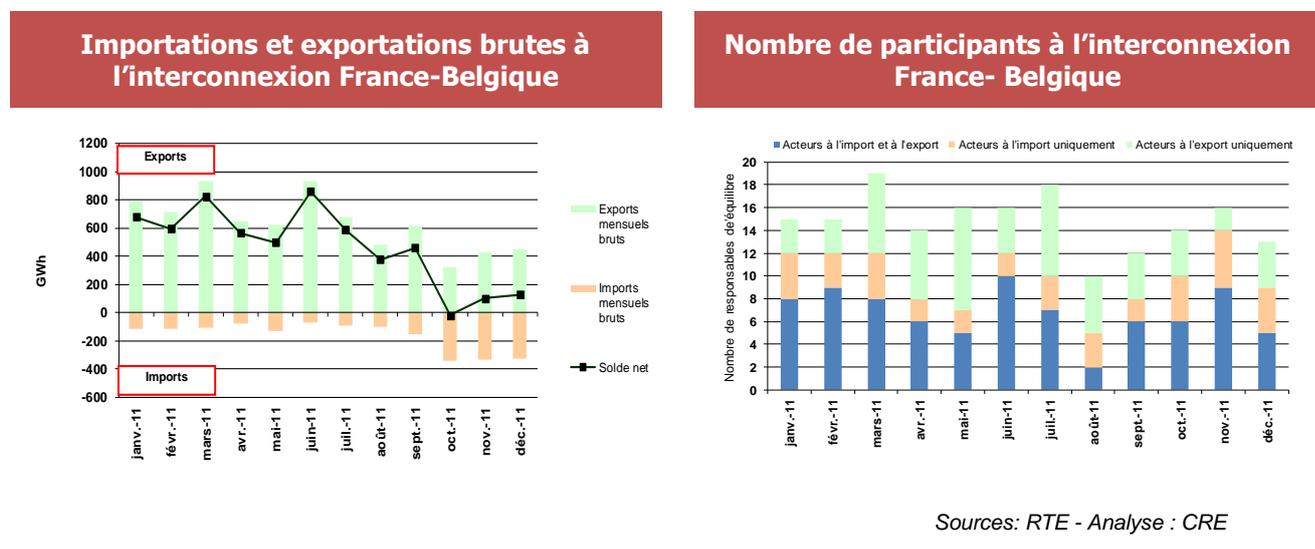
Sources : RTE - Analyse : CRE

France-Belgique

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 5,6 TWh en 2011. Le marché français n'a été importateur net depuis la Belgique qu'en octobre.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 20 au cours de l'année 2011. 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 3 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2011



Sources : RTE - Analyse : CRE

France-Grande-Bretagne

Sur la totalité de l'année 2011, le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 4,8 TWh.

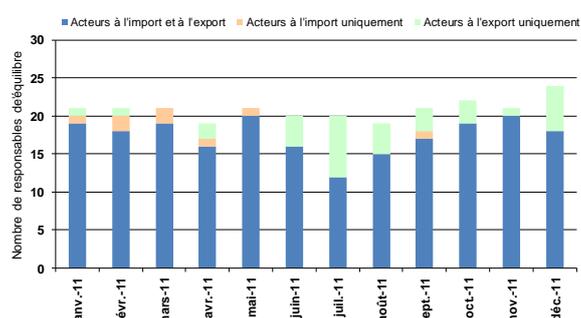
En 2011, 25 participants étaient actifs en moyenne à la frontière britannique. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Les exports et les imports sont modérément concentrés.

GRAPHIQUE 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2011

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



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



Sources : RTE - Analyse : CRE

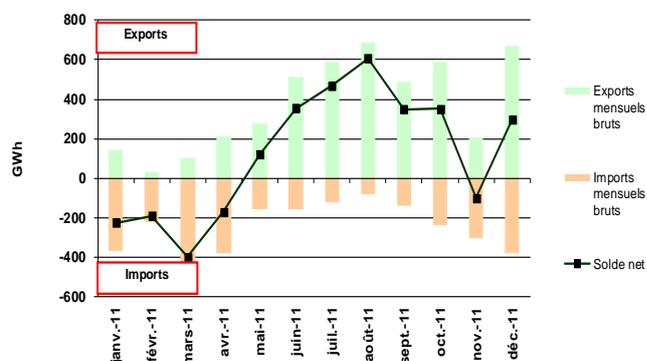
France-Espagne

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 1,5 TWh en 2011. La France a été en position d'exportateur net vers l'Espagne entre juin et octobre 2011 inclus.

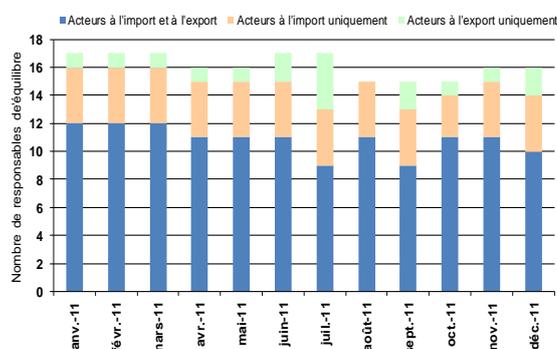
En moyenne 21 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2011. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les imports et les exports ont été modérément concentrés.

GRAPHIQUE 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2011

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Espagne



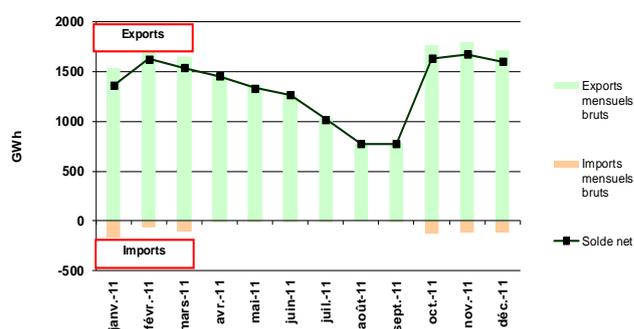
Sources : RTE - Analyse : CRE

France-Italie

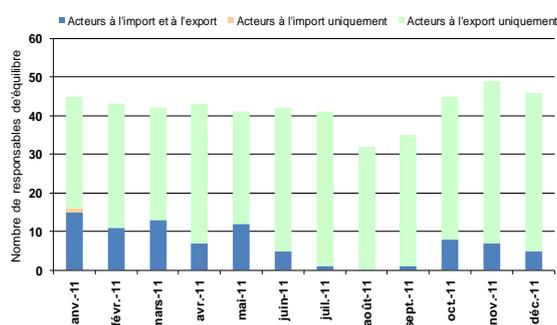
Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 16,1 TWh en 2011. Le marché français a été exportateur net vers l'Italie durant tous les mois de l'année. En moyenne 55 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2011. Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers et les nouveaux entrants européens ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations étaient fortement concentrées, en revanche, les exportations étaient modérément concentrées.

GRAPHIQUE 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2011

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Italie



Nombre de participants à l'interconnexion France-Italie



Sources : RTE - Analyse : CRE

France-Suisse

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 25,3 TWh en 2011. Le marché français a été exportateur net vers la Suisse durant tous les mois de l'année.

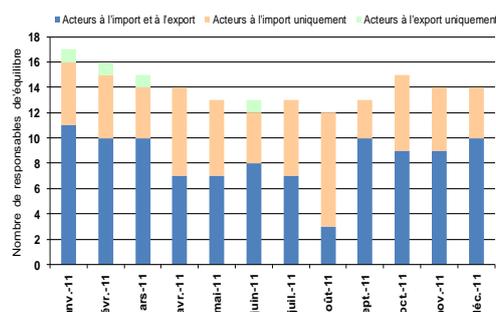
En moyenne 19 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2011, dont la grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Le nombre d'acteurs actifs n'a pas varié de manière significative. Les imports étaient modérément concentrés. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les producteurs français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

GRAPHIQUE 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2011

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse



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



Sources : RTE - Analyse : CRE

F. ANALYSE CONCURRENTIELLE ET ABUS DE POSITION DOMINANTE

• 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 2011⁵, a mis fin au programme des enchères VPP.

• Les droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

La loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), promulguée le 8 décembre 2010, a mis en place l'accès régulé des fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (ARENH). Après la publication des textes réglementaires, les premières livraisons d'électricité d'EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH ont commencé le 1er juillet 2011.

• 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'Electricité (UFE) publie des informations *ex post* et *ex ante* sur la disponibilité et l'utilisation du parc des principaux producteurs français. RTE assure leur mise en ligne sur son site internet, sans toutefois en garantir l'exactitude.

- Les informations couvrent la totalité des grandes centrales françaises, qui représentent environ 91% du volume de production ;
- Ces informations prévisionnelles portent sur des durées allant du jour suivant aux trois années suivantes. Elles couvrent ainsi les principales échéances à terme traitées sur le marché français ;
- Les informations sur la disponibilité prévisionnelle de la veille corrigée des indisponibilités fortuites constatées sont publiées ;
- Les données de disponibilités prévisionnelles de court terme (c'est-à-dire de 1 à 7 jours) sont actualisées quotidiennement, y-compris les jours non-ouvrés ;
- La publication des informations sur les indisponibilités totales non programmées de chaque unité de production de puissance nominale supérieure à 100 MW, dans les 30 minutes suivant leur survenance. Ces informations comptent le nom de l'unité de production concernée, sa puissance, la date et l'heure de l'incident. Elles sont complétées au plus tard le lendemain par les causes de l'arrêt et la date estimée de remise en service.

⁵ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

Dans le cas des délais de publication des indisponibilités, le dispositif français prévoit la publication de ces données une heure avant la clôture de la bourse spot. Il en résulte une publication de modifications importantes uniquement par pas de 24 heures. Au plan européen, les recommandations de l'ERGEG préconisaient une publication dans un délai d'une heure. Cette différence d'approche est importante et la CRE recommande par conséquent que le dispositif de transparence s'aligne sur le standard proposé par l'ERGEG en la matière.

L'UFE a mis en place, au cours de l'année 2011, la publication des prévisions de production du parc éolien français, ainsi que la publication sous 1 heure et par unité des productions réelles constatées pour les groupes de plus de 100 MW.

Il convient enfin de noter qu'EDF a fait évoluer en juillet 2011 le mode de calcul des dates de retour sur le réseau des groupes nucléaires. Alors que jusqu'à présent les dates de retour de travaux affichées pour les tranches à l'arrêt étaient des dates « au plus tôt », correspondant à une durée minimale techniquement réalisable, les dates de retour intègrent désormais des marges temporelles en ligne avec les retards constatés lors du retour d'expérience.

• **La surveillance des marchés 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 européen dit REMIT relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie. La loi prévoit également que, si la CRE vient à détecter des pratiques délictueuses, son président saisit l'Autorité de la concurrence.

La surveillance d'un marché 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 en 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 matière de surveillance des marchés

Le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2010 a été publié en novembre 2011. 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.

Ce rapport montre qu'au cours de l'année 2010, les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiés de l'électricité ont reculé de 7% par rapport à 2009, essentiellement sur les marchés à terme. La disponibilité du parc de production, notamment nucléaire, a en effet significativement progressé et la volatilité du marché a fléchi.

Le prix spot moyen de l'électricité a augmenté de 10,4% en 2010 par rapport à 2009, à 47,5 €/MWh. Le prix moyen aux heures de pointe a augmenté de 1,3% en 2010, à 59,0 €/MWh. Les prix à terme (1 an) sont passés de 51,7 €/MWh en moyenne en 2009 à 52,4 €/MWh en 2010. Ces hausses reflètent pour l'essentiel le redémarrage de la consommation consécutif au redressement de l'activité économique et aux conditions climatiques rigoureuses en 2010.

Depuis début 2010, le redressement de la disponibilité du parc de production nucléaire a également contribué à améliorer le solde français des échanges d'électricité aux frontières. L'élargissement du couplage trilatéral (France, Belgique, Pays-Bas) à l'Allemagne et, plus récemment, le moratoire allemand sur la production d'électricité nucléaire, ont eu des effets sur les marchés de gros européens de l'électricité. Les prix à terme français⁶ se situent désormais en deçà des prix allemands.

Ce 4^{ème} rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés français de l'énergie intègre pour la 1^{ère} fois une analyse des marchés du CO₂. La CRE est chargée depuis l'entrée en vigueur de la loi de régulation bancaire et financière en octobre 2010 de « *surveille[r] les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur des quotas d'émission de gaz à effet de serre [...] ainsi que sur les contrats et instruments financiers à terme dont ils constituent le sous-jacent* »⁷. Cette surveillance, qui traduit les recommandations du rapport Prada, est coordonnée avec l'Autorité des marchés financiers (AMF) qui surveille le marché organisé spot et à terme français du CO₂. La coopération entre la CRE et l'AMF a été formalisée dans un protocole d'accord signé et rendu public en décembre 2010. Comme prévu par la loi de régulation bancaire et financière, cet accord couvre les marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂ et permet de mettre en œuvre une régulation adaptée à la fois à la financiarisation des marchés de l'énergie et à leur spécificité.

L'adoption du règlement REMIT⁸ par le Parlement européen en septembre 2011, puis par le Conseil européen en octobre 2011, ouvre la voie à un cadre de supervision harmonisé des marchés européens de l'énergie. REMIT met en place un cadre interdisant les abus de marché 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 surveillance à l'ACER, le régulateur européen, en coopération avec les régulateurs nationaux. Les enquêtes restent du ressort des régulateurs nationaux.

La supervision harmonisée des marchés européens de l'énergie nécessitera par conséquent une mise en œuvre coordonnée entre les régulateurs sectoriels et financiers, l'ACER et l'Autorité européenne des marchés financiers. En effet, le règlement REMIT s'articule avec la réglementation financière, qui est elle-même en cours de révision. Enfin, un dispositif européen de supervision du marché secondaire du carbone est par ailleurs attendu.

L'exercice de la mission de surveillance des marchés de l'électricité et du gaz par la CRE depuis cinq ans et le cadre mis en place par la loi de régulation bancaire et financière, constituent un atout pour une mise en œuvre efficace au plan national de l'architecture de surveillance visée au niveau européen.

⁶ Annuel - Y+1

⁷ Article L. 131-3 du Code de l'Energie

⁸ Regulation No 1227/2011 on wholesale energy markets integrity and transparency

2.2 Le marché de détail

A. LES CONSOMMATEURS

Au 31 décembre 2011, 35,5 millions de sites étaient éligibles, ce qui représente 440 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux 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 11 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2011)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	30 600 000
Sites non résidentiels	4 900 000

Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 12 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2011)

	Consommation 2010 en TWh
Sites résidentiels	144
Sites non résidentiels	296

Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

Au cours de l'année 2011, l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel a connu un rythme plus soutenu qu'en 2010. Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a augmenté de 16% (+ 253 000 sites) en 2011 contre 13% (+ 186 000 sites) en 2010. Au 31 décembre 2011, 1 838 000 sites sur un total de 30,6 millions étaient en offre de marché, dont 1 826 000 chez un fournisseur alternatif.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a encore diminué en 2011. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a diminué de 5% au cours de l'année 2011 (soit 34 000 sites de moins). Au 31 décembre 2011, 693 000 sites sur un total de 4,9 millions étaient en offre de marché, dont 368 000 chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente sont toujours dominants et représentent 94% des sites et 94% de la consommation. Sur le marché non résidentiel, les tarifs réglementés représentaient 85% des sites, mais ne concernaient que 53% de la consommation.

TABLEAU 13 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN NOMBRE DE SITES (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
96,0%	92,2%	98,1%	94,7%	96,2%

Source : Données 2011, 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 14 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN NOMBRE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
92,5%	91,5%	98,1%	90,5%	92,8%

Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 15 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN NOMBRE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
6,2%	3,4%	0,8%	8,2%	6,0%

Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

- **Analyse des parts de marché en termes de volume de consommation**

A l'exception d'EDF, plusieurs fournisseurs détenaient une part de marché supérieure à 5% en 2011. La part de marché des fournisseurs alternatifs en volume était de 15,8% 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, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs et des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs.

TABLEAU 16 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
83,9%	72,2%	98,6%	95,3%	96,1%

Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 17 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
79,3%	59,0%	98,6%	91,2%	92,7%

Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

TABLEAU 18 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2011)

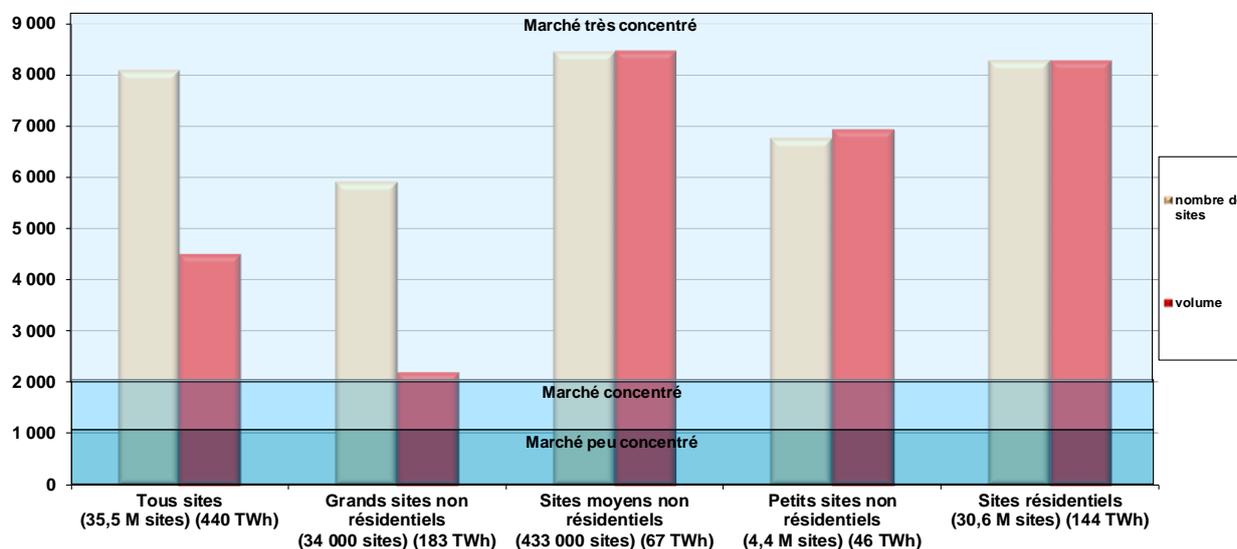
Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
8,2%	19,2%	0,4%	7,2%	6,0%

Source : Données 2011 GRD, RTE, Analyses CRE

- **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 : CONCENTRATION DU MARCHÉ DE DETAIL PAR SEGMENTS (INDICE HHI)



Source : données 2011 GRD, RTE – analyse CRE

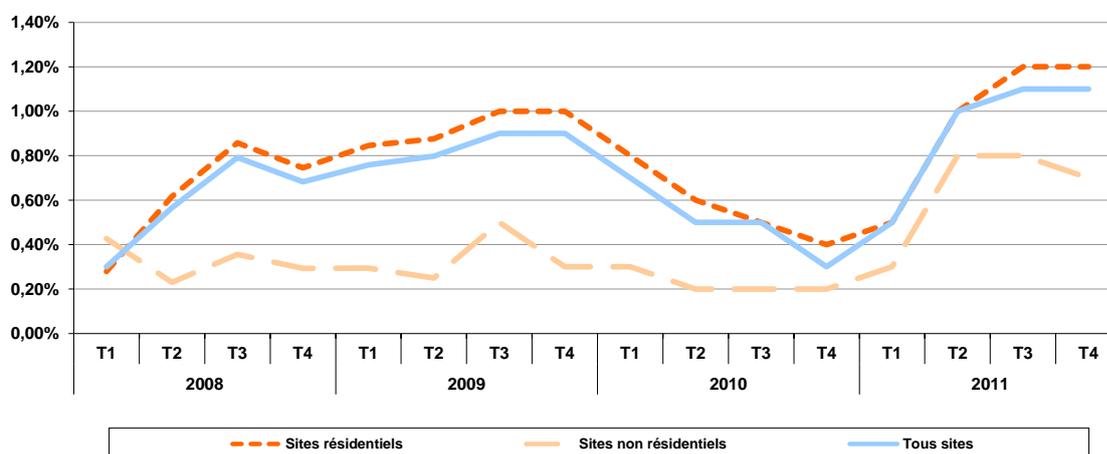
⁹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. Étant données les spécificités des marchés d'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

- **Analyse des taux de changement 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 réseaux 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 11 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL



Source : Données 2011, GRD, RTE, Analyses CRE

C. LES PRIX DE DETAIL

- **La nouvelle organisation du marché de l'électricité**

La loi NOME instaure notamment le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF (ARENH). Ce dispositif ARENH, qui consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité produite par le parc nucléaire historique¹⁰ 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 à l'amont en électricité nucléaire historique aux conditions économiques de sa production par EDF, de concurrencer à l'aval EDF sur le marché de détail de l'électricité¹¹.

¹⁰ i.e. parc nucléaire 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

¹¹ Conformément à l'article L. 336-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site la liste des fournisseurs ayant signé un accord-cadre avec EDF.

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

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.

Le code de l'énergie prévoit que le prix initial de l'ARENH doit être fixé en cohérence avec le 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. Puis au 1^{er} janvier 2012, le prix de l'ARENH a été relevé à 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012.

La première période de livraison d'ARENH a débuté le 1er juillet 2011. Le processus de demande et d'attribution des droits a pu être mené dans les délais grâce à des dispositions spécifiques adaptées à la première période. 33 fournisseurs ont ainsi signé un accord-cadre avec EDF, préalable à toute demande de produit ARENH. 61,3 TWh d'ARENH devraient être livrés pendant la première période de livraison, qui s'étend du 1^{er} juillet 2011 au 1^{er} juillet 2012. Ces volumes sont cependant susceptibles d'évoluer au 2^{ème} guichet, au 1^{er} janvier 2012, qui porte sur la période 1^{er} janvier 2012-1^{er} janvier 2013.

