



Rapport d'activité

1^{er} juillet au 31 décembre 2008

RAPPORT D'ACTIVITÉ

1^{er} juillet au 31 décembre 2008

PARTIE 1

LE FONCTIONNEMENT DE LA CRE ET L'ACTIVITÉ DU CoRDIS 4

PARTIE 2

LA POURSUITE DE LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR
DE L'ÉNERGIE IMPOSE L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES
DE RÉSEAUX ET LE RENFORCEMENT DE LA RÉGULATION 14

PARTIE 3

LE RÉGULATEUR CONTRIBUE À L'INTERCONNEXION
DES RÉSEAUX EUROPÉENS, À LA SÉCURITÉ DE LEUR EXPLOITATION
ET À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT 20

PARTIE 4

LE CADRE DE RÉGULATION DANS LEQUEL S'ÉLABORENT
LES TARIFS EST AU SERVICE DES INVESTISSEMENTS 36

PARTIE 5

LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS CARBONÉES ET LA MAÎTRISE
DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE PASSENT PAR LE RENFORCEMENT
DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES, PAR DES INCITATIONS FINANCIÈRES
ET PAR DES SYSTÈMES DE COMPTAGE ÉVOLUÉS 56

PARTIE 6

LA CRE VEILLE AU BON FONCTIONNEMENT
DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ 62

ANNEXES

1. SYNTHÈSE DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS DE LA CRE	77
2. CALENDRIER DES ÉVÉNEMENTS EUROPÉENS	84
3. CONSEIL DES RÉGULATEURS EUROPÉENS DE L'ÉNERGIE (CEER)	86
4. GLOSSAIRE	88
5. SIGLES	96
6. UNITÉS ET CONVERSIONS	97
7. INDEX DES ENCADRÉS, FIGURES ET TABLEAUX	98
8. TABLE DES MATIÈRES	99

Le message du collège



Philippe de Ladoucette,
Président



Michel Lapeyre,
Vice-président



Maurice Méda,
Vice-président

Le présent rapport d'activité succède à celui qui couvrait la période juillet 2007 – juin 2008. Il concerne le second semestre 2008. Les rapports ultérieurs porteront sur l'année calendaire et ils seront ainsi plus en phase avec l'environnement économique et financier qui structure inévitablement le secteur de l'énergie.

Le précédent rapport d'activité de la CRE s'achevait à un moment où la crise économique et financière n'était pas encore véritablement perceptible. La période dont le présent rapport d'activité rend compte est inscrite dans un monde en crise où s'exprime une demande de régulation accrue.

Si les marchés de l'électricité et du gaz restent dominés par les offres aux tarifs réglementés de vente, l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs résidentiels a néanmoins connu une progression notable en 2008.

Sur le marché de détail résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs a fortement progressé au cours de l'année 2008 :

- en électricité, sur un total de 29,7 millions de sites, 692 000 étaient clients d'un fournisseur alternatif au 31 décembre 2008, contre 31 000 au 31 décembre 2007 ;
- en gaz, sur un total de 10,8 millions de sites, 416 000 étaient clients d'un fournisseur alternatif au 31 décembre 2008, contre 54 000 au 31 décembre 2007.

Cette progression se poursuit à un rythme soutenu au premier trimestre 2009 : le nombre de consommateurs résidentiels ayant souscrit une offre chez un fournisseur alternatif devrait ainsi franchir le seuil du million en électricité et celui du demi-million en gaz.

Sur le marché de détail non résidentiel, l'ouverture à la concurrence s'est stabilisée en électricité, freinée notamment par l'existence du TaRTAM, et s'est poursuivie en gaz.

L'incertitude juridique qui pèse aujourd'hui sur les tarifs réglementés de vente limite la visibilité des opérateurs. La CRE attire l'attention du législateur sur la nécessité, à l'instar de ce qui se pratique dans les autres États membres concernés, de maintenir le principe de réversibilité sur le segment des consommateurs résidentiels tant que coexisteront des offres à prix de marché et des offres aux tarifs réglementés de vente. Le maintien de la réversibilité est nécessaire à la sécurisation du portefeuille clients des fournisseurs alternatifs. Elle doit, en outre, être accompagnée de mesures permettant le développement d'offres concurrentielles.

La CRE a contribué à une plus grande transparence dans l'élaboration des tarifs réglementés de vente de gaz naturel en publiant les éléments variables de la formule de calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Elle a par ailleurs approuvé un projet de décret qui permettrait une amélioration des procédures décisionnelles relatives à l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz. La CRE déplore le retard pris dans la publication de ce décret.