• Les tarifs

Le tableau suivant présente la composition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2011 selon les clients-types définies par l'Eurostat¹² :

TABLEAU N°9 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2011

	Dc	Ib	Ig	client résidentiel type
Tarif intégré HT (hors CTA)	100,8	88,8	57,4	95,4
Tarif réseau (TURPE 3)	46,5	45,9	13,8	44,1
Part fourniture	54,3	42,9	43,6	51,3
CTA	3,3	4,3	0,8	2,6
TCFE **	9,0	3,0	0,5	9,0
CSPE *	9,0	9,0	9,0	9,0
TVA ***	20,9	19,7	12,6	19,9
Tarif TTC	143,0	124,8	80,3	135,8

Source : CRE

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

(**) Les taxes sur la consommation finale d'électricité correspondent à un pourcentage de 11 % à l'échelle nationale (13,2 %, pour Paris), appliqué à 80 % de la facture hors taxes dans le cas d'une puissance souscrite inférieure à 36 kVA et à 30 % de la facture hors taxes dans le cas d'une puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA. Pas de taxes locales pour les puissances supérieures à 250 kVA.

(***) 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.

¹² Selon la définition de client type 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 : 4200-4500 kWh avec tarif 6kVA base

Les remarques suivantes sur les hypothèses de calcul peuvent être faites :

- 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.

• **Les offres de marché**

En vertu de l'article 16 de la loi NOME, la CRE dispose d'un pouvoir de surveillance du marché de détail de l'électricité, et veille notamment à « *la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques* ».

Sur ce fondement, la CRE a désormais la possibilité d'accéder à tous les contrats signés entre les fournisseurs et les clients finals, quelle que soit leur taille. L'article L. 121-87 du code de la consommation obligeait déjà les fournisseurs de clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA à publier la description précise de leurs offres commerciales ainsi que leurs barèmes de prix.

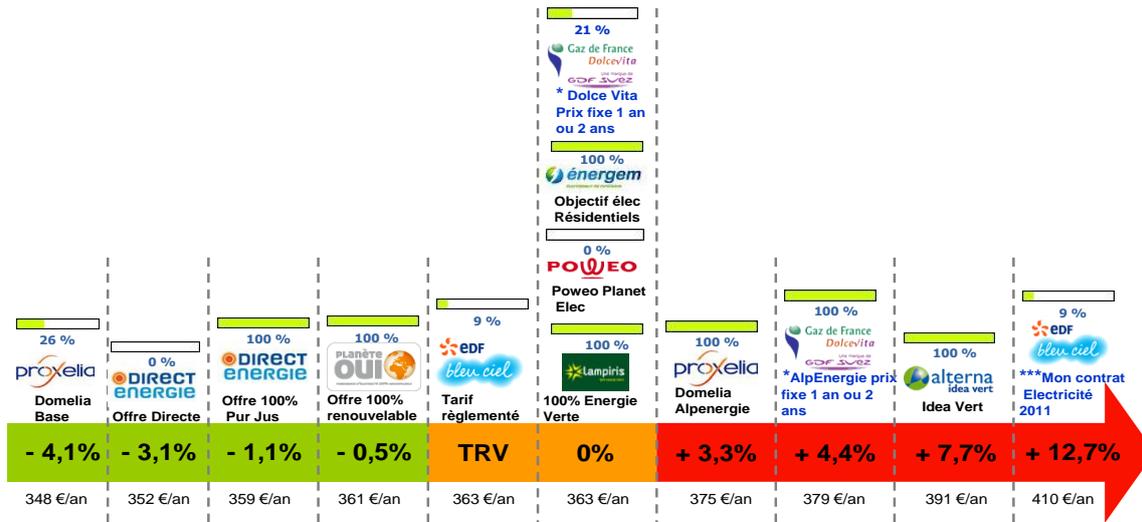
Les offres de marché des fournisseurs alternatifs sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les grands et les moyens sites non résidentiels, le prix des offres est, de manière générale, calé sur le prix de l'ARENH pour une part de l'approvisionnement et sur le prix du marché de gros pour la part restante. Pour les petits clients non résidentiels et résidentiels, il existe 2 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 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 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 (348€/an soit -4,1% par rapport au tarif réglementé de vente) et la plus chère par EDF (410€/an soit +12,7% par rapport au tarif réglementé de vente).

Les fournisseurs alternatifs de petits clients non résidentiels et résidentiels proposent des offres qui comportent les caractéristiques suivantes : électricité certifiée d'origine renouvelable ou « verte » ; ampoules à économie d'énergie et d'autres cadeaux offerts lors de la souscription ; remise sur le prix si la consommation baisse ; prix fixe pendant une durée de un à deux ans

GRAPHIQUE 12 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA



Exemple de lecture:

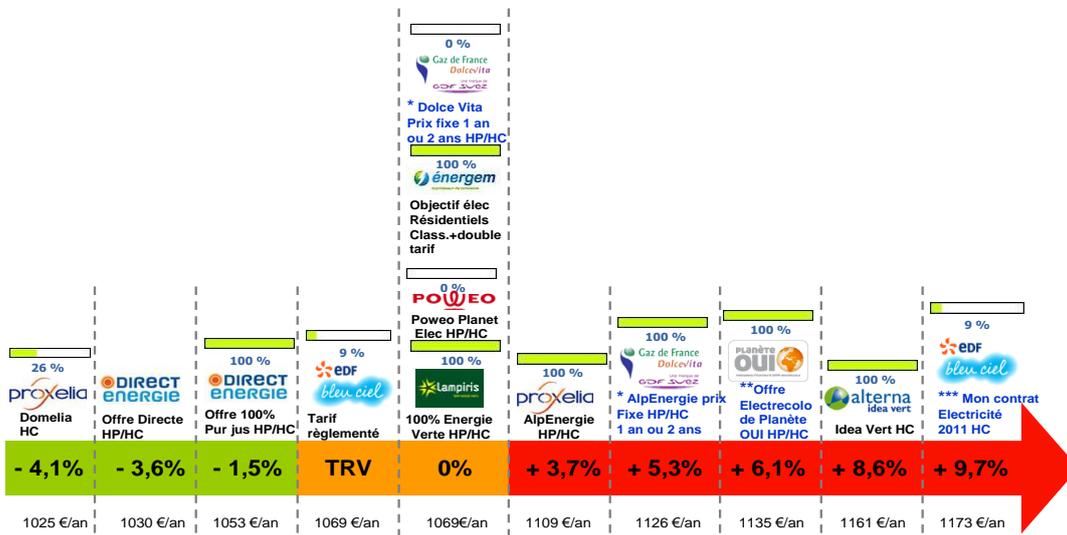
Comparaison réalisée sur un client résidentiel : • de puissance souscrite 6 kVA , • de consommation annuelle 2 400 KWh en Base • Situé à Paris Facture TTC estimée par an hors « promo »		% d'énergie verte: 100 Logo fournisseur: EDF bleu.ciel Nom offre: Tarif réglementé Différence de prix par rapport aux TRV: TRV Estimation de facture annuelle: 363€/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 Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

GRAPHIQUE 13 : 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 bleu.ciel
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV:	TRV
Estimation de facture annuelle:	1069 €/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 Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

- **Concurrence sur le marché de détail**

Les contrats des moyens et grands clients au TaRTAM au 30 juin 2011 ou ayant souscrit une offre de marché avant le 8 décembre 2010, date de promulgation de la loi NOME, qui représentent un volume de consommation d'environ 67 TWh chaque année, sont devenus immédiatement contestables par les fournisseurs alternatifs (les fournisseurs alternatifs peuvent faire des offres compétitives par rapport à celles du fournisseur historique). En effet, ces clients, déjà en offre de marché à la date de promulgation de la loi NOME, ne peuvent revenir aux tarifs réglementés de vente. Ainsi, les fournisseurs alternatifs sont, sur ce segment de clients, en concurrence avec les offres de marché d'EDF, qu'ils devraient, par construction du dispositif ARENH, être en mesure de concurrencer.

Pour le reste des clients, la contestabilité 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 28 juin 2011 sur le projet d'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2011, la CRE a mené une étude sur la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés de vente. Les hausses nécessaires au 1^{er} juillet 2011 pour assurer cette contestabilité en moyenne figurent dans le tableau ci-dessous. Elles sont à comparer avec les hausses effectivement réalisées, à savoir 1,7% pour les tarifs bleus¹³, 3,2% pour les tarifs jaunes¹⁴ et 3,2% pour les tarifs verts¹⁵.

TABLEAU 19 : Hausse nécessaire du tarif réglementé de vente (en %) pour en assurer la contestabilité en moyenne, en fonction des prix de l'ARENH et des prix de marché

Pour les tarifs bleus résidentiels :

Prix de marché en base (€/MWh)	54	56	58	60
avec un prix de l'ARENH à 40€/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	3,5	3,8	4,1	4,4
avec un prix de l'ARENH à 42€/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	5,4	5,7	6,0	6,3

Pour les tarifs bleus professionnels :

Prix de marché en base (€/MWh)	54	56	58	60
avec un prix de l'ARENH à 40€/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	3,4	3,8	4,4	5,2
avec un prix de l'ARENH à 42€/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	5,0	5,4	6,0	6,8

Pour les tarifs jaunes (hors EJP) :

Prix de marché en base (€/MWh)	54	56	58	60
avec un prix de l'ARENH à 40€/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	4,9	5,5	6,2	6,8
avec un prix de l'ARENH à 42€/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	6,8	7,4	8,1	8,8

¹³ Résidentiels et petits professionnels

¹⁴ Sites de taille moyenne

¹⁵ Sites de grande taille

Pour les tarifs verts :

Prix de marché en base (€/MWh)	54	56	58	60
avec un prix de l'ARENH à 40€/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	4,5	5,3	6,0	6,7
avec un prix de l'ARENH à 42€/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	7,1	7,9	8,5	9,2

Source : 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.

ENCADRE 6 : BILAN DE L'ENTREE EN VIGUEUR DU DISPOSITIF DE L'ARENH

Le volume de livraison sur la première période (du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012) s'élève à 61,3 TWh. Sur le segment des grands consommateurs d'électricité, particulièrement attentifs au prix de l'énergie, ce dispositif a eu un impact sensible. Ainsi, la part de marché des fournisseurs alternatifs sur ce segment est passée de 26,6 % à 34,0 % en volume entre fin mai et fin décembre 2011, soit une augmentation de 28,5 % (+ 13,8 TWh). En revanche l'impact de l'ARENH sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels est difficile à évaluer à ce stade. On peut noter toutefois sur ces segments une reprise de l'activité concurrentielle en 2011.

• La réglementation des prix appliqués à 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 tarifs réglementés de vente 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.

Après une baisse moyenne d'environ 24 % sur 10 ans en euros constants, les tarifs de vente réglementés d'électricité ont :

- augmenté de 3 % en moyenne le 1^{er} juillet 2003 ;
- 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 ;
- augmenté de 1,7% le 15 août 2006 ;
- augmenté de 1,1 % (pour les tarifs bleus) et 1,5% (pour les tarifs jaunes et verts) le 16 août 2007 ;
- augmenté de 2% pour les tarifs bleus, 6% pour les tarifs jaunes et 8% pour les tarifs verts le 15 août 2008 ;
- augmenté de 1,9 % pour les tarifs bleus, 4% pour les tarifs jaunes et 5% pour les tarifs verts le 15 août 2009 ;
- 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 ;
- augmenté de 1,7% pour les tarifs bleus et 3,2 % pour les tarifs jaunes et verts le 1^{er} juillet 2011.

TABLEAU 20 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS CONSTANTS

	Date	01/01/1996	15/06/2001	15/06/2011
BLEU res	Prix (€/MWh)	122	104	94
	Evolution		-15,0%	-9,6%
BLEU pro	Prix (€/MWh)	132	103	94
	Evolution		-22,2%	-8,7%
JAUNE	Prix (€/MWh)	104	85	82
	Evolution		-18,6%	-3,5%
VERT	Prix (€/MWh)	77	63	62
	Evolution		-17,7%	-1,6%

IPCH	87,69	92,54	111,5
Inflation		5,53%	20,49%

Source : CRE

TABLEAU 21 : EVOLUTION DES TARIFS REGLEMENTES EN EUROS COURANTS

	Date	01/01/1996	15/06/2001	15/06/2011
BLEU rés	Prix (€/MWh)	93	86	93
	Evolution		-7,6%	8,1%
BLEU pro	Prix (€/MWh)	101	85	93
	Evolution		-15,6%	9,5%
JAUNE	Prix (€/MWh)	79	70	81
	Evolution		-12,2%	16,1%
VERT	Prix (€/MWh)	58	51	61
	Evolution		-11,7%	18,7%

Source : 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 2011, 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 couvriraient effectivement les coûts comptables d'EDF sur chacun des segments tarifaires (bleu, jaune et vert). La part de ces tarifs liée à la production d'électricité (à l'exclusion de son transport et de sa commercialisation) était ainsi légèrement supérieure aux coûts de production tels qu'ils résultent des données transmises par EDF (entre + 1,9 % et + 4,8 % en part du tarif selon les références choisies).

3 La protection des consommateurs

3.1 Le 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 doivent pouvoir « *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.111-75 du code de l'énergie répondent à cette demande. En effet d'une part, l'article L.121-92 du code de la consommation prévoit que « *le consommateur accède gratuitement à ses données de consommation* » selon des modalités précisées par un décret pris après avis du Conseil national de la consommation et de la CRE. D'autre part, l'article L.111-75 du code de l'énergie indique que « *les fournisseurs d'électricité 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.

A. LES RELATIONS CONTRACTUELLES

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

• Les obligations inscrites dans le code de la consommation

L'article 42 de la 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.

Ainsi en vertu des dispositions de l'article L.121-87, 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 ou encore la durée du contrat.

Selon les dispositions de l'article L.121-92, 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 de l'article L.332-4 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.

Selon les dispositions de l'article L.121.88, le contrat souscrit par un consommateur avec un fournisseur d'électricité est soumis à un certain formalisme. Il doit notamment :

- 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 ou 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.

- **Les nouvelles dispositions introduites par la loi NOME**

La loi NOME a modifié plusieurs dispositions de la section XII du code de la consommation. Elles sont entrées en vigueur le 1^{er} mars 2011.

L'article 18 de la loi NOME a complété l'article L.121-87 du code de la consommation en obligeant les fournisseurs à 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.

D'autre 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, l'article L.121-91 relatif à l'arrêté facture oblige désormais le fournisseur à préciser les différents modes de paiement disponibles pour le client, ainsi que les délais de remboursement ou les conditions de report des trop-perçus. En cas de facturation terme à échoir ou fondée sur un index estimé, l'arrêté relatif à la facture doit prévoir 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 gestionnaires de réseaux lorsqu'elles sont disponibles.

L'arrêté relatif à la facturation a été publié au *Journal officiel de la République française* le 18 mars 2012. Il entrera 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. Ces dernières prévoient 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 ayant souscrit une puissance inférieure à 36 kVA, 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 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.

B. LE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Des procédures standards 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, transporteur, DGEC, DGCCRF, MNE) sous l'égide de la CRE. Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs que par les gestionnaires de réseaux et constituent des usages communément admis par la profession.

L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide, et gratuit.

• Les différentes étapes de la procédure

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture de l'électricité par le fournisseur et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution, 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 gestionnaire du réseau de distribution 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 gestionnaire de réseau 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 gestionnaire de réseau ;
- le gestionnaire de réseau de distribution 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 gestionnaire du réseau de distribution 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.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur. ERDF devrait mettre en place courant 2012 une prestation de correction d'index qui permettra de modifier l'index de changement de fournisseur.

• Les motifs de refus

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une demande de résiliation à l'initiative du client, de mise en service ou de modification contractuelle est en cours sur le point de livraison ;
- le point de livraison est déjà dans le périmètre du fournisseur demandeur
- une autre demande de changement de fournisseur est en cours de traitement sur ce point de livraison,
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.
- une erreur ou incohérence technique est décelée (point de livraison inexistant, ou résilié...)

- le tarif d'acheminement et la puissance souscrite choisis par le nouveau fournisseur sont incompatibles avec les caractéristiques techniques du point de livraison (exception faite de cas recevables non-passants du type tarifs EJP ou Tempo) ;
- le contexte d'utilisation et le profil associé sont incohérents avec le segment de client et/ou l'usage (ex. le tarif longue utilisation avec un usage plat est impossible pour un client résidentiel).

- **Les modalités de résiliation et les délais**

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* ».

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.

- **Les coûts liés au changement de fournisseur**

L'article L331-3 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* ».

Cependant, dans le cas des clients résidentiels, 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 « *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.* »

Le changement de fournisseur doit néanmoins se faire à iso-périmètre contractuel.

C. LES QUESTIONS ET LES RECLAMATIONS DES CONSOMMATEURS

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, accessible sur le site internet www.energie-info.fr .

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel et traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément. Il est co-piloté et cofinancé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie. 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.

En 2011, le service Energie-Info a renseigné plus de 410 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ 64% des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site internet a reçu 571 000 visites.

• Les 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.

• Les réclamations

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 environ 2,4 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie-Info. En 2011, ce service a reçu près de 10 000 demandes de conseil et d'assistance relatives à des réclamations.

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur** 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 Médiateur national de l'énergie (chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel), vers la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation), ou vers la juridiction compétente
A noter que le Médiateur national de l'énergie a reçu 8044 saisines de consommateurs en 2011.
- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux** : Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDiS.

3.2 Les obligations de service public

A. LA FOURNITURE DE SECOURS EN ELECTRICITE

L'article L.333-3 du code de l'énergie fixe les conditions de désignation par le ministre chargé de l'énergie d'un ou plusieurs fournisseurs de secours dans le cas où un fournisseur se voit interdire l'activité d'achat pour revente. Cette désignation intervient à l'issue d'un ou plusieurs appels d'offres. Un décret devra établir les modalités d'application ainsi que les conditions selon lesquelles le fournisseur de secours se substitue au fournisseur défaillant dans ses relations contractuelles avec les utilisateurs et les gestionnaires de réseaux.

B. LE TRAITEMENT DES CLIENTS VULNERABLES

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, reprise dans le code de l'énergie aux articles L.121-5 et L.337-7.

- **Le service de maintien de l'énergie pour les consommateurs vulnérables**

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 précise que les fournisseurs d'électricité 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 d'électricité ; présentant, entre le 1er 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* » : les consommateurs à faibles revenus (bénéficiaire aligné sur celui de la couverture maladie universelle complémentaire) peuvent disposer pour leur résidence principale d'un abattement sur le tarif réglementé de vente de l'électricité, applicable aux 100 premiers kWh consommés dans le mois. La réduction est de 40 à 60% selon la composition du 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 Tarif de première nécessité (TPN) n'est applicable que par les fournisseurs historiques, à savoir EDF et les entreprises locales de distribution.

Compte tenu du plafond de ressources ouvrant droit à la couverture maladie universelle (CMU) complémentaire en vigueur, le nombre de clients éligibles pour ce tarif est estimé entre 1,5 et 2 millions. Pourtant, fin 2011, 660 000 clients seulement bénéficiaient de ce tarif.

Les coûts supportés par les fournisseurs au titre de ces dispositions sociales font l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le coût prévisionnel du dispositif est évalué à 98,5 M€ pour 2012, y compris les coûts de gestion.

- **L'automatisation des procédures d'attribution**

L'attribution de ces tarifs de solidarité nécessite que les ayants droit en fassent la demande en remplissant l'attestation qui leur est envoyée par les fournisseurs ou l'organisme agissant pour leur compte, eux-mêmes informés des ayants droit à la couverture maladie universelle complémentaire par les caisses d'assurance maladie.

Cette procédure ne s'est pas révélée totalement efficace pour que la totalité des ayants droit bénéficie des tarifs spéciaux, en raison notamment de la difficulté rencontrée par certains d'entre eux pour compléter l'attestation.

Le décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité a modifié le décret n°2008-780 en vue d'augmenter le nombre de consommateurs se voyant accorder le bénéfice du TPN. Toutefois, la CRE a fait observer que la procédure reste excessivement complexe, en raison notamment du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir et des nombreux flux d'information qui transitent entre eux.

C. LA PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES

La France s'est fixé comme objectif d'atteindre une part de 27% d'énergies renouvelables pour couvrir sa consommation d'électricité en 2020, contre une part de 15,8% en 2010. Cet objectif est issu des engagements européens du 3^e paquet énergie et des conclusions du Grenelle de l'environnement. La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité constitue l'instrument de mise en œuvre de cet objectif. Dans ce cadre, la CRE contribue à la mise en œuvre des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.

Pour favoriser le développement des énergies renouvelables, les pouvoirs publics peuvent recourir à deux instruments économiques :

- les tarifs d'achat garantis imposent à l'opérateur historique une obligation d'achat de la production d'énergie obtenue à partir de sources renouvelables, à un tarif garanti sur une longue période, en partie révisable et sensiblement supérieur au prix de marché ;
- les appels d'offres permettent de fixer *ex ante* la quantité d'énergie renouvelable bénéficiant du soutien public. Les projets sont sélectionnés notamment en fonction du prix d'achat proposé par les candidats. Le tarif d'achat correspond à celui proposé par le candidat dans son offre.

• Les tarifs d'achat garantis

La CRE veille à la pertinence économique des tarifs d'achat de l'électricité ou du gaz d'origine renouvelable. L'obligation d'achat de l'électricité et du gaz produits à partir d'énergies renouvelables est un des instruments de la politique de soutien aux énergies décarbonées. Après avoir saisi la CRE pour avis, le ministre chargé de l'énergie arrête les conditions d'achat (éligibilité, tarif, durée du contrat d'achat).

Lorsqu'elle se prononce sur la révision d'un tarif d'achat ou sur la mise en œuvre d'un tarif pour une nouvelle filière, la CRE veille « à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat [n'excède pas] une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ».

En ce qui concerne le tarif d'achat du biogaz, la CRE a émis un avis défavorable en avril 2011 sur le projet d'arrêté tarifaire relatif à l'électricité produite à partir de biogaz. Elle a en effet estimé que les tarifs envisagés risquaient d'entraîner des rentabilités trop élevées pour les installations de stockage de déchets non dangereux présentant une efficacité énergétique supérieure à 40 %. Elle a donc préconisé une baisse du tarif de référence d'au moins 10 % pour ces installations de moins de 150 kW et d'au moins 40 % pour celles de plus de 2 000 kW.

Saisie en juillet 2011 d'un projet d'arrêté tarifaire relatif au biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, la CRE a émis un avis favorable, sous réserve de la prise en compte des remarques formulées dans sa délibération. Elle a constaté que les tarifs envisagés pour les installations de méthanisation de déchets agricoles induisaient des rentabilités faibles pour les projets d'une capacité supérieure à 200 m³/h. Or ces installations bénéficient d'économies d'échelle et sont ainsi plus efficaces que les petits projets. La CRE a donc suggéré de relever certains tarifs d'achat initialement envisagés pour des installations de 150, 250 et 350 m³/h pour permettre à des projets de regroupement de plusieurs agriculteurs exploitant le même digesteur, plus efficaces économiquement, de se développer.

• Les appels d'offres

Le ministre chargé de l'énergie peut lancer des appels d'offres pour des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La CRE en assure la mise en œuvre : elle rédige un projet de cahier des charges (le cahier des charges final étant fixé par le ministre), analyse les offres reçues et propose leur classement au ministre. Enfin, elle rend un avis sur le choix des candidats que le ministre envisage de retenir. Cette mission permet à la CRE d'apporter son expertise technique et économique.

En 2011, la CRE a travaillé sur cinq appels d'offres représentant une puissance totale de 4 345 MW :

- l'appel d'offres pour l'éolien dans les départements d'Outre-Mer et en Corse (95 MW) ;
- l'appel d'offres pour l'éolien offshore (3 000 MW) ;
- l'appel d'offres « accéléré » pour les installations photovoltaïques de 100 à 250 kW (150 MW)
- l'appel d'offres pour les installations solaires de plus de 250 kW (450 MW) ;
- l'appel d'offres biomasse 4 (200 MW).

Suivant le type d'appels d'offres (ordinaire ou accéléré), la nature du travail fourni par la CRE au cours de l'instruction est très différente. Dans la procédure ordinaire, l'analyse des offres reçues nécessite une implication forte de l'ensemble des services de la CRE. Elle s'assure dans un premier temps de la recevabilité des dossiers liée notamment à la production des garanties financières et des demandes d'autorisation nécessaires, puis elle note les différents critères. Dans la procédure accélérée, le classement des candidats est fondé uniquement sur le prix d'achat de l'électricité proposé. La CRE a donc pour mission de vérifier la conformité des documents fournis par les porteurs de projet – une tâche lourde au regard du nombre de dossiers reçus (345) et du nombre de pièces à examiner (cinq pour chaque dossier).

ENCADRE 7 : REPARTITION DES CHARGES PREVISIONNELLES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ LIÉES AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Dans le cadre de son exercice annuel d'évaluation des charges de service public de l'électricité, la CRE a évalué les charges dues aux énergies renouvelables constatées au titre de 2010 et prévisionnelles au titre de 2012. Les charges prévisionnelles 2012 sont estimées à 2 220 millions d'euros, soit trois fois les charges constatées au titre de 2010 (755 millions d'euros). Ces charges sont financées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Au cours du premier semestre 2011, la CRE a construit un outil de calcul de prévision des charges dues aux énergies renouvelables à l'horizon 2020. Il repose sur un scénario de développement du parc des énergies renouvelables conforme aux objectifs fixés dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) pour 2020 pour toutes les filières, sauf pour le photovoltaïque où les objectifs devraient être dépassés.

Dans un contexte très incertain sur l'évolution des prix du pétrole et du gaz, qui influent sur le prix de marché de gros de l'électricité, il a été considéré une évolution des prix de marché de 3 % par an, soit environ l'inflation + 1 %. Le prix de marché moyen atteint en 2020 est de 66,4 €/MWh, ou encore 55,6 €/MWh en E2011. Sur la base des hypothèses retenues, le montant des charges pour 2020 est estimé à 7 518 millions d'euros.

TABLEAU 22 : PROSPECTIVE DES SURCOUTS DUS AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES EN 2020 EN METROPOLE CONTINENTALE

	Surcoûts d'achats (M€)	Production (GWh)	Puissance installée (MW)	Surcoût d'achat unitaire (€/MWh)
Eolien terrestre	1 158	38 244	19 000	30,3
Eolien en mer	2 572	16 953	6 000	151,7
Photovoltaïque	2 080	7 594	7 190	273,9
Hydraulique (sous obligation d'achat)	59	6 082	1 910	9,7
Géothermie	2	11	1,7	190,8
Biomasse	1 263	12 072	1 890	104,6
Biogaz	404	3 970	631	101,8
Incineration d'ordures ménagères	-20	2 337	356	-8,6
Total	7 518	87 263	36 979	-

4 La sécurité d'approvisionnement

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

A. L'ADEQUATION OFFRE-DEMANDE

En juillet 2012, l'actualisation du bilan prévisionnel 2011 de RTE sur l'équilibre offre-demande n'était pas finalisée. Les chiffres sur l'adéquation du système et le critère de sécurité restent donc inchangés par rapport à ceux communiqués à la Commission européenne l'année dernière. Toutefois, les travaux sur la révision du bilan prévisionnel ont mis en avant une possible révision à la baisse des hypothèses sur l'évolution du niveau de consommation, qui pourrait avoir un impact sur l'évaluation du critère de sécurité à l'horizon 2015-2016.

TABLEAU 23 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE

Trajectoire probable	2012	2013	2014	2015
Probabilité de défaillance	8,6%	10,5%	14,5%	21,6%
Energie de défaillance en espérance	5,3 GWh	8,2 GWh	14,1 GWh	31,9 GWh
Espérance de durée de défaillance	2h39	3h24	4h59	8h01
Puissance manquante	-	0,4 GW	1,4 GW	3,0 GW

Source : Prévisions RTE

Par ailleurs, la consommation intérieure a baissé de 6,8% en 2011 par rapport à l'année 2010. La consommation instantanée la plus élevée a été enregistrée le 4 janvier 2011, avec 91 720 MW à 19h. Ce niveau est en-dessous du record de 96 710 MW atteints le 15 décembre 2010.

B. LE MIX ENERGETIQUE

Au 31 décembre 2011, la capacité de production totale installée était de 126,46 GW, dont 6,64 GW d'éolien et 2,23 GW de photovoltaïque. En 2011, 541,9 TWh ont été produits en France, soit 1,5% de moins qu'en 2010. Cette baisse de la production, moins forte que celle de la consommation, s'explique par une forte hausse des exportations. Le bilan net exportateur s'est établi à 57,5 TWh, un solde presque deux fois plus élevée qu'en 2010 (+89%).

TABLEAU 24 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE

	Electricité produite en 2011	Variation 2011/2010	Part dans le mix énergétique
Nucléaire	421,1 TWh	+ 3,2 %	77,7%
Thermique	51,2 TWh	- 13,8 %	9,5%
Hydraulique	50,3 TWh	- 25,6 %	9,3%
Eolien	11,9 TWh	+ 22,8 %	2,2%
Photovoltaïque	1,8 TWh	+208,7 %	0,3%
Autres renouvelables	5,6 TWh	+ 11,1 %	1,0%

Source : Données publiques RTE

TABLEAU 25 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2011)

Puissance disponible (GW)	Parc actuel 31 décembre 2011
Nucléaire	63,1
Thermique à combustion fossile	27,8
Hydraulique	25,4
Eolien	6,6
Photovoltaïque	2,2
Autres énergies renouvelables	1,3

Source : Données publiques RTE

4.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production

A. LES PROJETS D'INFRASTRUCTURES

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 stimule 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. Le niveau annuel d'investissements devrait atteindre en moyenne 1 193 M€ pour la période 2009-2012, soit une hausse de 60 % par rapport à la période 2006-2008.

Toutefois, au-delà du développement des infrastructures d'interconnexion, le niveau des échanges transfrontaliers n'en demeure pas moins conditionné par le bon développement du réseau national de grand transport situé en amont. Une attention particulière doit en effet être portée aux contraintes, sur le réseau intérieur, qui seraient susceptibles de limiter le développement des interconnexions.

• Le renforcement des capacités d'échange France – Espagne

La capacité commerciale d'échanges entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 400 MW de la France vers l'Espagne et à 500 MW de l'Espagne vers la France. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est ainsi actuellement en net retrait des recommandations du Conseil européen de Barcelone en 2002 (10% de la consommation nationale).

L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est d'atteindre à court-terme une capacité commerciale de 2600 MW.

Suite aux recommandations du coordinateur européen Mario Monti, le Gouvernement espagnol et le Gouvernement français ont conclu un accord pour la réalisation d'une nouvelle ligne souterraine, à courant continu, entre les postes 400 kV de Baixas (FR) et Santa Llogaia (SP) afin d'atteindre le palier de 2 600 MW. Cette nouvelle interconnexion requiert la création d'un tunnel transfrontalier pour le passage du col de Perthus. L'année 2011 a été marquée par l'obtention des autorisations

administratives et le démarrage des travaux. Le coût estimé du projet est de 373 M€ pour la part française avec une date de mise en service prévue pour l'automne 2014. Par ailleurs, RTE a présenté les perspectives en matière de capacités d'échanges compte tenu des renforcements qui auront pu être mis en œuvre en France ou en Espagne. Une majorité des scénarios présentés font ressortir pour l'export depuis la France vers l'Espagne, en conditions normales, des niveaux de capacité équivalents à l'objectif de 2600 MW.

A long terme l'objectif de capacité d'interconnexion est de 4 000 MW. A cet effet, de nouvelles études ont été engagées par REE et RTE pour la réalisation d'une interconnexion sous-marine entre les régions de Bilbao et l'Aquitaine.

- **L'optimisation de l'interconnexion France – Italie**

RTE et Terna ont finalisé une étude bilatérale (projet TEN-E) afin d'accroître la capacité de l'interconnexion France – Italie permettant d'engager des projets d'optimisation du réseau alpin dont la part française s'élève à 134 M€. RTE a ainsi entrepris en 2009 des changements de conducteurs sur le réseau français, prévus pour se poursuivre jusqu'en 2013.

Terna et RTE se sont également engagés pour la réalisation d'une interconnexion à courant continu d'environ 1000 MW entre la Savoie et le Piémont via la nouvelle galerie de sécurité du tunnel de Fréjus dont l'horizon de mise en service est 2018.

L'accroissement de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie, au travers de ces projets, demeure toutefois limité par des congestions sur les frontières France – Suisse et Suisse – Italie. RTE, SWISSGRID et Terna ont engagé des études communes sur ce sujet.

- **L'accroissement de l'interconnexion France – Angleterre**

RTE, Elia et National Grid ont consulté conjointement les acteurs du marché en septembre 2008 au sujet des capacités entre la France et l'Angleterre. En réponse à l'intérêt manifesté par les acteurs de marché pour un accroissement de la capacité d'interconnexion entre la Grande – Bretagne et le continent, RTE et National Grid ont signé en 2010 un accord de financement d'études de faisabilité destiné notamment à finaliser en 2012 la recherche d'un tracé sous-marin pour une nouvelle interconnexion. Toutefois l'absence d'un cadre de régulation anglais adapté au développement d'interconnexions régulées semble constituer un frein pour ce projet. Dans ce contexte les régulateurs britannique et français ont engagé des travaux d'analyse de la compatibilité des cadres de régulation. Ceux-ci ont pour objectif de fournir un cadre clair aux deux opérateurs dans la perspective d'une prise de décision à partir de fin 2012.

B. LES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

La loi du 10 février 2000 prévoit que les nouvelles installations de production d'électricité et les installations modifiées doivent bénéficier d'une autorisation d'exploiter ou faire l'objet d'une déclaration auprès du ministère en charge de l'énergie.

La puissance installée en 2011 sur le réseau français a augmenté d'environ 2960 MW. Le parc éolien a connu une augmentation de 875 MW (soit +15,2%). Le parc photovoltaïque a poursuivi sa forte croissance et atteint 2 230 MW à fin 2011 (soit une augmentation de 153,8%). Le parc thermique à combustible renouvelable continue son développement avec une augmentation de 45 MW (soit +3,9 % de la puissance installée). À ce développement des énergies renouvelables s'ajoute le raccordement au réseau de transport de deux cycles combinés à gaz d'une puissance totale de 850 MW : la centrale des Morandes raccordée en 225 kV et la centrale de Blénod raccordée en 400 kV.

Les investissements dans les réseaux sont restés constants en 2011. RTE a mis en service 656 km de circuits neufs ou renouvelés en 2010.

Concernant les principaux projets de nouveaux moyens de production annoncés en France, trois cycles combinés à gaz doivent être mis en service entre 2013 et 2014. Au-delà de ces chantiers

engagés, les pouvoirs publics ont décidé de lancer un appel d'offres pour la construction d'une unité de production de type cycle combiné gaz de 450 MW à proximité de Brest. L'appel d'offres pour ce projet a été lancé le 25 juin 2011.

La construction de l'EPR sur le site de Flamanville se poursuit, avec un objectif de mise en service désormais fixé à 2016. Le Débat Public relatif à ce projet s'est déroulé en 2010, et les demandes d'autorisation sont en cours d'instruction.

Depuis début 2004, plusieurs appels d'offres ont été lancés. Le dernier en date est celui du 15 septembre 2011 portant sur construction d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc.

Par ailleurs, des obligations d'achat sont destinées à favoriser le développement de certaines filières. EDF et les ELD doivent ainsi acheter, sous certaines conditions et à des tarifs fixés par l'Etat, l'énergie produite par :

- les installations utilisant des énergies renouvelables (petites installations hydrauliques, éolien, photovoltaïque, valorisation des déchets ménagers, biomasse/biogaz, géothermie) ;
- les installations de cogénération.

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

A. LA GESTION DES PICS DE CONSOMMATION ELECTRIQUE

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).

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 3000 MW) ;
- des dispositifs locaux tels qu'Ecowatt opérant en Bretagne et en région Provence-Alpes Côte d'Azur (démarche volontaire des consommateurs à freiner leur consommation en pointe en réponse à une alerte lancée par RTE, visant à réduire de 15% cette consommation en 5 ans). Lancée en 2008, cette opération comptait fin 2011 plus de 40 000 inscrits, et permet de réduire la consommation de 170 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. RTE a remis au Ministre de l'Energie un rapport de concertation en octobre 2011, qui doit servir de base à l'élaboration d'un décret d'application en 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.

B. L'AJUSTEMENT ELECTRIQUE EN TEMPS REEL

- **Les services système et le mécanisme d'ajustement**

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

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatismes (réglages primaire et secondaire), soit par l'action des opérateurs (réglage tertiaire), comme présenté au paragraphe II. 1.2. A.

En 2011, les charges qui découlent de l'équilibrage entre la production et la consommation électriques et de la résolution des congestions sont supportées soit par les utilisateurs du réseau de transport via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (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. L'élaboration d'un nouveau jeu de règles a débuté au troisième trimestre 2011 et fera l'objet d'une concertation avec les acteurs de marché au premier semestre 2012. Le principal enjeu réside dans l'intégration de l'effacement diffus dans un cadre réglementaire pérenne.

- **Une participation accrue de la demande au mécanisme d'ajustement**

Au cours de l'exercice 2011, 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 mais, pour l'instant, un seul acteur semble à même d'atteindre le seuil minimum de participation au mécanisme d'ajustement (10 MW).

Par ailleurs, le renouvellement de plusieurs appels d'offres pour la période 2011 a été bénéfique aux opérateurs d'effacements 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- a été remportée par un opérateur d'effacement.

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, a été pérennisée au sein de la loi NOME, qui prévoit d'étaler ce type de contrats sur 3 ans. La CRE avait approuvé fin 2010 les modalités de l'appel d'offres pour la période 2011, permettant ainsi de retenir 230 MW. Le processus a été réitéré pour la période 2012, et l'adaptation des modalités approuvées par la CRE au troisième trimestre 2011 a permis de contractualiser près de 400 MW d'effacements.

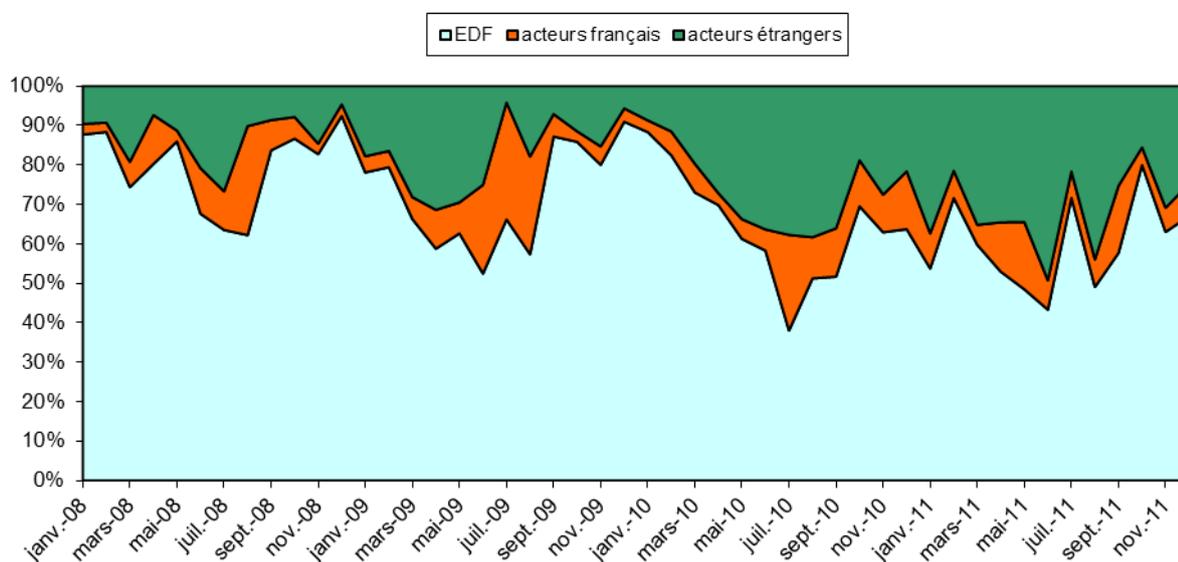
Enfin, la déclinaison de l'article 10 de la loi NOME devrait permettre à des sites de consommation pouvant interrompre sans préavis leur consommation de valoriser leur capacité interruptible via un nouveau service dont les modalités ont été étudiées en concertation avec la CRE, la DGEC et RTE au second semestre 2011. Un arrêté ministériel pourrait voir le jour au cours de l'année 2012 pour un démarrage du dispositif en 2013.

- **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 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. A noter que le renouvellement des concessions hydrauliques pourrait amener de nouveaux acteurs sur ce segment et donc accroître la concurrence sur le mécanisme d'ajustement.

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. Cette dernière reste encore marginale, alors que les acteurs d'ajustement étrangers représentent la principale source de concurrence sur le mécanisme d'ajustement.

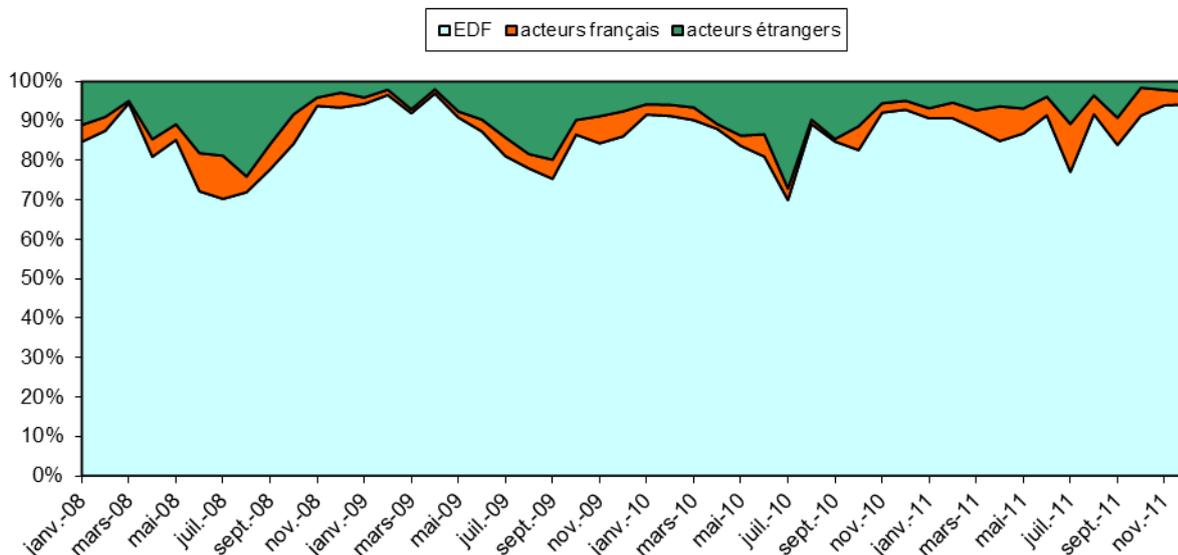
GRAPHIQUE 14 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE (EN %)



Source : CRE

Le graphique ci-dessus montre qu'EDF assure une part de l'ajustement à la hausse oscillant autour de 70%, alors que les acteurs de marché étrangers fournissent entre 4 et 49% de l'énergie activée à la hausse. La participation des autres acteurs français est plus faible mais peut atteindre jusqu'à 30% des volumes en été. Globalement, la tendance est au développement de la concurrence avec la hausse de la participation des acteurs étrangers : en moyenne annuelle, la participation d'EDF diminue régulièrement, et atteint son plus bas en 2011 avec moins de 60%. En juin 2011 notamment, la part de marché des acteurs étrangers a été supérieure à celle d'EDF, avec respectivement 49% et 43% des volumes d'ajustement activés à la hausse sur ce mois.

GRAPHIQUE 15 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSÉ (EN %)



Source : CRE - RTE

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 5%, 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, le développement des échanges d'ajustements devrait se généraliser au niveau européen, sous l'égide du code de réseau sur l'ajustement qui entrera en vigueur suite à l'élaboration des orientations-cadre sur le sujet en 2011. Ce développement accru des échanges devrait permettre d'augmenter sensiblement la concurrence sur un marché encore très concentré, surtout à la baisse.