L'accès aux ressources dans des conditions compétitives constitue le principal défi auxquels sont confrontés les fournisseurs alternatifs. En effet, la concentration de la production en électricité et la concentration de l'accès aux ressources, en gaz, s'aggravent. De plus, les marchés de gros français de l'électricité et du gaz demeurent fortement concentrés, peu liquides et insuffisamment transparents. C'est d'ailleurs en raison de ces défauts structurels que le législateur a confié à la CRE la responsabilité de surveiller les marchés de gros. Le premier rapport de surveillance, portant sur l'année 2007, a été rendu public en janvier 2009.

L'année 2008 a été marquée par une activité tarifaire intense, qui a présenté une double caractéristique. D'une part, elle a porté sur la quasi-totalité des réseaux, qui ont désormais, ou vont avoir prochainement, de nouveaux tarifs ; d'autre part, ces nouveaux tarifs bénéficient d'une innovation importante : l'introduction de mécanismes incitatifs encourageant les gestionnaires de réseaux à offrir aux consommateurs le service le plus performant au meilleur prix.



Le présent rapport d'activité expose en détail la méthode financière qui préside à la mise en place du cadre de régulation des réseaux. Les niveaux tarifaires proposés sont fixés dans le but de couvrir notamment l'amortissement et la rémunération des capitaux investis. Le cadre de régulation tarifaire adopté par la CRE est conçu pour éviter les sous-investissements dans le réseau et il garantit aux utilisateurs qu'ils ne paieront que ce qui correspond aux investissements réalisés par les opérateurs. Dans le contexte actuel de crise économique et financière, ce cadre fournit de surcroît aux opérateurs une rémunération des capitaux engagés adaptée à un profil de risque limité. Ces éléments sont particulièrement propices à la prévisibilité des flux financiers. Des garde-fous sont néanmoins indispensables : il serait opportun que le régulateur puisse s'assurer que les décisions de l'actionnaire sont encadrées et n'affectent ni la solidité financière des opérateurs ni leur capacité à mener leurs programmes d'investissement. À cette fin, il serait utile de donner au régulateur la compétence d'approuver le montant global des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité. En complément du rôle essentiel des autorités concédantes et en concertation avec elles, cette compétence aurait un double avantage : elle permettrait de vérifier l'adéquation des investissements aux besoins et de s'assurer que les investissements pris en compte dans les tarifs d'utilisations des réseaux publics d'électricité sont effectivement réalisés.

Afin que la régulation des réseaux exerce son plein effet sur le bon fonctionnement des marchés, il est nécessaire que, conformément à la loi, les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz intègrent la couverture des coûts liés à l'utilisation des réseaux et aux coûts de production ou d'approvisionnement en gaz naturel. Parallèlement, dans la perspective d'une information optimum des consommateurs, il est nécessaire que la facture du consommateur final distingue la part fourniture et la part réseaux.

Conformément au droit communautaire, l'énergie nécessaire à la couverture des pertes en ligne sur les réseaux d'électricité doit être achetée selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. La loi française a fait le choix de confier la responsabilité de l'achat de ces pertes aux gestionnaires de réseaux. Compte tenu de l'importance des volumes en jeu, ces achats constituent un élément déterminant du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Dans le cadre de l'élaboration du TURPE 3, des demandes d'évolution du système actuel ont été exprimées, afin de réduire l'impact sur le tarif des achats liés aux pertes. C'est pourquoi la CRE a mis en place un groupe de travail « Pertes » composé d'experts reconnus, chargé de proposer des évolutions du dispositif de couverture des pertes en vue d'une prise en compte dans le cadre du TURPE 4.

Les nombreuses coupures intervenues lors de l'hiver 2008-2009, à la suite des fortes chutes de neige et des tempêtes, ont révélé le mauvais état des réseaux publics de distribution d'électricité lié à une insuffisance d'investissement pendant la période 1998-2005. Ces coupures ont confirmé l'urgence d'une augmentation significative des investissements. Cette exigence a été prise en compte dans la proposition de TURPE 3 élaborée par la CRE. Toutefois, afin de faire le point sur l'ensemble des besoins de réhabilitation des réseaux de distribution et sur la politique de maintenance, la CRE a jugé nécessaire de mettre en place un groupe de travail « Qualité de la distribution de l'électricité », dont les conclusions seront présentées à l'automne 2009.