De même, le développement des effacements de consommation et la participation accrue de la demande au mécanisme d'ajustement constituent une source de concurrence supplémentaire. Actuellement limitée autour de 1%, la part de marché des effacements pour l'ajustement à la hausse progresse, notamment à travers le développement des capacités d'effacements diffus.

C. MECANISME DE CALCUL DES ECARTS ET DES PRIX ASSOCIES

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 :

TABLEAU 26 : 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	$\text{Min}(\text{PEpex}, \text{PMP Baisse} / (1+K))$	PEpex
Prix des écarts négatifs	PEpex	$\text{Max}(\text{PEpex}, \text{PMP Hausse} * (1+K))$

Source : CRE - RTE

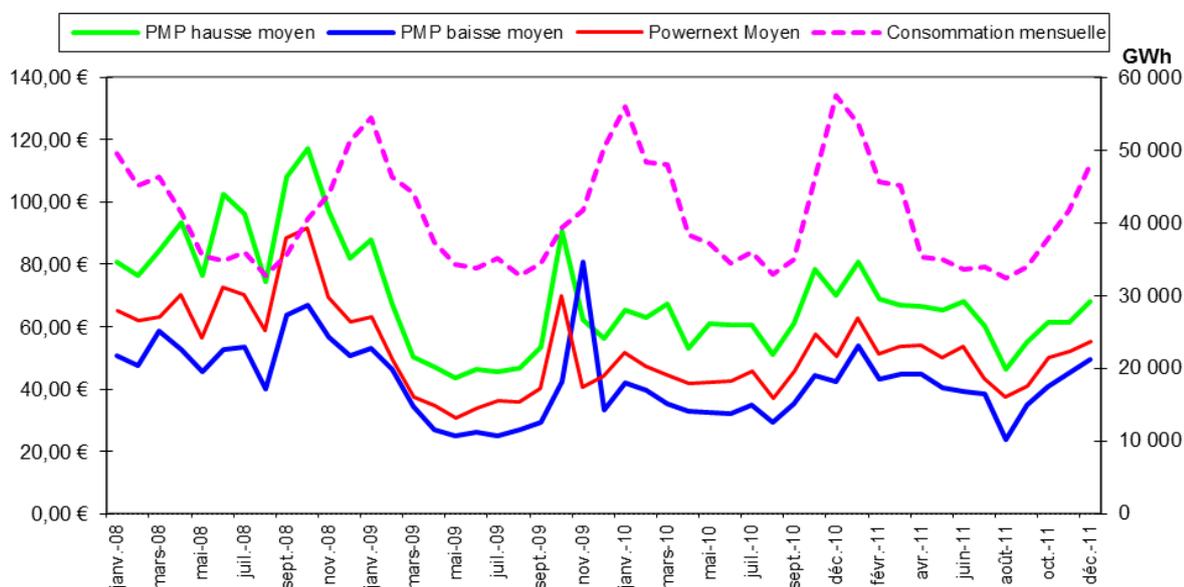
EpeX représente le prix de la bourse (ou prix spot) pour la demi-heure concernée ;

- 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.

Le 1^{er} juillet 2011, la valeur de K a été abaissée de 0,12 à 0,08 afin de recentrer le solde du compte ajustement-écart autour de l'équilibre, dans une fourchette de +/- 30 millions d'euros en fonction des tensions survenant sur le mécanisme d'ajustement, et des surcoûts associés.

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 16 : 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. Depuis la fin 2009, les prix sont relativement stables, plus bas que les niveaux enregistrés en 2008, mais supérieurs à ceux du début 2007. L'année 2011 a été marquée par un faible niveau de consommation, aussi bien global qu'en période de pointe, avec des saisons peu marquées. Ce faible niveau de consommation s'est traduit par des prix modérés, ainsi qu'une faible tension sur le mécanisme d'ajustement, avec une importante réserve de capacités disponibles pour RTE.

III . Le marché du gaz

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

1.1 La certification des GRT et la dissociation des GRD

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseau de transport (GRT) :

- 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 2 zones d'équilibrage (zone Nord et zone Sud depuis le 1^{er} janvier 2009)
- TIGF, filiale contrôlée à 100 % par Total, opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique.

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

- Gaz Réseau Distribution 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, parmi lesquels Régaz 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.

A. LA DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION

En application des directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003, les entreprises verticalement intégrées dans le secteur gazier ont l'obligation de tenir une comptabilité dissociée entre activités régulées et activités concurrentielles comme si « *les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence* ».

Conformément aux dispositions de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée (article L. 111-88 et L. 111-89 du code de l'énergie), les principes de dissociation comptables (les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières) doivent être approuvés par la CRE après avis de l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, la CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser les règles applicables à la dissociation comptable.

Les garanties d'un fonctionnement indépendant des gestionnaires de réseaux se sont renforcées avec la mise en œuvre du principe de séparation juridique prévu par les directives du 26 juin 2003 et transposé en France avec la loi du 7 décembre 2006 (articles L. 111-57 et suivants) pour la séparation juridique des réseaux de distribution. En application de l'article 13 et suivants de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières modifiée par la loi du 7 décembre 2006 (article L. 111-57 et suivants du code de l'énergie), la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain, devait intervenir au plus tard le 1^{er} juillet 2007. Cette séparation juridique s'impose dans le secteur du gaz à GDF (aujourd'hui GrDF), Gaz de Strasbourg et Régaz. Les activités de distribution de GDF Suez ont pour leur part été filialisées (création de GrDF au 1^{er} janvier 2008).

Bien que produisant des comptes séparés, les filiales pouvaient maintenir des relations financières avec leurs maisons mères et également supporter des coûts partagés avec d'autres entités des groupes verticalement intégrés. En application de la loi du 9 août 2004, ces relations ont dû être contractualisées ou s'inscrire dans le cadre des relations usuelles entre mères et filles conformes aux dispositions réglementaires en vigueur, comme par exemple pour la remontée de dividendes.

Afin de s'assurer de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées, et en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000, la CRE mène régulièrement des audits sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités, soit par des tiers mandatés retenus après appel d'offres.

B. MISE EN ŒUVRE DE LA PROCEDURE DE CERTIFICATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX 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.

• Premières étapes de la procédure de certification

Comme prévu à l'article 7 de l'ordonnance du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie, la procédure de première certification devait être achevée au 3 mars 2012. La CRE a ouvert la procédure le 10 mai 2011, date de publication au Journal Officiel de la République française de l'ordonnance précitée.

Conformément à l'article L. 111-9 du code de l'énergie, les sociétés gestionnaires de réseaux de transport qui faisaient partie, au 3 septembre 2009, d'une entreprise verticalement intégrée au sens de l'article L111-10 du même code, doivent se conformer au modèle ITO ou OU.

GRTgaz et TIGF ont transmis le 6 juin 2011 à la CRE leurs dossiers de demande de première certification, qui ont ensuite été complétés en cours d'instruction. Les deux GRT ont également été auditionnés par la CRE avant la prise des délibérations.

Conformément aux dispositions de l'article 10 de la directive 2009/73/CE et à celles de l'article 3 du règlement 715/2009, la CRE a notifié à la Commission européenne ses délibérations du 15 septembre 2011 portant projet de décision de certification des sociétés GRTgaz et TIGF. La Commission européenne a alors rendu un avis le 25 novembre 2011, quant à la compatibilité des dits projets avec les dispositions de la directive 2009/73/CE.

Dans le cadre de l'instruction du dossier, la CRE a notamment examiné l'organisation et les règles de gouvernance des GRT, en particulier les attributions des conseils d'administration. Les statuts des sociétés ont été modifiés afin de préciser, entre autres, que les décisions relatives à la gestion et au plan décennal de développement du réseau ne relevaient pas des attributions du conseil d'administration. La CRE a également vérifié que les dispositions du code de l'énergie relatives à la désignation d'une minorité de membres du conseil d'administration et d'une majorité des dirigeants faisant l'objet d'obligations d'indépendance renforcées soient bien mises en œuvre. De même, la CRE a veillé à ce que la rémunération de l'ensemble des salariés des GRT ne soit déterminée que par des indicateurs, notamment de résultats, propres à ces derniers.

L'analyse de l'autonomie de fonctionnement a porté, notamment, sur les accords commerciaux et financiers ainsi que sur les prestations de services conclus entre les GRT et l'EVI à laquelle ils appartiennent.

La CRE a également vérifié que les GRT disposaient de toutes les ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires à l'accomplissement de leurs missions.

• Contenu de la décision de certification du 26 janvier 2012

Au terme de son instruction et en tenant le plus grand compte de l'avis rendu par la Commission européenne, 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 dans un avenir proche, leur confèrent un degré d'autonomie et d'indépendance vis-à-vis des autres parties de l'EVI que la CRE a considéré comme satisfaisant, sous réserve de certaines obligations complémentaires imposées dans les décisions de certification.

La CRE a ainsi demandé à GRTgaz de prendre les mesures suivantes :

- modifier le code électoral régissant l'élection des membres de son conseil d'administration afin que la situation des administrateurs salariés élus lors du prochain scrutin soit conforme aux dispositions du code de l'énergie ;
- mettre fin, au plus tard le 1^{er} juillet 2012, à la transmission à l'EVI d'information concernant les rémunérations des cadres supérieurs ;
- transmettre à la CRE, pour approbation, avant le 31 décembre 2012, un dispositif contractuel relatif aux services managériaux fournis par GDF SUEZ retenant comme périmètre uniquement les prestations fournies par la direction de la communication et de la communication financière ainsi que les prestations fournies par la direction de l'audit et des risques et la direction finance et comptabilité ;
- procéder, à l'échéance des contrats, à la contractualisation directe de la prestation d'administration de biens avec un prestataire extérieur à l'EVI ;
- respecter les engagements qu'il a pris concernant les prestations de services de l'EVI relatives aux achats, à la traduction, à la gestion des cadres à potentiel ;
- procéder, avant le 1^{er} juillet 2012, à la suppression de la clause de préférence mentionnée dans l'accord cadre de financement conclu avec GDF SUEZ SA ;
- respecter les engagements pris concernant les obligations de séparation des systèmes d'informations et des locaux.

La CRE a ainsi demandé à TIGF de prendre les mesures suivantes:

- respecter l'engagement pris concernant la nomination d'un commissaire aux comptes, personne morale, différent de celui qui certifie les comptes des autres sociétés de l'EVI ou les comptes consolidés de Total SA ;
- finaliser la mise en place effective des mesures visant à s'assurer du plein respect, par les dirigeants, des obligations du code de l'énergie concernant la détention d'intérêt avant le 1^{er} juillet 2012 ;
- respecter les engagements pris concernant l'extinction des détachements de personnels ;
- mettre fin au recours aux prestations de services informatiques fournies par l'EVI. Il conviendra également de mettre fin aux prestations directement liées à la séparation des systèmes d'information à mesure de sa réalisation ;
- transmettre à la CRE une feuille de route définissant les modalités permettant d'aboutir à une séparation totale des systèmes d'information avec ceux des autres parties de l'EVI avant fin 2014 ;
- respecter les engagements pris concernant la cessation du recours à l'EVI en matière de formation « support » (achats, gestion de projets et compétences individuelles) ;
- modifier la dénomination sociale de TIGF avant le 3 mars 2012 ;
- appliquer les mesures envisagées en matière de détention d'intérêts des dirigeants au cadre chargé de conformité.

La CRE examinera le respect par les GRT de ces obligations.

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 peut également, de sa propre initiative ou à la demande de la Commission

européenne, procéder à un nouvel examen de la situation des GRT lorsqu'elle estime que des événements affectant son organisation ou celle de ses actionnaires sont susceptibles de porter significativement atteinte aux obligations d'indépendance mentionnées dans le code de l'énergie.

- **Suivi des activités récurrentes des GRT au regard des exigences de la certification**

Afin que les GRT satisfassent aux exigences de la certification dans la durée, ils ont désormais 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 veillera à ce que ces accords et contrats ne portent pas atteinte à l'indépendance des GRT.

Par ailleurs, les GRT devront publier les trames types des contrats pour les prestations qu'ils fournissent aux utilisateurs du réseau. Les contrats correspondants pourront faire l'objet d'audits de la CRE, pour s'assurer que les modalités de réalisation des prestations sont conformes au code de l'énergie.

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

La CRE et le responsable de conformité veillent également au respect du code de bonne conduite, afin de faciliter l'intégration des principes d'autonomie et d'indépendance au cœur des activités des GRT.

De plus, la 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 alors demander des modifications.

Enfin, le CoRDiS pourra, lorsque le GRT ou une société appartenant à l'EVI ne se conforme pas aux règles d'indépendance, ou lorsque le GRT ne met pas à jour son plan décennal, ou refuse de réaliser un investissement conforme à ce plan, prononcer des sanctions pécuniaires s'élevant jusqu'à 8% du chiffre d'affaires hors taxe du dernier exercice clos, porté à 10% en cas de nouvelle violation de la même obligation. En cas de manquements persistants, la CRE sera en droit, après mise en demeure restée sans effet, de confier les tâches assurées par le GRT à une société tierce répondant aux règles de la séparation patrimoniale, conformément à l'article L. 134-30 du code de l'énergie.

C. SUIVI DU RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié en mai 2012 la 7^{ème} édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, qui porte sur l'année 2011.

En 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). Ces codes portent sur les principes de non-discrimination, d'objectivité, de transparence et de confidentialité 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 rapport publié en mai 2012, la CRE demande aux GRT et 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.

En transport, suite au processus de certification des GRT, la CRE doit désormais veiller au respect des conditions au vu desquelles ces décisions ont été prises - notamment des demandes qu'elle a formulées et des engagements du GRT- garantes de l'indépendance des GRT, ainsi qu'au respect des principes des codes de bonne conduite. La CRE demande notamment que les GRT lui soumettent 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.

Concernant GRTgaz et TIGF, la CRE relève des évolutions positives sur l'année 2011. Les statuts des GRT ont en effet évolué dans le sens d'une plus grande indépendance et les publications en ligne se sont enrichies. Par ailleurs, l'EVI a procédé à un transfert de personnel issu des services support vers GRTgaz et la prestation relative à l'administration et à la paye des cadres dirigeants de GRTgaz par l'EVI a pris fin. De plus, le nombre de salariés en détachement de la part de l'EVI chez TIGF s'est vu réduit et TIGF a nommé un cabinet de commissaires aux comptes ne certifiant ni les comptes d'une partie l'EVI, ni des comptes consolidés. Pour 2012, la CRE demande notamment à GRTgaz de lui soumettre une feuille de route sur l'évolution du programme de séparation des locaux. Elle demande également à TIGF de jouer un rôle plus actif dans la mise en œuvre des évolutions demandées par les acteurs de marché pour permettre un fonctionnement efficace du marché français.

En distribution, la CRE observe que la mise en œuvre des codes de bonne conduite a globalement progressé tandis que la consolidation de l'indépendance des GRD doit se poursuivre voire s'accélérer. Concernant GrDF, Réseau GDS et Régaz, la CRE souligne les progrès réalisés en 2011, notamment en ce qui concerne la sécurisation des locaux, le transfert de la propriété de la marque de distribution au GRD ou encore la suppression des accès des fournisseurs historiques à certains systèmes d'information des GRD. Pour 2012, la CRE demande aux GRD concernés de lui transmettre un plan d'action en vue de supprimer les facteurs de confusion entre les activités du GRD et des fournisseurs et d'établir une convention de communication établissant clairement le périmètre d'intervention. Les GRD devront également séparer à terme les locaux et poursuivre leurs efforts en termes de formation et de sensibilisation du personnel au respect de chacun des codes de bonne conduite.

En outre, la CRE a approuvé la nomination, au sein de chaque GRT, d'un responsable de la conformité chargé notamment, de vérifier l'application par les GRT des engagements figurant dans les codes de bonne conduite. 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 basé sur ces échanges et les audits qu'il aura choisi de conduire au sein de son entreprise. La nomination des responsables de conformité a été approuvée par la CRE dans sa délibération du 7 juillet 2011 pour GRTgaz et du 6 septembre 2011 pour TIGF. Par ailleurs, les GRT ont transmis à la CRE leurs projets de codes de bonne conduite adaptés, afin de prendre en compte les obligations d'indépendance renforcées.

1.2 Les aspects techniques

A. L'EQUILIBRAGE

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 quatre 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.

La CRE a engagé des discussions avec les deux GRT français pour définir une évolution de leurs systèmes d'équilibrage respectif et s'assurer ainsi de leur mise en conformité progressive avec le futur code de réseau européen sur l'équilibrage.

- **Les règles d'équilibrage sur le réseau 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.

Une tolérance journalière est accordée aux expéditeurs livrant des clients finals:

- une tolérance standard, incluse dans le service d'acheminement et fonction du total des capacités de livraison souscrites par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée. Le niveau de tolérance offert par GRTgaz est déterminé par la taille du portefeuille de l'expéditeur et la spécificité de chaque zone d'équilibrage.

TABLEAU 27 : TOLERANCES STANDARDS APPLIQUEES EN POURCENTAGE DES CAPACITES SOUSCRITES (A COMPTER DU 1ER MAI 2011)

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	30%	20%	20%	5%	4.5%
GRTgaz Nord B	30%	20%	5%	5%	5%
GRTgaz Sud	30%	20%	20%	5.5%	5%

Source GRTgaz:

- depuis le 1er juillet 2007, une tolérance optionnelle (payante) souscrite par l'expéditeur, s'ajoutant à la tolérance standard et pouvant atteindre ± 3 % du total des capacités de livraison souscrites par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée. Le prix de cette tolérance optionnelle est de 18,24 €/MWh/j/an.

A compter du 1^{er} mai 2011, les règles de gestion des déséquilibres sont les suivantes :

- Pour chaque expéditeur, chaque jour, est calculé un Déséquilibre de Bilan Journalier par zone, égal à la différence entre la somme des quantités entrées et la somme des quantités sorties par l'expéditeur sur la zone d'équilibrage considérée.
- La part du déséquilibre journalier inférieure au talon des déséquilibres cumulables (exprimée en pourcentage de la tolérance journalière) est cumulée dans un compte d'Ecart de Bilan Cumulé (EBC) et n'est pas facturée à l'expéditeur. A la fin de chaque mois, le Déséquilibre de Bilan Cumulé est reporté sur le mois suivant.

TABLEAU 28 : HISTORIQUE DES NIVEAUX DE TALON DEPUIS LE 1ER JANVIER 2009¹⁶

	Avant le 1er mai 2009	du 1er mai 2009 au 31 octobre 2009	du 1er novembre 2009 au 30 avril 2010	du 1er mai 2010 au 30 septembre 2010	du 1er octobre 2010 au 30 avril 2011	du 1er mai 2011 au 30 septembre 2011	du 1er octobre 2011 au 30 avril 2012
Nord (gaz H)	70 %	55 %	70 %	40 %	70 %	20 %	40 %
Nord (gaz B)	70 %	70 %	70 %	70 %	70 %	35 %	40 %
Sud	70 %	70 %	70 %	55 %	70 %	35 %	40 %

Source : GRTgaz

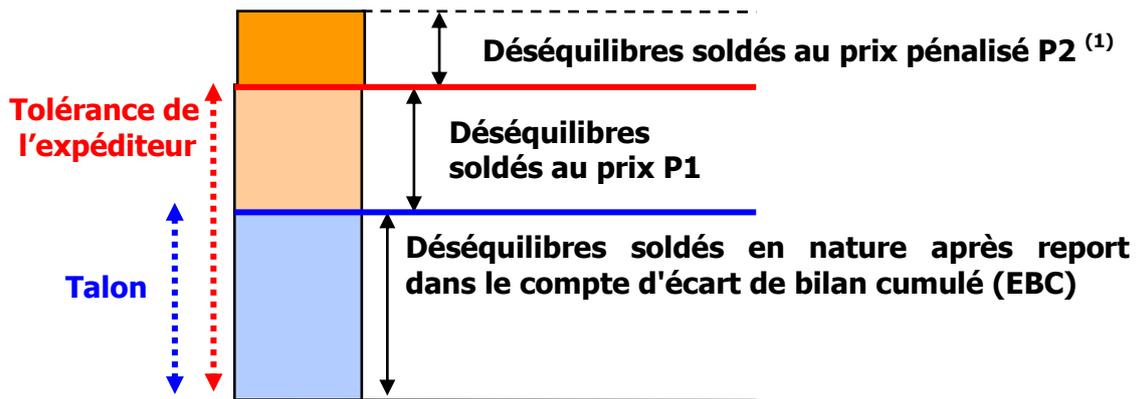
- La part du déséquilibre journalier comprise entre le talon des déséquilibres cumulables et la tolérance (Déséquilibre de Bilan Journalier maximal autorisé) fait l'objet d'un achat/vente entre GRTgaz et l'expéditeur à prix de marché P1. Pour la zone GRTgaz Sud et GRTgaz Nord, le prix P1 correspond, et pour un jour donné, au prix moyen des transactions effectuées par GRTgaz sur la bourse Powernext Gas Spot pondéré par les volumes d'intervention maximaux, dans le cadre de ses achats-ventes de gaz destinés à permettre la couverture des besoins d'équilibrage physique du réseau.

¹⁶ La réduction progressive des niveaux de talon doit inciter les expéditeurs à un respect plus strict de leurs obligations d'équilibrage journalières.

Pour la zone GRTgaz Nord B, le prix P1 est égal au prix P1 appliqué dans la zone GRTgaz Nord H majoré de 0.16€/MWh

- La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance fait l'objet d'une transaction d'achat ou de vente entre GRTgaz et l'expéditeur à un prix pénalisé P2. En cas d'achat de gaz par GRTgaz à l'expéditeur, le prix P2 est égal au prix P1 minoré de 30%. En cas de vente de gaz par GRTgaz à l'expéditeur, le prix P2 est égal au prix P1 majoré de 30%.
- Les dépassements des limites du Déséquilibre de Bilan Cumulé maximal autorisé font l'objet d'un règlement non libératoire à une pénalité P3 valant 20% de P1.

GRAPHIQUE 17 : LES REGLES DE FACTURATION DES DESEQUILIBRES JOURNALIERS SUR LE RESEAU GRTGAZ



Source : CRE

• Les règles d'équilibrage sur le réseau de TIGF

TIGF Transport couvre les besoins d'équilibrage de son réseau en ayant principalement recours au stockage contractualisé avec TIGF Stockage. Cependant, depuis janvier 2012, TIGF intervient également sur le PEG Sud-Ouest 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.

Par ailleurs, 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 3 fois la tolérance journalière.

La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance journalière ou la part du déséquilibre cumulé au-delà de 3 fois la tolérance journalière, font l'objet d'une transaction d'achat ou de vente entre TIGF et l'expéditeur à un prix pénalisé. A compter du 1^{er} avril 2011, le prix du règlement des déséquilibres est calculé comme suit :

- En cas d'achat de gaz par TIGF à l'expéditeur, le prix pénalisé appliqué correspond à 50% du prix de référence PEG Sud Powernext Gas Spot *End Of Day* (EOD) augmenté d'un majorant égal à 0,39€/MWh représentatif du coût de transport du PEG Sud à la zone TIGF.
- En cas de vente de gaz par TIGF à l'expéditeur, le prix pénalisé appliqué correspond à 150% du prix de référence PEG Sud Powernext Gas Spot *End Of Day* (EOD) augmenté du majorant égal à 0,39€/MWh.

Depuis janvier 2012 et en cohérence avec l'évolution des règles d'équilibrage sur son réseau, le prix de règlement des déséquilibres intègre le coût des interventions de TIGF sur le PEG Sud-Ouest.

- **Travaux d'anticipation de la mise en œuvre du code de réseau relatif à l'équilibrage**

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

Au premier semestre 2010, les travaux de la Concertation Gaz¹⁷ ont conduit à la définition des principes du système d'équilibrage cible qui sera mis en place par GRTgaz à l'horizon 2013. La proposition de GRTgaz, approuvée par la CRE dans sa délibération du 30 septembre 2010, prévoit notamment :

- un principe d'équilibrage essentiellement fondé sur le recours au marché ;
- une incitation plus forte des expéditeurs à respecter l'équilibrage journalier par la suppression du talon et des comptes d'écarts cumulés ;
- un renforcement, en qualité comme en quantité, du niveau d'information fourni par GRTgaz aux expéditeurs sur la situation du réseau dans son ensemble et sur celle propre à chaque expéditeur ;
- des interventions de GRTgaz sur Powernext en lien direct avec le niveau de tension physique de son réseau et qui se concentreront davantage sur le marché *within-day*.

Par cette même délibération, la CRE a également demandé aux deux GRT français de poursuivre les travaux dans le cadre de la Concertation Gaz afin que :

- GRTgaz propose une trajectoire permettant la mise en œuvre de l'équilibrage cible à l'horizon 2013 ;
- TIGF présente une étude sur les évolutions du système d'équilibrage sur son réseau nécessaires pour se conformer aux nouvelles dispositions européennes.

Conformément à ces demandes, les deux GRT ont soumis leurs propositions à la CRE en septembre 2011. Après examen de ces propositions et organisation d'une consultation publique, la CRE s'est prononcée sur une feuille de route définissant les principales étapes du processus de transition vers l'équilibrage cible. Dans sa délibération du 1^{er} décembre 2011, la CRE a fait valoir la nécessité d'une convergence vers un système d'équilibrage commun aux deux GRT et a invité TIGF à s'appuyer sur les retours d'expérience et mécanismes déjà en œuvre sur le réseau de GRTgaz.

La CRE a en outre approuvé les propositions des deux GRT relatives à la fourniture des consommations horaires des clients raccordés au réseau de transport et les a invités à définir, d'ici la fin du 1^{er} trimestre 2012, les informations concernant les clients en distribution. Les propositions des GRT relatives à leurs modalités d'intervention sur les marchés ont aussi recueilli l'approbation de la CRE. TIGF devra cependant proposer, d'ici la fin du 1^{er} semestre 2012, une trajectoire vers un mode d'intervention fondé sur le marché infra-journalier afin de satisfaire aux obligations fixées par l'orientation-cadre de l'ACER. De même, il a été demandé à TIGF d'adapter certains paramètres de sa proposition en ce qui concerne les modalités de règlement des déséquilibres, afin d'assurer sa conformité à l'orientation-cadre.

B. LA QUALITE DE SERVICE

Les derniers tarifs de transport et de distribution de gaz naturel ont introduit un cadre de régulation qui incite les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution à maîtriser leurs charges d'exploitation. Pour s'assurer que les gains de productivité réalisés par les gestionnaires de réseaux ne sont pas faits au détriment du niveau de qualité offerte aux utilisateurs des réseaux, la CRE a complété ce dispositif par un suivi d'indicateurs de la qualité de service. Certains de ces indicateurs sont incités financièrement.

¹⁷ 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.

Lors de chaque mise à jour tarifaire, la CRE adapte ce dispositif en fonction des performances passées des opérateurs.

En mai 2012, la CRE a publié le troisième rapport annuel sur la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ErDF. Le suivi de la qualité de service de GrDF et des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel, ainsi que de GRTgaz et de TIGF porte sur la période allant du 1^{er} juillet 2010 au 30 juin 2011.

• **Evolution de la qualité de service des réseaux de transport**

Pour GRTgaz et TIGF, trois indicateurs font l'objet d'une incitation financière :

- La disponibilité du portail internet des GRT ;
- La qualité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- La qualité des mesures provisoires des quantités livrées aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD).

Les tendances constatées en 2011 sont positives :

- La disponibilité du portail des GRT est très satisfaisante sur l'ensemble de la période considérée avec un niveau moyen de l'ordre de 99,8% ;
- Le niveau de qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport est globalement satisfaisant avec un niveau de conformité moyen d'environ 97% sur la période considérée. Cependant, si les résultats de TIGF sont satisfaisants dans leur globalité, ils ont chuté en juin 2011, affaiblissant la performance au premier semestre 2011 ;
- 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 janvier 2010 et juin 2011.

En 2010, les indicateurs de suivi de la qualité de service ont engendré 2380 k€ de bonus pour GRTgaz au titre des bons résultats enregistrés. TIGF a obtenu quant à lui 626 k€ de bonus. Ce second bilan de la qualité de service de GRTgaz et de TIGF a permis de constater une nette amélioration des performances des GRT et a conduit la CRE à proposer une remise à niveau des objectifs fixés par les tarifs entrés en vigueur le 1^{er} avril 2011.

Les objectifs de GRTgaz ont donc été revus à la hausse lors de la mise à jour tarifaire et ont conduit à une diminution du bonus entre le premier semestre 2010 (2 120 k€) et le premier semestre 2011 (997 k€).

Concernant TIGF, le relèvement de certains objectifs, d'une part, et la faible performance de juin 2011 liée à des problèmes de système d'information, d'autre part, ont conduit à une pénalité de 34 k€ pour le premier semestre 2011. Le problème rencontré par TIGF en juin a toutefois été résolu rapidement et n'a pas eu d'effet sur la performance de juillet.

D'autres indicateurs de qualité de service s'appliquent aux deux GRT, sans toutefois faire l'objet d'une incitation financière. Ces indicateurs concernent la qualité des données transmises, la qualité des relations avec les expéditeurs et la performance environnementale. Le suivi de ces indicateurs sur la période 2010 – 2011 montre des résultats satisfaisants pour les deux GRT.

• **Evolution de la qualité de service de GrDF et des ELD**

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ATRD 3), entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2008 pour GrDF et au 1^{er} juillet 2009 pour les ELD, ont introduit un mécanisme de régulation incitative, afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les GRD et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour les domaines clés de l'activité des opérateurs. Certains indicateurs particulièrement importants pour le fonctionnement du marché sont soumis à un système d'incitation financière.

Douze des trente-six indicateurs suivis par GrDF sur la période d'analyse 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 d'excellents niveaux pour ces indicateurs sur la période considérée, générant un total de 1 280 k€ de bonus. L'augmentation du niveau de bonus perçu par rapport aux périodes précédentes traduit une amélioration régulière de la performance de l'opérateur, d'autant plus significative que les objectifs ont été durcis lors des différentes mises à jour tarifaires.

Les ELD suivent entre un (pour les opérateurs au tarif commun) et six indicateurs incités financièrement (pour Régaz). Le montant total de bonus perçu par l'ensemble des ELD sur la période considérée s'élève à 36k€, ce qui représente un montant sensiblement plus élevé que sur la période précédente.

Enfin, la CRE a souhaité mettre l'accent dans son rapport sur la qualité de la facturation des consommateurs finals pour les GRD de gaz naturel, qui est un élément important de la confiance des consommateurs dans l'ouverture des marchés à la concurrence. La CRE dresse un bilan positif sur la période d'analyse et souligne que les bons niveaux constatés sur la période précédente sont confirmés. Un axe d'amélioration subsiste toutefois sur la qualité des données de relève.

C. SURVEILLANCE DES CONDITIONS D'ACCES 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 veille à ce que les offres commerciales des opérateurs soient de nature à garantir un accès transparent et non discriminatoire aux capacités de stockage. Elle effectue chaque année un bilan de l'utilisation des stockages en France et organise à cette occasion des audits des opérateurs de stockage français, avec qui elle entretient par ailleurs des rapports réguliers au long de l'année.

Par ailleurs, le Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIs) dispose d'un pouvoir de règlement des différends similaire à celui qu'il exerce pour les infrastructures régulées.

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

A. LES TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX

- **Procédure de fixation des tarifs**

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers en vigueur en 2011 ont été 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.

Le code de l'Energie, publié le 10 mai 2011 et incluant les mesures de transposition de la directive 2009/73/CE, prévoit désormais 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.

Le cadre légal et réglementaire national définit les principales catégories de coûts qui doivent être prises en compte par la CRE dans l'élaboration des tarifs. Ces coûts comprennent des charges d'exploitation et des charges de capital, qui se composent elles-mêmes d'une part d'amortissement des installations et de la rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par l'opérateur : la Base d'Actifs Régulés (BAR). Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte les prévisions d'investissement fournies par les opérateurs.

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital, à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base du modèle d'évaluation des actifs financiers.

- **Les tarifs d'accès aux réseaux de transport**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, proposés par la CRE le 10 juillet 2008, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008.

Pour GRTgaz, la trajectoire de revenu autorisé a été fixée sur une période de 4 ans, soit jusqu'au 31 mars 2013, avec une régulation incitative à la productivité. La grille tarifaire de GRTgaz est révisée annuellement, en fonction 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 a été fixé pour 2 ans, jusqu'au 31 mars 2011, faute de visibilité suffisante sur l'impact de l'arrêté multi-fluides sur l'évolution des charges de l'opérateur. Dans sa délibération du 28 octobre 2010, la CRE a proposé des nouveaux tarifs d'utilisation du réseau de TIGF conçus pour s'appliquer jusqu'au 31 mars 2013.

Les tarifs d'utilisation du réseau de transport ont 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. Le cadre tarifaire a permis la fusion des zones Ouest, Nord, Est en une seule zone Nord décomposée en deux zones d'équilibrage physique liés respectivement au gaz H et au gaz B.

Les principales dispositions de ces tarifs sont les suivantes :

- pour les deux transporteurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans. Depuis le 1^{er} janvier 2009, le cadre de régulation prévoit un taux de rémunération de la BAR de 7,25% (réel avant impôt). Le système d'incitation à l'investissement a été modifié au 1^{er} janvier 2009 : la prime de 125 points de base est supprimée pour les nouveaux investissements, et une prime additionnelle de 300 points de base est désormais attribuée pour une durée de 10 ans aux investissements de nature à créer des capacités de transport additionnelles sur le réseau principal ou à réduire le nombre de zones d'équilibrage. L'objectif de cette mesure étant de mieux cibler les incitations à l'investissement. Ce système d'incitation est appliqué de façon à ne pas se traduire par une remise en cause des décisions passées relatives aux primes et aux majorations du taux de rémunération.
- pour GRTgaz, la trajectoire du revenu autorisé est définie, hors impact du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), par :
 - la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de GRTgaz prises en compte lors de l'élaboration de la proposition tarifaire par la CRE ;
 - la trajectoire des charges d'exploitation nettes est calculée pour chaque année de la période 2010 à 2012, hors variation significative du prix de l'énergie, à partir du niveau de charges de l'année précédente auquel est appliqué un coefficient correspondant à la somme de l'inflation et d'un facteur égal à + 1,1 %.

La grille tarifaire de GRTgaz évolue au 1^{er} avril de chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacité, de l'inflation et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie

Les gains de productivité éventuels, qui pourraient être réalisés par GRTgaz sur une assiette de charges d'exploitation maîtrisables, constituée des charges nettes de l'opérateur diminuées des charges centrales retenues et des postes de charges et de produits couverts par le mécanisme du CRCP, seront calculés en fin de période tarifaire. GRTgaz conservera 50 % des gains réalisés. Les 50 % restants viendront en diminution des charges à recouvrer dans le prochain tarif. Ce mécanisme permet d'inciter l'opérateur à maîtriser ses charges d'exploitation, tout en faisant bénéficier les utilisateurs d'une partie des gains de productivité réalisés.

- Pour TIGF, le tarif a été initialement fixé pour une période de deux ans, compte tenu de l'incertitude sur ce que seraient les dépenses réelles de l'opérateur avec la mise en œuvre de la nouvelle réglementation sur la sécurité des réseaux, et notamment de l'arrêté « multifluide » du 4 août 2006 portant règlement de sécurité des canalisations de transport de gaz combustibles, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés et de produits chimiques.

Pour la période 2009-2010, le revenu autorisé de TIGF a été défini, hors impact du CRCP, par :

- la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de TIGF pour 2009-2010;
- la trajectoire des charges d'exploitation calculée pour 2009 et 2010, à partir du niveau de charges retenu par la CRE.

Pour la période 2011-2012, le revenu autorisé de GRT a été défini, hors impact du CRCP, par :

- la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de TIGF pour 2011-2012;
- la trajectoire des charges d'exploitation calculée pour 2011 et 2012, à partir du niveau de charges retenu par la CRE. La CRE a procédé à des ajustements sur certains postes mais a pris en compte l'intégralité des demandes de TIGF en ce qui concerne l'évolution des effectifs et les dépenses de sécurité.

Par ailleurs, un mécanisme incitant l'opérateur à maîtriser ses charges d'exploitation a été introduit, sur le modèle du mécanisme s'appliquant à GRTgaz. Les gains de productivité éventuels, qui pourraient être réalisés par TIGF en 2011 et 2012 sur une assiette de charges d'exploitation maîtrisables, constituée des charges nettes de l'opérateur diminuées des postes de charges et de produits d'exploitation couverts par le mécanisme du CRCP, seront calculés en fin

de période tarifaire. TIGF conservera 50 % des gains réalisés. Les 50 % restants viendront en diminution des charges à recouvrer dans le prochain tarif.

• **Les tarifs d'accès au réseau de distribution**

Le cadre de régulation des opérateurs de distribution a été fixé en deux temps. L'ATRD3 est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 pour GrDF, en application de l'arrêté du 2 juin 2008, et le 1^{er} juillet 2009 pour les entreprises locales de distribution (ELD), en application de l'arrêté du 24 juin 2009.

Ces tarifs mettent en place un cadre de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts, que de la qualité de service (cf.p.71 B. La qualité de service). Ils se traduisent notamment par l'introduction :

- d'un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2012 pour GrDF et du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2013 pour les ELD, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels utilisés pour établir ces tarifs ;
- d'une incitation à la maîtrise des coûts : les évolutions de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de chaque année prennent en compte l'inflation, ainsi que les efforts de productivité annuels spécifiques à GrDF et aux 8 ELD disposant d'un tarif propre, et un objectif de productivité identique pour les 14 ELD au tarif commun. L'objectif de productivité sur la grille tarifaire de chaque GRD correspond à un objectif de productivité sur ses charges d'exploitation maîtrisables.
- d'une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Ainsi, le tarif prévoit que la grille tarifaire de l'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 correspond à l'objectif de productivité fixé pour les quatre années de la période tarifaire.

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 pour GrDF entre - 2 % et + 2 %. L'apurement du CRCP pour les ELD n'a eu lieu qu'au 1^{er} juillet 2011.

Concernant GrDF, le facteur X a été fixé à 1,3 % pour les quatre années de la période tarifaire. Dans ces conditions et compte-tenu de la variation annuelle de l'indice IPC (+2,8 % en 2008, +0,06 % en 2009 et +1,45% en 2010) et des apurements du CRCP, la grille tarifaire de GrDF a augmenté de 1,5 % le 1^{er} juillet 2009 et de 0,76% le 1^{er} juillet 2010, et diminué de 1,85 % au 1^{er} juillet 2011.

De même, les tarifs d'utilisation des réseaux des ELD ont évolué au 1^{er} juillet 2011 selon les variations annuelles de l'indice IPC (+1,45% en 2010) et en fonction de leur objectif de productivité respectif.

Le tarif d'utilisation des réseaux 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, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD : la gamme tarifaire applicable est identique pour tous les consommateurs reliés aux réseaux de distribution d'un même GRD dans cette zone.

• **Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers**

Trois terminaux méthaniers 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 la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), détenue par Elengy (69,7% des parts) et Total (30,3%).

Les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers, proposés par la CRE le 24 juillet 2009, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2010 pour Fos Tonkin et Montoir et le 1^{er} avril 2010 pour Fos Cavaou, en application de l'arrêté du 20 octobre 2009. La nouvelle tarification s'applique pour une durée de 3 ans.

Le tarif est individualisé par terminal, afin de prendre en compte la dynamique d'évolution propre à chaque infrastructure (les trajectoires de coûts et les projets d'évolution spécifiques à chaque terminal).

La CRE a modifié le régime d'incitation à l'investissement par rapport à la période tarifaire précédente. La prime de 125 points de base attribuée antérieurement à tous les investissements entrés en service à compter du 1^{er} janvier 2004 est supprimée. Une prime additionnelle, afin de tenir compte des risques spécifiques liés à l'activité du Gaz Naturel Liquéfié (GNL), de 200 points de base vient désormais s'ajouter au taux de base de rémunération des actifs (équivalent à celui appliqué aux actifs de transport soit 7.25%). Une seconde prime additionnelle vient également s'ajouter pour une durée de 10 ans aux nouveaux investissements de nature à créer une augmentation de plus de 20% des capacités de regazéification et si les règles d'allocation des capacités ont été validées par la CRE.

Est également introduit un compte de régulation des charges et des produits (CRCP), qui vient, comme en transport, corriger pour certains postes de charges ou de produits les écarts éventuels entre les prévisions retenues pour définir les tarifs et les réalisations, avec possibilité d'audits de la CRE en cas de dérive.

Les différents services de regazéification prévus dans la proposition tarifaire sont les suivants:

- **Le service d'émission continue** : 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** :
 - 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 nouvelle tarification introduit des flexibilités pour les expéditeurs bénéficiant du service d'émission en bandeau, avec 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.

B. LES TARIFS D'ACCES 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, est négocié 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.

C. LES TARIFS DE RACCORDEMENT AU RESEAU

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.

• Raccordement au réseau de transport

Le contrat de raccordement au réseau 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.

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.

- **Raccordement au réseau de distribution**

Les conditions et barèmes de raccordement sont définis dans les catalogues de prestation des gestionnaires de réseaux de distribution.

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 droit du 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.

1.4 Les échanges transfrontaliers de gaz

A. LES REGLES D'ALLOCATION DE LA CAPACITE DE TRANSPORT

La diversité des durées de souscription de capacités de transport est un outil de flexibilité supplémentaire qui permet de fluidifier l'accès aux capacités. Ces capacités peuvent être fermes ou, le cas échéant, interruptibles. Les règles d'attribution des capacités de transport sont publiées par chaque GRT sur leur site Internet.

Il est possible de réaliser :

- des souscriptions annuelles, avec un préavis long (supérieur à 7 mois)
- des souscriptions annuelles à préavis court (entre un et 7 mois)
- des souscriptions mensuelles ou quotidiennes.

GRTgaz et TIGF utilisent les règles d'allocation suivantes :

- **GRTgaz**

En ce qui concerne les points d'interconnexion de Dunkerque, Taisnières B, Taisnières H, Obergailbach et Oltingue, GRTgaz attribue les demandes de capacités de bandeaux annuels à préavis long selon le principe du premier arrivé, premier servi, jusqu'au dernier jour de M-8, à l'exception de celles qui entraînent la restitution de capacités par un autre expéditeur. Ces règles de commercialisation des capacités réservables à préavis long ainsi que des capacités restituables ont été récemment modifiées, conformément à la délibération de la CRE du 9 février 2012. En effet, des adaptations ont été jugées nécessaires afin d'assurer la transition vers l'entrée en vigueur du code de réseau européen sur l'allocation des capacités qui pourrait intervenir en 2015. A compter de 2012, ces capacités seront proposées lors de ventes par guichet (*Open Subscription Period*) avec une allocation prioritaire des demandes d'une durée supérieure ou égale à cinq ans puis successivement des demandes de quatre, trois ou deux ans.

Les capacités à la liaison Nord vers Sud sont commercialisées à préavis long pour les capacités pluriannuelles, de deux ou trois ans. Dans le sens Sud vers Nord, la vente de capacité ferme sur un bandeau de deux ou trois ans à compter du mois M s'effectue selon une OSP s'ouvrant au 21^{ème} jour civil du mois M-8 et se clôturant le dernier jour civil de M-8. Dans le sens Nord vers Sud, la vente de capacité ferme sur un bandeau de deux ou trois ans à compter du 1^{er} avril de chaque année est organisée selon des tours successifs de commercialisation, chacun des tours proposant au minimum 5GWh/j.

Seulement 80% de la capacité ferme et 80% de la capacité interruptible annuelle peuvent être alloués à préavis long.

Pour les points d'interconnexion de Dunkerque, Taisnières B, Taisnières H, Obergailbach, Oltingue et à la liaison Nord-Sud dans le sens Sud vers Nord, les demandes de capacités de bandeaux annuels à préavis court sont attribuées dans un premier temps (entre le 11^{ème} et le 20^{ème} jour civil du mois M-7) suivant le principe de ventes par guichet (*Open Subscription Periods*). En cas de pénurie, la répartition des droits est ensuite effectuée au prorata des demandes. Dans le cas où, à l'issue de la précédente allocation, la totalité de la capacité ferme et de la capacité restituable a été allouée, GRTgaz ouvre une période d'OSP portant sur des réservations annuelles de capacité interruptible. Les autres demandes arrivant entre le 21^{ème} jour civil du mois M-7 ou le 1^{er} jour du mois M-6 (si OSP pour les demandes de capacité interruptible) et le dernier jour du mois M-2 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi.

A la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud, la vente de capacité ferme sous la forme de bandeau annuel démarrant au 1^{er} avril de chaque année est organisée selon deux phases. La participation à la première phase est limitée aux expéditeurs détenteur d'une autorisation de fourniture lui permettant d'alimenter des clients finaux et aux expéditeurs étant eux-mêmes destinataire de gaz en un point de livraison. Lors de cette première phase, seulement 50% de la capacité ferme et interruptible est commercialisé. Les expéditeurs peuvent choisir l'option « allocation garantie » qui permet une allocation prioritaire par rapport à l'option « allocation classique » mais pour laquelle la demande est limitée à 1,5GWh/j par expéditeurs. La seconde phase est ouverte à tous les expéditeurs et s'effectue selon des tours successifs de commercialisation. Les fenêtres de souscriptions des capacités pluriannuelles, de deux ou trois ans, à préavis long ainsi que des capacités annuelles à préavis court sont publiées par GRTgaz sur son site internet.

Pour tous les points mentionnés plus haut, les demandes de capacités mensuelles sont attribuées entre le 21^{ème} jour civil du mois M-2 et le 15^{ème} jour civil de M-1. GRTgaz ouvre une OSP pour toutes les demandes reçues entre le 21^{ème} jour de M-2 et le dernier jour de M-2. En cas de pénurie, la répartition des droits est effectuée au prorata des demandes. Toutes les demandes reçues entre le 1^{er} et le 15^{ème} jour civil du mois M-1 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi.

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 8 : VENTE DE PRODUITS GROUPES SUR LA PLATEFORME CAPSQUARE

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 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.

La réglementation actuellement en vigueur prévoit que, sur le réseau de GRTgaz, les capacités de transport sont attribuées automatiquement aux points d'interface avec les terminaux méthaniers, en fonction des capacités de regazéification souscrites, et aux points d'interface avec les stockages, à hauteur des capacités de stockage souscrites.

- **Interface GRTgaz Sud/TIGF**

Pour l'allocation des capacités à l'interface entre la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz et la zone TIGF, une procédure de vente par guichet (OSP) permettant une vente coordonnée et conjointe entre TIGF et GRTgaz a été mise en place. Les « règles de souscription et d'allocation à l'interface GRTgaz sud/TIGF à partir du 1^{er} août 2011 » sont décrites dans un document commun aux deux transporteurs.

- **TIGF**

A Larrau, point d'interconnexion France-Espagne, ENAGAS (GRT espagnol) et TIGF ont décidé de coordonner la commercialisation des capacités et ont publié à cet effet un document 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 et prévoient une OSP à moyen terme (qui s'est conclue en novembre 2008 pour la période novembre 2010-mars 2013) et une OSP à court terme qui se déroule chaque année en octobre. Les capacités fermes encore disponibles après ces OSP, ainsi que les capacités interruptibles, sont commercialisées par TIGF selon le principe premier arrivé-premier servi. Les capacités interruptibles sont allouées si l'ensemble des capacités fermes a été souscrit, selon le principe premier arrivé-premier servi.

A Bariatou, les capacités sont commercialisées selon les règles propres à chaque GRT mais ces derniers s'informent mutuellement lorsqu'une demande de souscription leur a été transmise. TIGF organise la commercialisation de ces capacités selon le principe du premier arrivé-premier servi.

A ce stade, la procédure de commercialisation des capacités à préavis long n'a pas encore été modifiée en vue de la transition vers la mise en œuvre du code de réseau européen. En effet, toutes les capacités à préavis long ont été vendues par TIGF lors de la dernière OSP pour Larrau. Le volume concerné par une évolution potentielle serait de 2GWh/j. Le maintien des règles en vigueur a donc été confirmé par la CRE dans sa délibération du 9 février 2012.

Par ailleurs, quels que soient les points d'entrée ou les liaisons, 20% des capacités sont commercialisées avec un préavis court, permettant ainsi de mettre en vente une partie des capacités pour les besoins court terme.

Enfin, comme pour GRTgaz, les capacités au point d'interface stockage font l'objet d'une allocation automatique en fonction des capacités de stockage souscrites par les expéditeurs.

B. LES CONGESTIONS SUR LE RESEAU 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 pour les expéditeurs ne disposant pas d'approvisionnement depuis les terminaux méthaniers de Fos. En effet, l'essentiel des capacités d'accès aux zones Sud (GRTgaz) et Sud-Ouest (TIGF) repose aujourd'hui, à l'exception de l'approvisionnement en GNL à Fos, sur la liaison nord-sud des zones d'équilibrage de GRTgaz. Or la capacité de transport commercialisable est limitée en ce point à 230 GWh/j de capacités fermes et 220 GWh/j de capacités interruptibles.

Depuis la mise en service commerciale à 100% du terminal de Fos Cavaou au 1^{er} novembre 2010, les conditions d'approvisionnement des zones d'équilibrage du sud de la France se sont significativement améliorées et une baisse d'utilisation de la liaison Nord vers Sud entre les zones d'équilibrage de GRTgaz a été constatée

En 2011, la liaison entre les zones GRTgaz Nord et Sud a été moins utilisée pour la troisième année consécutive. Ainsi, le taux d'utilisation de la capacité disponible est en baisse depuis 2009, à 67% en 2011, contre 73% en 2010 et 92% en 2009. Néanmoins, la liaison aura davantage été utilisée sur les trois derniers mois de l'année, avec un taux d'utilisation des capacités fermes de 70% sur le quatrième trimestre en raison d'une baisse des livraisons GNL à Fos.

La dernière campagne de souscription de capacité organisée en août et septembre 2011 pour la capacité annuelle Nord vers Sud à compter du 1^{er} avril 2011 s'est soldée par un invendu de 4,5 GWh/j de capacités fermes (sur 46 GWh/j proposés).

Pour autant, la liquidité au PEG Sud reste inférieure à celle du PEG Nord. En 2011, les réflexions sur les possibilités de fusions des zones d'équilibrage en France se sont donc poursuivies dans le cadre de la Concertation Gaz.

C. LE MECANISME 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, la CRE a approuvé, par délibération du 19 avril 2011, la proposition de GRTgaz d'expérimenter un mécanisme de couplage de marchés entre les zones Nord et Sud de son réseau.

Cette expérimentation, prévue initialement de juillet 2011 à mars 2012 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 en reliant partiellement les carnets d'ordre (i.e. l'ensemble des ordres d'achat et de vente) de ces deux PEG. Elle 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.

Concrètement, 10 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 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 le gaz et la capacité).

Le premier retour d'expérience organisé à l'automne 2011 a montré que le mécanisme mis en place répondait aux objectifs fixés. Les volumes échangés au PEG Sud ont augmenté sensiblement entre juillet et octobre 2011, avec notamment un doublement des volumes entre le deuxième et troisième trimestre 2011. Par ailleurs, les premiers résultats de l'expérimentation laissent apparaître une réduction significative du prix du spread entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, avec un spread *End of Day* Sud/Nord de 5,1c€/MWh entre juillet et octobre 2011 contre 9c€/MWh au premier semestre 2011. Cependant, la réduction des livraisons GNL et la sollicitation plus forte de la liaison Nord/Sud observées fin 2011 ont modifié les conditions de fonctionnement et donc d'efficacité du mécanisme en place.

Afin de permettre la pérennisation du mécanisme de couplage de marché au-delà du 31 mars 2012, un volume de 10 GWh/j de capacité ferme à démarrage du 1er avril 2012 n'a pas été commercialisé afin de pouvoir les affecter à ce mécanisme. Par ailleurs, les capacités invendues à la liaison entre les deux zones de GRTgaz à l'issue du processus de commercialisation classique (4.5GWh/j) sont venues augmenter à compter du 1er avril 2012 la base des 10 GWh/j de capacités déjà réservées.

D. LES MECANISMES DE GESTION DES CONGESTIONS

Différents mécanismes de traitement de ces congestions sont en place.

- **Les capacités 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 R% de la capacité ferme annuelle totale s'engagent à remettre à disposition du marché une fraction R de leur capacité ferme

annuelle ou saisonnière sous la forme de capacités restituables, afin que d'autres expéditeurs puissent en bénéficier. La fraction R de capacité restituable est définie dans le tableau suivant :

TABEAU 29 : FRACTION DE CAPACITE FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE POINT CONCERNE

Point concerné	Dunkerque	Obergailbach	Taisnières H	Taisnières B
R	20 %	20 %	0 %	15 %

Source : CRE

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'*Open Subscription Period* (OSP) et est commercialisée pour des durées de 1 à 4 ans.

• Use It or Lose It (UIOLI) court terme interruptible

Aux points d'entrée hors points d'interface transport terminaux méthaniers (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 03h le jour J. Dans le cas où les capacités demandées dans le cadre de l'UIOLI ne peuvent être complètement servies, les capacités sont allouées au prorata des demandes reçues.

Au cours de l'année 2011, les quantités souscrites grâce au mécanisme d'UIOLI court terme ont représenté 6003 GWh sur le réseau de GRTgaz contre 6294 GWh en 2010.

• 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.

Un expéditeur A peut demander au GRT la mise en œuvre de la procédure UIOLI long terme en un point d'interconnexion réseau si :

- Le GRT n'a pas pu satisfaire au moins une demande ferme et dûment justifiée, pour une capacité saisonnière, annuelle ou pluriannuelle 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.

• **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 Points d'Interconnexion Transport Stockage (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.

Par ailleurs, la plateforme Capsquare met à disposition des offres de capacités secondaires, comme indiqué dans l'encadré « Vente de produits groupés sur la plateforme Capsquare ».

La liquidité du marché secondaire de capacités de transport de gaz reste limitée. En 2011, 22,591TWh ont été échangés en cession de droits d'usage et 75TWh en cession complète sur la plateforme.

E. LES PLANS DECENNAUX DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT

Les gestionnaires de réseaux de transport 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 gestionnaires de réseaux de transport 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 au I de 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 2011 leur plan décennal de développement. Conformément au code de l'énergie, la CRE a mené une consultation publique sur ces deux plans, 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.

Après avoir organisé une consultation publique, la CRE a considéré dans sa délibération du 15 décembre 2011, que les projets présentés par les gestionnaires de réseaux de transport étaient conformes aux besoins du marché, dans la mesure où ils reprenaient l'ensemble des projets de développement des réseaux actuellement envisagés. Par ailleurs, la CRE a jugé que les plans communiqués étaient cohérents avec celui publié par l'ENTSOG, en dépit d'écarts liés aux dates d'élaboration.

Pour les prochains plans décennaux, la CRE a demandé aux deux transporteurs de détailler davantage les projets de développement des infrastructures adjacentes dont ils ont connaissance et

de fournir les budgets d'investissement prévus pour les projets décidés et des prévisions financières pour les investissements décidés. Enfin, TIGF devra transmettre à la CRE un plan triennal d'investissement précisant pour chaque projet les dépenses annuelles prévues, afin de se conformer aux dispositions de l'article L. 431-6 du code de l'énergie.

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

A. MISE EN CONFORMITE PAR RAPPORT AUX DECISIONS 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/EC. 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/EC.

B. MISE EN CONFORMITE PAR RAPPORT AUX OBLIGATIONS COMMUNAUTAIRES

- **Le respect des obligations de transparence des GRT**

Le règlement (CE) n° 715/2009 du 10 novembre 2010 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 gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel (GRT) 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. Une large majorité des contributeurs ont considéré que les évolutions intervenues sur l'accessibilité des informations garantissent un niveau de transparence satisfaisant. Certains acteurs ont toutefois évoqué le caractère perfectible du site de TIGF en la matière. Les contributeurs ont aussi exprimé une satisfaction globale à l'égard du contenu des informations publiées par les deux GRT.

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 sous réserve de la publication d'éléments complémentaires tels que la mise à jour, heure par heure, des prévisions de gaz stocké dans le réseau en fin de journée gazière ou encore la procédure de raccordement détaillée. Cependant, la CRE a considéré que TIGF ne respectait pas les obligations du Règlement en termes d'accessibilité et a demandé à TIGF de se conformer à son engagement de mettre en ligne une nouvelle version de son site internet. Conformément à cette demande, le site internet de TIGF a été rénové fin 2011.

Par ailleurs, il est à noter que la CRE a répondu aux questionnaires relatifs à la transparence diffusés dans le cadre des Initiatives Régionales Nord-Ouest et Sud. A cette occasion, 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 par la suite. Les résultats de ces exercices seront confrontés dans un prochain rapport rédigé par l'ACER.

• 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 1 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 5 ans à partir du 1^{er} octobre 2011 également.

La limitation à 50% des capacités d'entrée à long terme détenues par GDF SUEZ constitue un élément déterminant pour l'ouverture des marchés et le développement de la concurrence en France au bénéfice des consommateurs finals.

1.6 Le règlement des différends

Les attributions du CoRDIS en matière de règlement de différend en font le garant de l'accès aux réseaux et aux infrastructures de gaz dans des conditions non discriminatoires et transparentes. En 2011, le CoRDIS a enregistré deux saisines et a rendu une décision sur les conditions de raccordement au réseau de transport de gaz.

Saisi pour la première fois d'un différend portant sur l'application des contrats relatifs à l'interface entre les opérateurs de transport et de distribution de gaz, et sur les prestations de raccordement au réseau de transport de gaz, le CoRDIS a rendu une importante décision le 29 avril 2011.

En l'espèce, la SICAE (Société Coopérative d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité) de la Somme et du Cambrasis avait remporté les appels d'offres lancés par trois communes de Picardie en vue d'assurer la construction et la gestion de leurs réseaux de distribution de gaz naturel. L'approvisionnement en gaz naturel de ces communes impliquait notamment des travaux de raccordement des réseaux de distribution de la SICAE au réseau de transport de la société GRTgaz. La SICAE contestait notamment les coûts de raccordement facturés par GRTgaz. Elle avait cherché à obtenir des précisions sur les coûts de raccordement, en particulier quant aux frais d'ingénierie, ce que la société GRTgaz lui avait refusé.

Dans sa décision, le CoRDIS a tout d'abord invité la société GRTgaz à établir, en le rendant public dans les meilleurs délais et dans le cadre du dispositif de Concertation Gaz tel qu'institué par la CRE dans sa délibération du 18 septembre 2008, un projet de procédure de raccordement permettant aux utilisateurs potentiels du réseau de transport de disposer de l'ensemble des informations nécessaires à leur raccordement.

De même, concernant la réalisation des raccordements électriques et téléphoniques des postes de livraison qui incombait contractuellement à la SICAE, le CoRDIS a estimé qu'en ne justifiant pas sur la base d'éléments objectifs les raisons pour lesquelles seule l'alimentation électrique des postes de livraison au moyen de lignes fixes dédiées serait acceptable, GRTgaz avait méconnu son obligation de transparence.

Enfin, le CoRDIS a considéré que la société GRTgaz avait manqué à son obligation de transparence, en s'abstenant de communiquer à la SICAE, malgré ses demandes, l'étude de dimensionnement réalisée et en ne définissant pas les conditions objectives qui rendaient nécessaire, en l'espèce, l'installation d'un système de réchauffage du gaz.

Le CoRDIS a ainsi estimé que la confidentialité à laquelle GRTgaz est tenu à l'égard des informations protégées par le secret des affaires ne pouvait justifier, dans un tel cas, le refus de communiquer toute information utile. Une telle pratique reviendrait, en effet, à vider de sa substance son obligation de transparence.

2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

2.1 Le marché de gros

A. 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 alternatifs¹⁸ 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 2011.

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

(Quantités en Gm ³)	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs ⁽²⁾	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)			
<u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>			
Importations	57,63	16,2	28%
dont importations terrestres (frontières belge, allemande et suisse)	38,86	14,03	36%
dont Gaz Naturel Liquéfié (Fos, Montoir)	18,77	2,21	12%
Exportations (frontières belge, allemande et suisse)	7,41	2,72	37%
Production	0,03	-	-
<u>Zone TIGF</u>			
Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport	3,18	0,69	22%
Importations (frontières espagnoles)	0,23	0,23	100%
Exportations (frontières espagnoles)	2,20	0,51	23%
Production	0,54	-	-

Source : Analyse CRE, GRTgaz, TIGF

Les 2 fournisseurs historiques, GDF SUEZ et Total, assurent à eux deux une part importante des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent 80,6 % soit un niveau similaire par rapport à celui de l'année précédente. Le nombre d'expéditeurs ayant importé du gaz est passé de 43 en 2010 à 48 en 2011.

¹⁸ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF SUEZ, Total et les ELD).

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, 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.

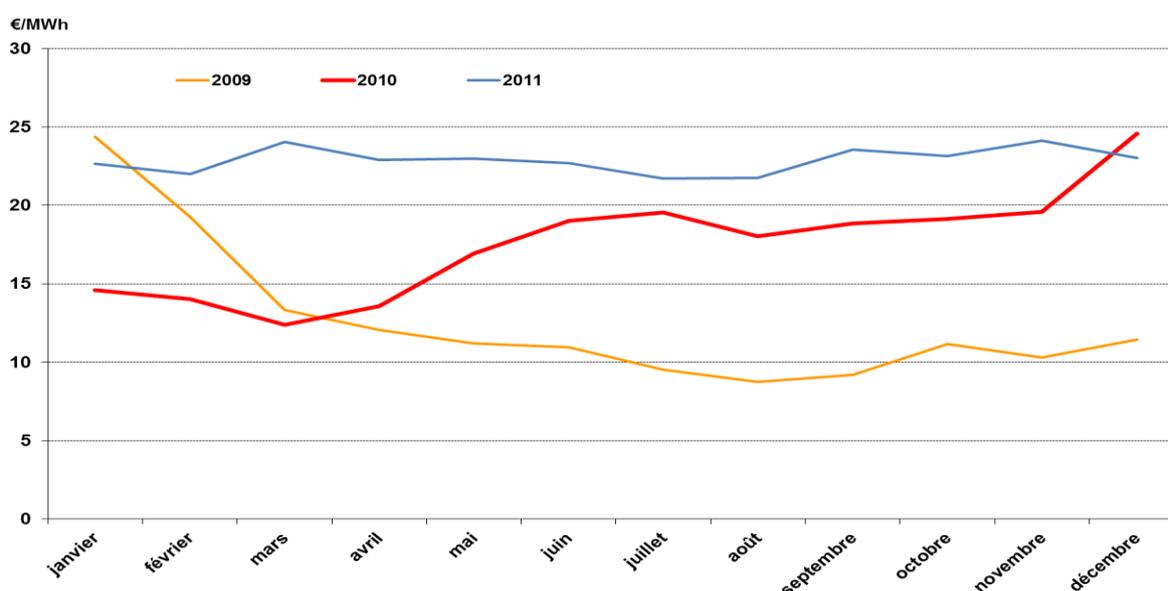
B. EVOLUTION DES PRIX DAY-AHEAD SUR LE MARCHE DE GROS DU GAZ

Les prix du *day-ahead* ont enregistré une hausse de 31% au cours de l'année 2011 et se sont établis en moyenne à 22,89 €/MWh contre 17,52 €/MWh en 2010. Le niveau des prix en début d'année était nettement plus élevé qu'en début 2010 mais il est resté en dessous des valeurs affichées à période identique en 2009. Les prix ont évolué à la baisse en janvier et à la mi-février 2011 sous l'influence de températures anormalement élevées pour la saison. Toutefois, la tendance s'est renversée par la suite avec une hausse des prix amorcée par la vague de froid) et soutenue par la forte progression des prix du brut influencés par les incertitudes géopolitiques en Afrique et au Moyen-Orient.

Les tensions observées sur les prix ont aussi été le reflet des craintes exprimées par les acteurs des marchés sur une potentielle hausse de la demande japonaise sur le GNL et l'augmentation des importations de gaz à destination de l'Allemagne suite à l'annonce de l'arrêt de 7 centrales nucléaires outre-rhin.

Les prix ont été relativement stables sur la période du second trimestre jusqu'en août 2011 au regard des conditions climatiques et d'un bon taux de remplissage des installations de stockage. Ces derniers se sont raffermis en raison d'une baisse des températures, du lancement des injections aux stockages et d'une tension sur les approvisionnements inhérentes à des travaux de maintenances sur certaines infrastructures et point d'entrée du gaz. En fin d'année, la tendance des prix a été baissière compte tenu des douces températures, des approvisionnements confortables, des niveaux de remplissage des installations de stockage élevés et d'une baisse de la demande asiatique sur le GNL en cette période.

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



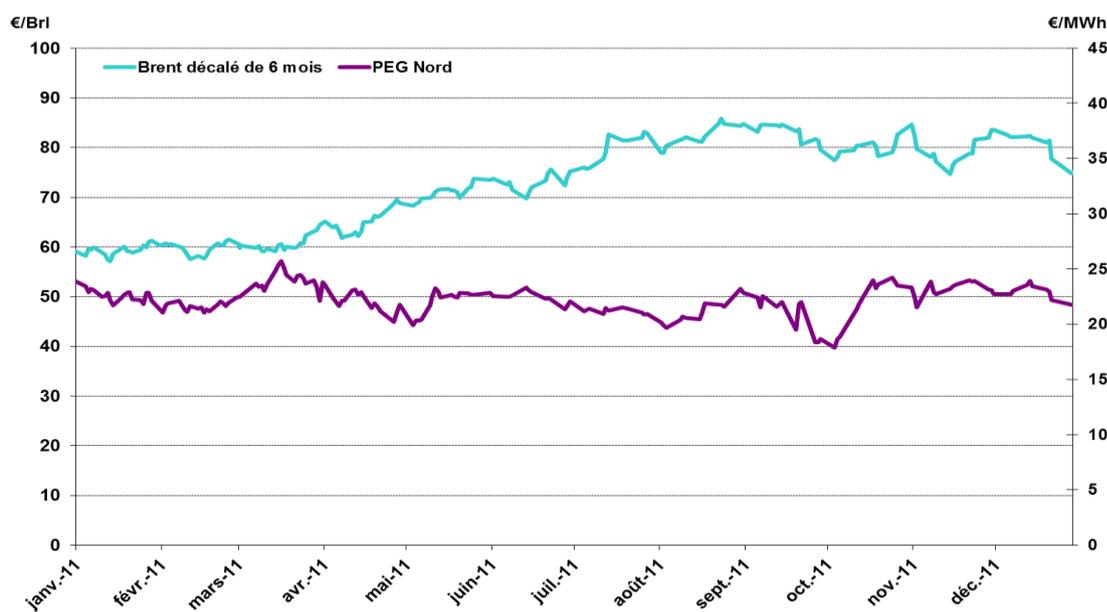
Source : Heren, Powernext

Les prix du *day-ahead* sur le marché de gros du gaz sont restés inférieurs par rapport à ceux du Brent au cours de l'année 2011. L'écart entre les prix du gaz (sur le produit *day-ahead*) et ceux du Brent a

été relativement stable sur le premier trimestre 2011 avant de se réduire fortement en raison de la hausse des prix du gaz suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima en début mars. Le différentiel des prix s'est à nouveau creusé sur le reste de l'année 2011 en raison de la forte progression des prix du pétrole dans un contexte d'incertitudes géopolitiques persistantes en Afrique du Nord et au Moyen-Orient. En effet, une grande partie des pays producteurs se trouvant dans cette zone du monde, la menace d'une baisse de l'offre a impulsé la hausse des prix du brut. Par ailleurs, la parité euro/dollar a également favorisé la hausse des prix sur l'ensemble des matières premières parmi lesquelles le pétrole.

La déconnexion entre les prix sur le marché de gros du gaz et prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole et ses dérivés, amorcée en 2009, est toujours d'actualité sur l'année 2011. Les discussions se sont poursuivies entre les fournisseurs de gaz et leurs producteurs sur les révisions des certaines modalités de leurs contrats de long terme d'importation de gaz (clauses de volumes, augmentation de la part indexation sur des indices de marché, etc..) par des renégociations de prix et autres concessions cédées par certains producteurs.

GRAPHIQUE 19 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD ET COURS DU BRENT (JOURS OUVRES)



Source : Powernext, Bloomberg

C. LES MARCHES ORGANISES

Le marché organisé français du gaz a démarré en novembre 2008 avec le lancement des services Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. Fin 2011, 38 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 32 sur Powernext Gas Futures. Le nombre d'acteur s'élevait à 44 sur Powernext Gas Spot et 36 sur Powernext Gas Futures.

Parmi les volumes de gaz commercialisés en 2011 sur Powernext :

- les volumes traités en *Spot* (intra-journalier, *day ahead* et produits week-end) ont plus que doublé en 2011 en enregistrant 29 165 GWh pour 19 610 transactions en 2011 contre 13 778 GWh pour 10 414 transactions.
- les volumes négociés sur les produits *Futures* ont représenté 54 549 GWh pour 1367 transactions en 2011, soit une progression de 99% par rapport à l'année précédente. Il est à noter que les variations des volumes échangés sur Powernext doivent être nuancées par le fait que la liquidité des échanges sur la bourse ne représente qu'une part de l'ensemble des échanges sur les marchés de gros du gaz.

D. 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 2011, quatre courtiers étaient actifs sur le marché de gros français du gaz et 47 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire des courtiers.

- les volumes traités en spot (intra-journalier, *day ahead*, week-end et autres) ont progressé de 34%, affichant 83,3 TWh fin 2010 contre 66,4 TWh à période identique l'année précédente. Le total des transactions est de 28 000 ;
- sur le marché à terme, les volumes négociés sont passés de 142 TWh en 2010 à 246,5 TWh en 2011, soit une progression de 74% pour un nombre de transactions équivalant à 3 200.

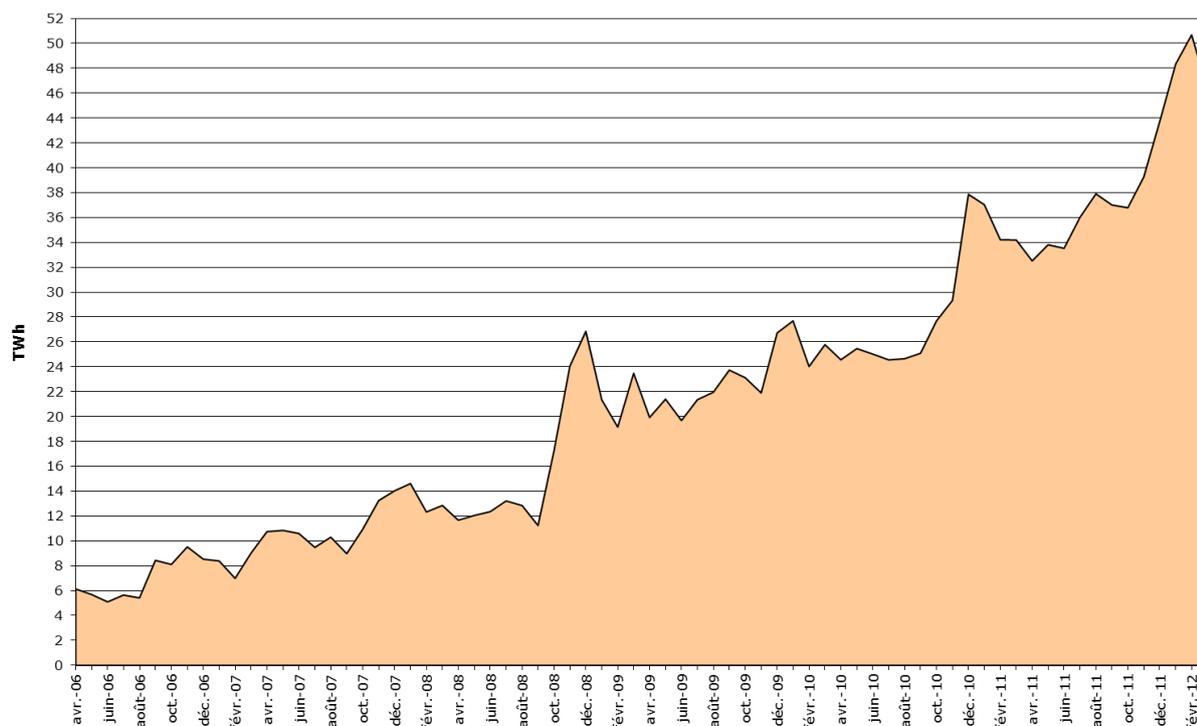
E. LES LIVRAISONS AUX PEGS

Les livraisons résultant de ces transactions sur le marché de gros du gaz se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone tarifaire. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

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

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entres acteurs.

GRAPHIQUE 20 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS



Sources : Analyse CRE, GRTgaz, TIGF

Le volume des livraisons de gaz aux PEG résultant de transactions entre acteurs sur le marché de gros a représenté 467 TWh en 2011 contre 335 TWh en 2010, soit une progression de 39%.

F. ANALYSE CONCURRENTIELLE ET ABUS DE POSITION DOMINANTE

Parallèlement aux activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité, la CRE exerce sa mission de surveillance des marchés de gros du gaz, telle qu'elle lui a été confiée par la loi du 10 février 2000, modifiée par la loi du 7 décembre 2006.

Le rapport de surveillance des marchés de gros du gaz et de l'électricité de la CRE a été publié en novembre 2011. Il met en avant les évolutions récentes des marchés de gros sur l'année 2010 et sur le premier semestre 2011.

Au cours de l'année 2010 les échanges sur les marchés de gros du gaz ont continué à se développer. L'offre de gaz reste importante sur les marchés mondiaux, du fait notamment de la production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis et de l'arrivée de volumes conséquents de GNL.

En raison d'une demande à la hausse, les prix de gros sur les principales places de marché européennes ont été supérieurs aux points bas atteints en 2009 mais sont restés en retrait par rapport aux prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers. Les marchés de gros du gaz ont donc continué à être une source d'approvisionnement attractive et un débouché pour les volumes de gaz excédentaires de certains acteurs.

En conséquence, les volumes livrés aux PEG ont augmenté de 59 TWh en 2010, pour atteindre un niveau de 322 TWh en 2011, soit plus de la moitié des enlèvements physiques effectués sur les réseaux. Cette croissance est observée sur les trois zones françaises mais continue à être plus modeste en zones Sud et Sud-Ouest.

Les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiés ont progressé en 2010 de 65% pour atteindre un total de 246 TWh, tendance suivie également par le nombre de transactions et qui concerne l'ensemble des échéances négociées. Ces tendances se confirment sur les premiers mois de 2011, qui voient une stabilisation du nombre d'expéditeurs, après une forte croissance en 2010.

Les opérations d'un acteur, qui n'est pas un acteur historique du marché français, ont été importantes fin 2010 et début 2011. Celui-ci a fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur les marchés de gros, tant dans une logique d'optimisation de son portefeuille que dans un but d'arbitrage. Au cours des investigations menées par la CRE auprès de cet acteur, aucune manipulation de marché n'a été détectée. La CRE a cependant relevé des points d'amélioration en termes de gestion de risque de marché et de conservation de données selon le standard prévu par le 3^e paquet. L'acteur concerné a informé la CRE qu'il avait renforcé ses procédures de gestion des risques et de conservation de données depuis la période concernée. Par ailleurs, cet épisode a fait l'objet d'échanges avec la place de marché. La CRE rappelle à ce titre l'importance d'une activité de surveillance menée de façon indépendante par les places de marchés.

Les prix de gros du gaz ont augmenté au cours de l'année 2010. Des évolutions moins marquées sont observées sur le premier semestre 2011. Les évolutions des prix en France et en Europe ont été semblables et l'on observe une convergence entre le PEG Nord français, le TTF néerlandais et surtout le NCG allemand. En France, une meilleure convergence des prix spot entre PEG Nord et PEG Sud est observée depuis la mise en service du terminal de Fos Cavaou.

2.2 Le marché de détail

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 2011, 11,4 millions de sites sont éligibles, ce qui représente environ 522 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).

TABLEAU 31 : REPARTITION DE DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2011)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 652 000
Sites non résidentiels	677 000

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

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

	Consommation 2011 en TWh
Sites résidentiels	135
Sites non résidentiels	385

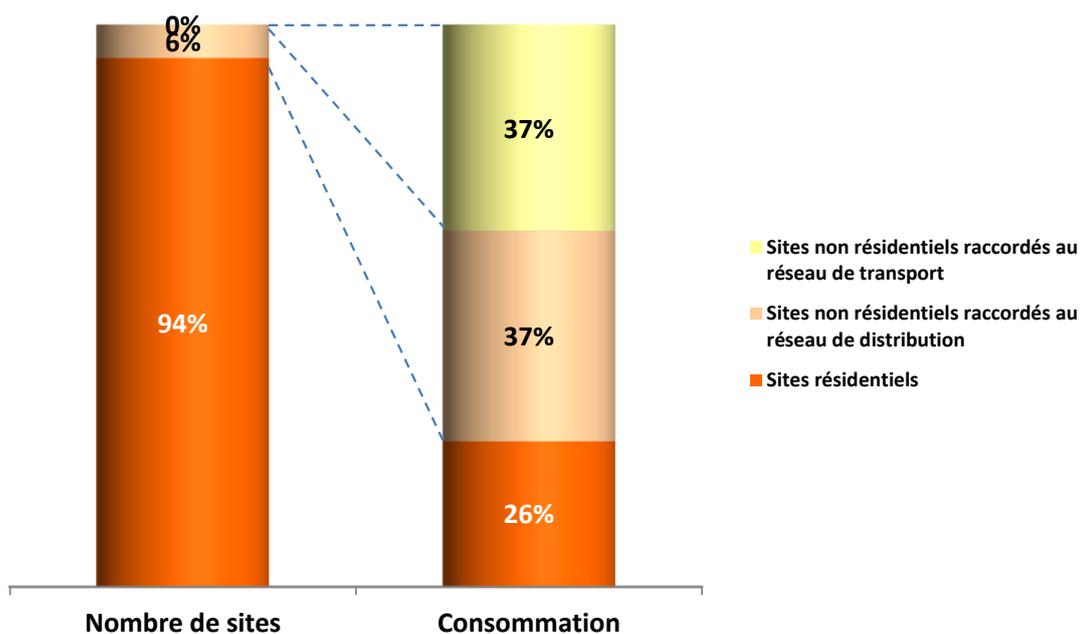
Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

Au cours de l'année 2011, l'ouverture du **marché résidentiel** à la concurrence a repris après une évolution modérée en 2010. Au 31 décembre 2011, les fournisseurs alternatifs disposent d'un portefeuille de 980 000 clients résidentiels sur un total de 10,7 millions. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché. 1 459 000 sites résidentiels sont en offre de marché (dont 67% chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 190 000 sites sur l'année 2011 (+15%) correspondant en moyenne à 16 000 sites supplémentaires par mois en offre de marché.

L'ouverture à la concurrence du **marché non résidentiel** en 2011 a connu une progression constante et relativement faible, similaire à celle de l'année 2010. Au 31 décembre 2011, on compte 138 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 677 000. Le reste du marché est partagé entre les fournisseurs historiques. Par ailleurs, 287 000 sites non résidentiels sont en offre de marché, dont 48% chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 7% en 2011.

Sur le marché du gaz résidentiel, les tarifs réglementés sont toujours prépondérants avec 86% des sites et 86% de la consommation. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 58% du nombre de sites et 26% de la consommation totale. En particulier la majorité des grands sites raccordés au réseau de transport sont en offre de marché.

GRAPHIQUE 21 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2011



Source : données 2011 GRT, GRD – Analyse : CRE

B. LES FOURNISSEURS

Au 31 décembre 2011, 17 fournisseurs (dont 14 alternatifs) possèdent au moins un client en portefeuille¹⁹. 7 fournisseurs (dont 5 alternatifs) proposent des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont très peu existants. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent sur le territoire de GrDF (environ 95% du territoire).

Les quatre pays fournisseurs principaux de la France en gaz naturel sont : la Norvège (44%), les Pays-Bas (17%), l'Algérie (13%) et la Russie (11%).

GRAPHIQUE 22 : LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL



Source : CRE

¹⁹ Fournisseurs déclarés sur le site Energie-info et présents sur au moins 90% du territoire.

Au 31 décembre 2011, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 9,9 % (soit environ 28,7 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport (48 % de la consommation annuelle) que sur le segment des sites résidentiels (9 % de la consommation annuelle).

- **Analyse des parts de marché en termes de nombre de sites**

TABLEAU 33 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
95%	79%	94%	95%

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 34 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
90%	66%	79%	90%

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 35 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
9%	21%	19%	8%

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

- **Analyse des parts de marché en termes de volume de consommation**

TABLEAU 36 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
77%	68%	80%	95%

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 37 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2011)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
70%	52%	74%	91%

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

TABLEAU 38 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2011)

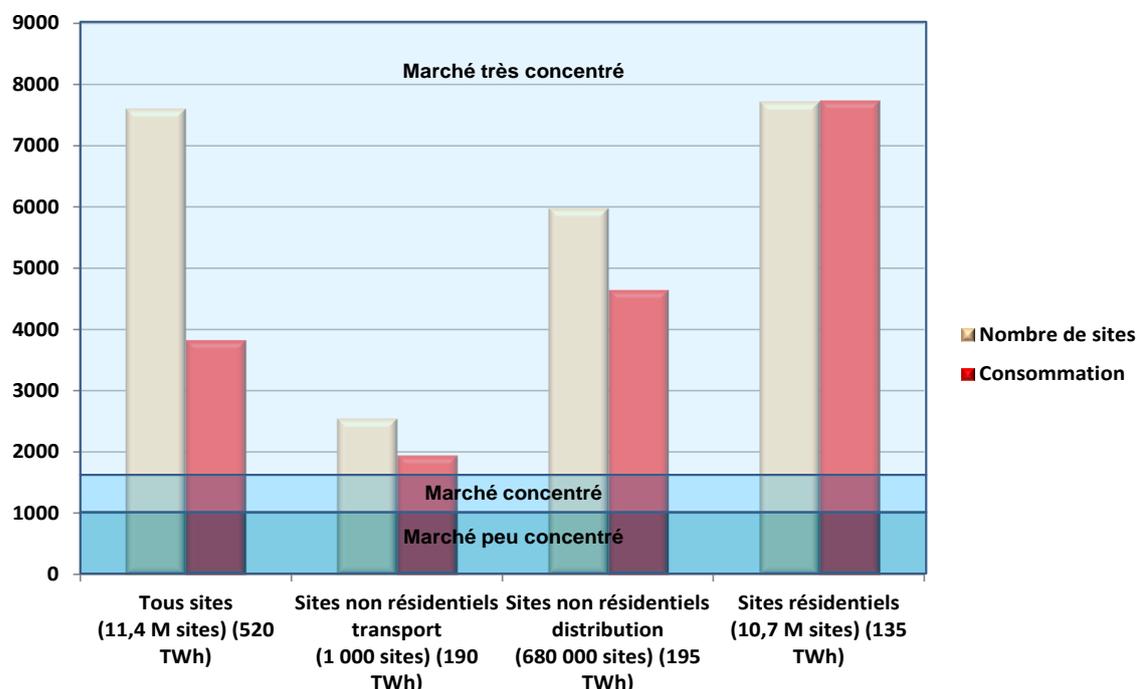
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
17%	35%	18%	8%

Source : Données 2011, GRD, GRT, Analyses CRE

• Indicateur HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²⁰ 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 23 : CONCENTRATION DU MARCHÉ DE DETAIL PAR SEGMENTS (INDICE HHI)



Source : Données 2011, GRD, GRT - analyse CRE

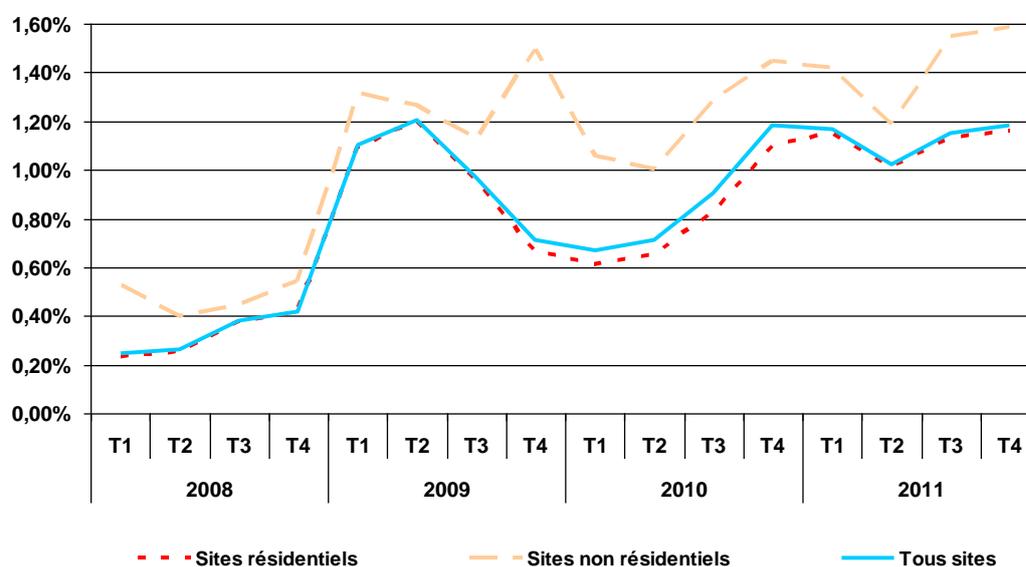
²⁰ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur 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.

- **Analyse des taux de changement 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 24 : TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2011



Source : Données 2011 Analyses CRE

C. LES PRIX DE DETAIL

• Les tarifs

Le tableau suivant présente la composition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2011 :

TABLEAU 39 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2011 (€/MWh)

en €/MWh	Client D3	Client I1	Client I4
Part fourniture ⁽¹⁾	33,2	37,0	33,8
Part transport	2,7	2,2	1,1
Part distribution	12,4	8,3	0
Part stockage	2,7	1,9	0,6
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	51,1	49,3	35,6
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	1,0	0,2	0,02
TICGN ⁽²⁾	0	1,19	1,19
TVA	9,1	9,7	6,9
Facture TTC aux tarifs réglementés	61,2	60,4	43,6

Source : Données 2011, Analyses CRE

(1) obtenue par différence

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

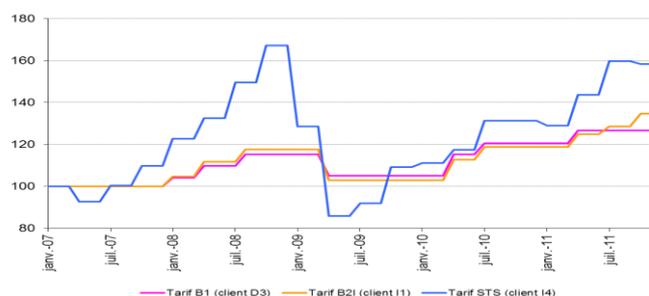
Il convient de faire les remarques suivantes sur les hypothèses de calcul :

- 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 :
 - o Client D3 = ménage ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh (tarif B1)
 - o Client I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 MWh (tarif B2i)
 - o 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)

• Evolution du tarif réglementé de vente

Le graphique ci-dessous présente l'évolution comparée en base 100 en janvier 2007 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez pour un client type D3 au tarif B1, un client type I1 au tarif B2i et un client type I4 au tarif STS (tel que définis précédemment). On constate qu'entre janvier 2007 et décembre 2011, la facture au tarif réglementé d'un client D3 a augmenté de 26,5%, celle d'un client I1 de 34,7% et celle d'un client I4 de 58,3%.

GRAPHIQUE 25 : ÉVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE



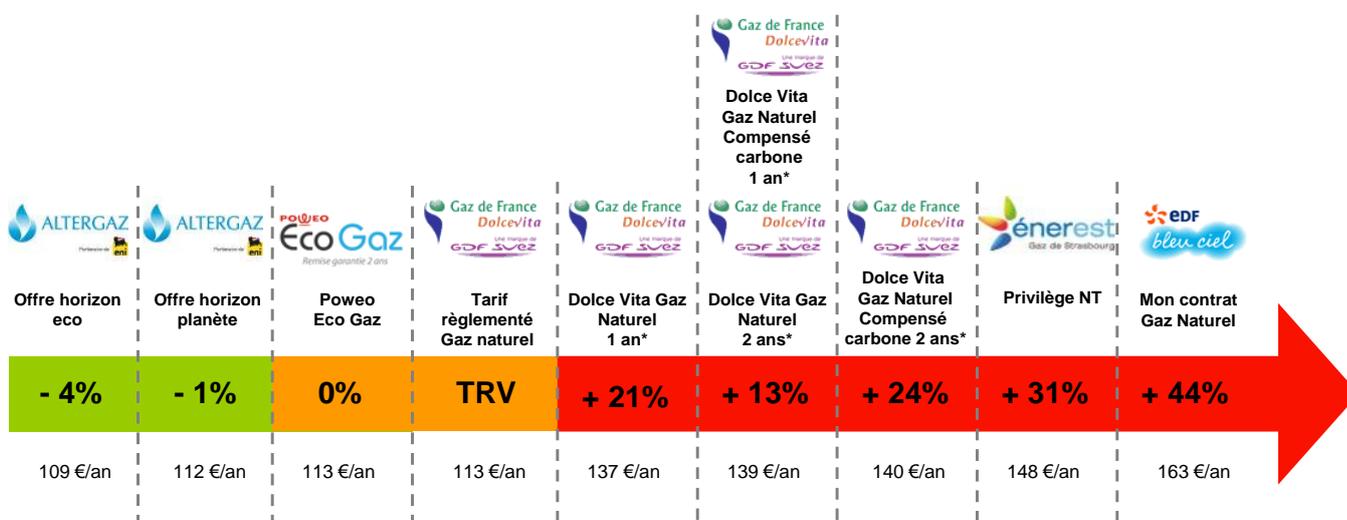
Source : Données 2011, Analyses CRE, Base 100 Janvier 2007

• 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 Altergaz (109€ soit -4% par rapport au tarif réglementé de vente) et la plus chère par EDF (163€ soit +44% par rapport au tarif réglementé de vente).

GRAPHIQUE 26 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2011



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

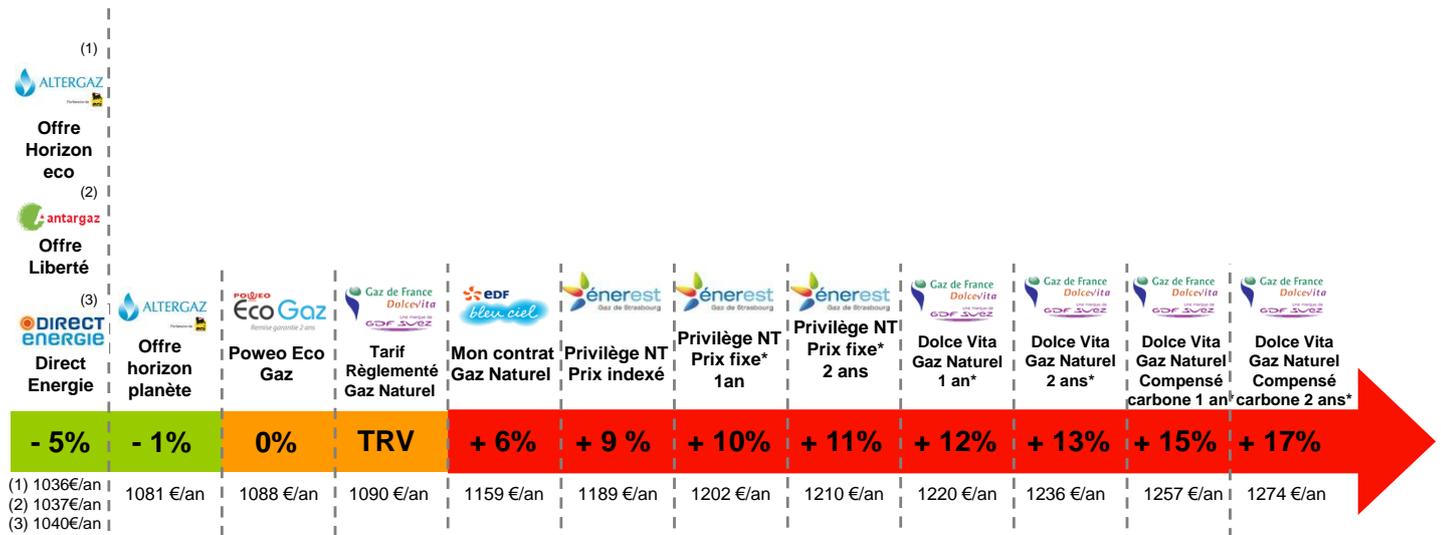
- de consommation annuelle **750 KWh (BASE)**
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	113 €/an

Source: Comparateur d'offres energie-info

GRAPHIQUE 27 : COMPARAISON DES OFFRES POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2011



Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type**:

- de consommation annuelle **17 000 KWh (B1)**
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1090 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

3 La protection des consommateurs

3.1 Le 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.

La mesure h) de l'annexe I des directives de 2009 énonce que les consommateurs doivent pouvoir « *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.111-75 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, l'article L.111-75 du code de l'énergie indique que « *les fournisseurs d'électricité 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.

A. LES RELATIONS CONTRACTUELLES

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

• Les obligations inscrites dans le code de la consommation

L'article 42 de la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 a introduit dans le code de la consommation, une nouvelle section réglementant les contrats de fourniture de gaz naturel.

Ainsi en vertu des dispositions de l'article L.121-87, 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...

Selon les dispositions de l'article L.121-92, 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 de l'article L.332-4 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.

Selon les dispositions de l'article L.121.88, le contrat souscrit par un consommateur avec un fournisseur de gaz naturel est soumis à un certain formalisme. Il doit notamment :

- 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.

• Les nouvelles dispositions introduites par la loi NOME

La loi NOME a modifié plusieurs dispositions de la section XII du code de la consommation. Elles sont entrées en vigueur le 1^{er} mars 2011.

L'article 18 de la loi NOME a complété l'article L.121-87 du code de la consommation en obligeant les fournisseurs à 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.

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, l'article L.121-91 à l'arrêté relatif aux factures oblige désormais le fournisseur à préciser les différents modes de paiement disponibles pour le client, 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 doit prévoir 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 gestionnaires de réseaux lorsqu'elles sont disponibles.

L'arrêté relatif à la facturation a été publié au *Journal officiel de la République française* le 18 mars 2012. Il entre 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. Cet article prévoit que le fournisseur doit communiquer à son consommateur une fois par an le montant hors taxe de l'abonnement annuel facturé, le montant hors taxe de la consommation annuelle facturée, le montant hors taxe 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 30000 kWh de gaz par an, sont également protégés par les dispositions du code de la consommation applicable aux clients domestiques à l'exception des règles relatives au droit de rétractation et au bénéfice des tarifs sociaux.

B. LE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (associations de consommateurs, fournisseurs, distributeurs, transporteurs, DGEC, DGCCRF, MNE) sous l'égide la CRE. Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs, que par les gestionnaires de réseaux et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative.

L'objectif fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide et gratuit.

• Les différentes étapes de la procédure

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

- 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 gestionnaire de réseaux de distribution 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 gestionnaire de réseau 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 gestionnaire de réseau ;
- le gestionnaire de réseau de distribution 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 gestionnaire du réseau de distribution 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.

Dans le cas des clients à relève mensuelle ou journalière, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) imposent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur sauf lorsque l'écart entre index calculé et index réel est supérieur à 500m³.

• **Les motifs de refus**

Le gestionnaire de réseaux de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

- les renseignements fournis sont incohérents ou insuffisants pour traiter la demande (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 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.

• **Les modalités de résiliation et les délais**

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* ».

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.

• **Les coûts liés au changement de fournisseur**

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. »

C. LES QUESTIONS ET LES RECLAMATIONS DES CONSOMMATEURS

Le dispositif Energie-info pour les questions et réclamations des consommateurs est commun aux marchés de l'électricité et du gaz (voir page 51 Les questions et les réclamations des consommateurs).

3.2 Les obligations de service public

A. LA FOURNITURE DE DERNIER RECOURS

Les modalités de mise en application de la fourniture de dernier recours décrites dans l'arrêté du 19 mai 2008 s'appliquent à l'ensemble des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général (clients MIG) liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation (hôpitaux, services d'accueil des enfants de moins de 6 ans...).

L'arrêté décrit les modalités techniques permettant de basculer l'ensemble des clients MIG depuis le portefeuille du fournisseur défaillant vers un nouveau fournisseur (pouvant être un fournisseur de dernier recours ou non), à partir de la date de défaillance constatée par le ministre chargé de l'énergie.

La liste des fournisseurs de dernier recours a été publiée dans l'arrêté du 19 septembre 2008 sur la base des candidatures retenues lors de la procédure d'appel d'offres. Les fournisseurs de dernier recours sont désignés pour une période de 3 ans. Leur désignation a été prolongée par un arrêté du 8 février 2012 jusqu'à la désignation de nouveaux fournisseurs de dernier recours et au plus tard jusqu'au 10 août 2012.

B. LE TRAITEMENT DES CLIENTS VULNERABLES

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises en 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.

• Le service de maintien de l'énergie pour les consommateurs vulnérables

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 1er 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.
- La déduction est établie en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer dès lors qu'il s'agit d'une résidence principale.

A l'instar du TPN, les clients peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80 % sur les interventions pour impayés.

Environ 313 000 clients bénéficiaient du TSS fin 2011 pour 600 000 à 800 000 bénéficiaires potentiels.

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 CRE. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret n°2008-779 du 13 août 2008. Les charges prévisionnelles pour 2012, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 35,8 M€.

- **L'automatisation des procédures d'attribution**

L'attribution de ces tarifs de solidarité nécessite que les ayants droit en fassent la demande en remplissant l'attestation qui leur est envoyée par les fournisseurs ou l'organisme agissant pour leur compte, eux-mêmes informés des ayants droit à la couverture maladie universelle complémentaire par les caisses d'assurance maladie.

Cette procédure ne s'est pas révélée totalement efficace pour que la totalité des ayants droit bénéficie des tarifs spéciaux, en raison notamment de la difficulté rencontrée par certains d'entre eux pour compléter l'attestation.

Le décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a modifié les décrets n°2008-780 et 2008-778 en vue d'augmenter le nombre de consommateurs se voyant accorder le bénéfice du TPN et du TSS. Toutefois, la CRE a fait observer que la procédure reste excessivement complexe, en raison notamment du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir et des nombreux flux d'information qui transitent entre eux.

4 La sécurité d'approvisionnement

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

L'approvisionnement en gaz de la France repose essentiellement sur les importations. Elles ont permis la couverture de 98,5% de la consommation française, qui s'est établie à 478 TWh en 2011.

Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 407TWh. 159TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers.

TABLEAU 40 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2011, EN COMPARAISON AVEC 2010 (EN TWh ET MTEP)

En TWh					
Approvisionnements			Débouchés		
	2011	2010		2011	2010
Déstockage	79,98	134,8	Stockage	101,67	104,3
Production	6,5	8,3	Exportations	67,5	46,3
Importations	566	563,4	Consommations clients finals	478	550,7
En Mtep					
Approvisionnements			Débouchés		
	2011	2010		2011	2010
Déstockage	6,8	11,5	Stockage	8,6	8,8
Production	0,5	0,7	Exportations	5,7	3,9
Importations	48,1	47,9	Consommations clients finals	40,7	46,8

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

4.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées

A. LA DEMANDE DE GAZ NATUREL EN FRANCE

Le gaz naturel représente 15% de la consommation française d'énergie primaire et 22% de la consommation d'énergie finale. Le gaz consommé répond à hauteur de 54% à des usages résidentiel/tertiaire (les trois quarts étant utilisés pour des besoins de chauffage), de 34% aux besoins de l'industrie et de 8% aux besoins de productions électrique.²¹

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

En 2011, la consommation s'établit à 478 TWh, ce qui représente un repli significatif par rapport à l'année précédente (-13%). Cette baisse s'explique par des températures bien plus clémentes et aussi par le ralentissement de l'activité économique.

Dans son plan décennal de développement du réseau pour 2011-2020, GRTgaz considère l'hypothèse d'une croissance de la consommation de gaz de 1,2% par an sur son périmètre. GRTgaz

²¹ CGDD/SOeS, Bilan énergétique de la France pour 2010.

table sur une baisse de la consommation du secteur résidentiel tertiaire de 0,6% 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 pour les années 2010 à 2016 s'appuie sur les projets dont GRTgaz a connaissance et sur une évolution tendancielle au-delà. La consommation liée à la production électrique et aux cogénérations devrait ainsi progresser de 6,8% par an d'après les hypothèses de GRTgaz.

B. LES CAPACITES DE STOCKAGE

La capacité de stockage en France est de 143,6 TWh, représentant près de 30 % de la consommation française de gaz naturel en 2011. La capacité maximale de soutirage des stockages français est de 3118GWh/j. Les sites de stockage jouent un rôle essentiel dans la couverture des variations de la demande et sont un facteur clé de la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.

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

- 113,4 TWh (9,7 Mtep soit 80% 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 ;
- 30,2 TWh (2,6 Mtep soit 20% de la capacité totale) pour TIGF sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (réseau de TIGF).

GRAPHIQUE 28 : SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE



Source : CRE

TABLEAU 41 : CAPACITES DE STOCKAGE, D'INJECTION ET DE SOUTIRAGE EN 2011

	Capacité		Soutirage		Injection	
	TWh	Mtep	GWh/j	ktep/j	GWh/j	ktep/j
Groupement Serene Nord	24,5	2,1	249,4	21,2	230,8	19,6
Groupement Serene Sud	22,5	1,9	280,3	23,8	235,5	20,0
Groupement Sediane Nord	13,6	1,2	323,8	27,5	230,0	19,6
Groupement Sediane Littoral	29,2	2,5	340,7	29,0	254,7	21,7
Groupement Sediane B	13,1	1,1	278,7	23,7	93,6	8,0
Groupement Saline	10,5	0,9	584,4	49,7	105,0	8,9
TIGF*	30,2	2,6	279	27,7	96	8.2

Source : sites de Storengy et de TIGF

* 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 42 : 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
Quantité en stock en TWh	51	136	27,3	136	34	124	32,4	124,8
Quantité en stock en Mtep	4,3	11,6	2,3	11,6	2,9	10,5	2,7	10,6
Gaz en stock/capacité totale*	37%	100%	19,5%	97%	24%	87%	22%	87%

Source : CRE

C. LES TERMINAUX METHANIERIS

• 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 7 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 2011, le taux d'utilisation de Fos Tonkin était de 70%, celui de Montoir de 49% et celui de Fos Cavaou de 66%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit 28% de son approvisionnement en gaz sous forme de gaz liquide (159 TWh en 2011).

- **Le régime d'accès aux terminaux méthaniers**

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.

- **Les terminaux méthaniers 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 milliards de mètres cubes par an.

D'autre part, Shell et Vopak développent 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 2017.

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 permettent d'allouer des capacités pour un projet « Horizon 2035 adapté » 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 3Gm³/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 sera confirmée ultérieurement par Elengy.

Elengy envisage 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.

D. LES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT

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

TABLEAU 43 : CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2011(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
Biriadou	5(hiver)/4(été)	3(hiver)/10(été)

- **Les développements prévus sur le réseau de GRTgaz**

Les investissements décidés

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. GRTgaz et le GRT belge, Fluxys, ont lancé le 13 décembre 2011 la phase engageante de l'appel au marché pour la création de l'interconnexion à Veurne. Les demandes exprimées par les expéditeurs ont été suffisantes pour conduire au développement de 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 à l'étude

Plusieurs projets de développement du réseau de GRTgaz sont aujourd'hui en discussion.

L'interconnexion depuis la France vers le Luxembourg, aujourd'hui d'une faible capacité (0.3 GWh/j), pourrait également faire l'objet d'un renforcement. 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. Conformément aux demandes exprimées par les expéditeurs, le lancement de la phase engageante est prévu pour le second semestre 2012.

Un projet de développement des capacités d'interconnexion avec la Suisse à Oltingue a aussi été initié en 2008-2009. En novembre 2010, l'opérateur de transport suisse ENI GTI a organisé une consultation pour connaître l'intérêt du marché pour la création de capacités depuis la Suisse vers la France. La décision finale d'investissement prise fin 2010 par l'opérateur italien SNAM Rete Gas pour une capacité de sortie à l'interconnexion italo-suisse de Passo Gries d'environ 350GWh/j constitue également une étape importante pour la poursuite du projet. Un appel au marché pour la création des capacités correspondantes en entrée France sera lancé en 2012.

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 Obergaibach est envisagée par GRTgaz à l'horizon 2017. Cependant, les pratiques en termes d'odorisation du gaz entre la France et l'Allemagne interdisent 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 étudie actuellement les différentes solutions envisageables pour permettre l'exportation de gaz non odorisé d'ici 2017.

Le raccordement de la Corse au gazoduc GALSI, dont la mise en service est annoncée pour 2015, est également à l'étude. Ce projet est inscrit dans le Programme Pluriannuel d'Investissement publié au Journal Officiel le 15 décembre 2009.

• Les développements prévus sur le réseau de TIGF

Les investissements décidés

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 seront réalisés en conséquence :

- Le projet Artère du Béarn, qui consiste en la construction d'une canalisation entre Lacq et Lussagnet et dont la mise en service est prévue pour fin 2012 ;
- Le projet GIRLAND, qui consiste en la construction d'une canalisation entre Lussagnet et Captieux, dont la mise en service est prévue pour fin 2013 et d'un 3^{ème} compresseur complétant les installations de Sauveterre de Guyenne à l'horizon 2014.

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 à l'étude

La demande exprimée lors de l'*open season* 2015 a été suffisante pour renforcer le 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. Le projet reste cependant à l'étude pour un développement ultérieur.

• 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.

A la demande des acteurs de marché et en cohérence avec les travaux européens sur le *modèle cible européen*, la CRE souhaite poursuivre dans la voie de la consolidation des PEG en France. En 2011, les réflexions sur la fusion des zones en France se sont donc poursuivies avec les deux transporteurs français dans le cadre de la Concertation Gaz.

La fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz nécessite de lever les congestions physiques existantes au niveau de la liaison nord-sud, dont les capacités sont aujourd'hui limitées à 230GWh/j. Le déclenchement des investissements pour le projet Eridan de doublement de l'artère du Rhône et du projet Arc de Dierrey permettra des renforcements du réseau qui sont nécessaires au projet de fusion.

A la demande de la CRE, GRTgaz a confié en 2011 à un cabinet indépendant une mission d'étude des modalités de la fusion Nord-Sud. Les différents outils à disposition, contractuels ou sur une base d'investissements, ont été analysés et confrontés pour définir une série de solutions envisageables.

Sur la base des études menées ces dernières années concernant la création d'un PEG commun Sud-TIGF (menée en 2009 et 2010 conjointement par GRTgaz et TIGF) et concernant la création d'un PEG GRTgaz unique (second semestre 2011), la CRE a organisé au printemps 2012 des ateliers de travail avec les GRT et les acteurs de marché. L'objectif de ces ateliers est d'engager les discussions sur les différentes options en présence. Ces échanges doivent conduire courant 2012 à une décision de la CRE sur l'évolution du schéma contractuel en France.

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

A. LES OBLIGATIONS DES EXPEDITEURS

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 un 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 gestionnaire de réseau de transport dispose d'une priorité d'utilisation des stockages, via un contrat spécifique de flexibilité et de sécurité qui lui donne accès aux capacités de stockage nécessaires à l'accomplissement de ses missions de service public.

B. 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 Direction Générale de l'Énergie et du Climat (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.

Le décret n°2004-251 du 19 mars 2004 soumet l'ensemble des opérateurs gaziers à des obligations de service public visant à prévenir des situations de rupture d'approvisionnement et notamment :

- les fournisseurs doivent assurer une continuité de fourniture et, à cet effet, sont tenus de présenter une diversification suffisante de leurs approvisionnements en gaz naturel ;
- tout transporteur, tout distributeur ou exploitant de GNL doit assurer à tout instant la sécurité et l'efficacité de son réseau ou de son installation ;
- les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel assurent l'exploitation des stockages d'une manière compatible avec le fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

Face à la survenance d'une crise, les premières mesures sont prises par l'industrie du gaz dans le cadre réglementaire et dans le respect des contrats existants. Ces mesures peuvent être mises en œuvre hors mise en place de la cellule de crise. L'administration doit alors être informée en temps réel de l'évolution de la crise. Si ces mesures se révèlent insuffisantes, de nouvelles mesures sont prises par le Ministère chargé de l'Énergie.

Abréviations

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
AMF	Autorité des marchés financiers	ITO	Independent Transmission Operator (modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de transport indépendant »)
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique	NGC	NetConnect Germany (point d'échange de gaz en Allemagne)
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution	NOME	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management (allocation des capacités d'interconnexion et gestion des congestions)	OTC	Over-the-counter (marché en gré-à-gré)
CASC	Capacity Allocation Service Company (plateforme d'enchères)	PCE	Point de comptage et d'estimation
CEER	Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)	PEG	Point d'échange de gaz
CoRDiS	Comité de règlement des différends et des sanctions	PITD	Points d'Interface Transport Distribution
CRE	Commission de régulation de l'énergie	PITS	Points d'Interconnexion Transport Stockage
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
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat	PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
ELD	Entreprise locale de distribution	REMIT	Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)	TaRTAM	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for gas (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)	TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
EPR	Evolutionary Power Reactor	TPN	Tarif de première nécessité
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas (Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz)	TSS	Tarif spécial de solidarité
ETP	Equivalent temps plein	TTF	Title Transfer Facility (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)
EVI	Entreprise verticalement intégrée	TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
FSL	Fonds de solidarité pour le logement	UFE	Union Française de l'Electricité
GNL	Gaz naturel liquéfié	UIOLI	Use It or Lose It
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution	VAN	Valeur actuelle nette