Les objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et de lutte contre le réchauffement climatique fixés par le paquet énergie-climat et le « Grenelle de l'environnement », doivent être transcrits dans le signal-prix. En électricité, l'horo-saisonnalisation des tarifs d'utilisation des réseaux, engagée dans le cadre de TURPE 3, y contribue ; elle permet une variation plus forte de ces tarifs selon la période pendant laquelle l'électricité est consommée, et par suite une utilisation plus rationnelle de l'électricité. Dans une même logique, une refonte de la structure des tarifs réglementés de vente serait également nécessaire.

Le développement de systèmes de comptage électrique évolués, engagé à l'initiative de la CRE et mené sous son contrôle par ERDF, devrait constituer également une avancée majeure en matière de maîtrise de la demande d'énergie. Plus généralement, ces systèmes devraient façonner le marché de l'électricité à long terme : non seulement ils actualiseront



Jean-Paul Aghetti



Éric Dyèvre



Hughes Hourdin



Jean-Christophe Le Duigou

ses potentialités d'ouverture à la concurrence en termes de diversité des offres, mais ils seront aussi des outils de modulation de la consommation et des outils de gestion optimale de flux de plus en plus décentralisés. La CRE sera particulièrement attentive à la neutralité de la gestion et de la communication d'ERDF sur ce projet.

L'objectif fixé à la France en matière d'électricité produite à partir de sources renouvelables conduit à un développement important de toutes les filières. Toutefois, ce développement doit être mené dans des conditions économiquement et écologiquement raisonnables. C'est pourquoi, dans son avis du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité éolienne, la CRE s'est prononcée défavorablement sur ce tarif d'achat en raison de son niveau excessif. Il est par ailleurs impératif que l'intégration aux réseaux d'électricité de ces nouvelles sources de production, très souvent décentralisées, soit sûre et fiable. Dans cette perspective, la CRE travaille à l'évolution des règles d'exploitation du système électrique européen afin d'accueillir au mieux ces productions. Au niveau national, elle s'assure que les conditions juridiques, techniques et financières de leur raccordement aux réseaux sont bien réunies.

Les gestionnaires de réseaux sont au cœur du processus d'intégration des marchés, et leur indépendance constitue une des conditions essentielles du bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

L'année 2008 a vu la mise en place effective des gestionnaires de réseaux de distribution filialisés, achevant ainsi tardivement, pour la France, la transposition des directives de 2003 sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz et le mouvement de séparation entre activités en concurrence et activités en monopole régulé que ces directives imposaient. Si le niveau d'indépendance atteint par les gestionnaires de réseaux français d'électricité et de gaz a pu être jugé jusqu'à présent satisfaisant, la CRE constate une dégradation de cette indépendance qu'elle ne peut que dénoncer. Elle rappelle que les restrictions d'indépendance que les groupes intégrés imposent, à des degrés divers, à leurs filiales gestionnaires de réseaux, sur le plan financier ou sur le plan de la communication, sont inacceptables au regard des dispositions communautaires et nationales.

En conséquence, la CRE se réjouit que le troisième paquet sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, enfin adopté, clarifie et approfondisse les conditions d'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Les deux années pendant lesquelles ce troisième paquet a fait l'objet de débats ont parfois semblé dominées par la problématique des modalités de séparation, au sein des groupes verticalement intégrés, entre activités de transport et activités de production et de fourniture. En définitive, la séparation patrimoniale n'est que facultative et les modalités de séparation alternatives s'accompagnent du renforcement très net du contrôle, par les autorités de régulation nationales, du respect des dispositions – comptables, managériales, déontologiques – garantissant l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT). Les gestionnaires de réseaux de distribution sont également concernés par un renforcement du contrôle par les régulateurs.

La crise du gaz russe-ukrainienne, début 2009, a mis en exergue les difficultés causées par le manque d'interconnexions et l'isolement des différents marchés nationaux. Au demeurant, la simple juxtaposition de marchés nationaux, certes libéralisés, n'est pas satisfaisante : tant en gaz qu'en électricité, les interconnections transfrontalières sont indispensables à la construction du marché intérieur de l'énergie. Dès lors, la création, prévue par le troisième paquet énergie, d'une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), constitue un pas supplémentaire vers une intégration accrue : opérationnelle dès 2010, l'ACER contribuera à la résolution des différends transfrontaliers et à l'instauration de nouveaux codes de réseaux harmonisés et juridiquement contraignants pour les GRT.

Les différents textes du troisième paquet énergie confortent en outre le rôle fondamental des autorités de régulation nationales dans le processus de construction du marché intérieur : Celles-ci voient leur indépendance confortée et leurs compétences renforcées, en ce qui concerne la régulation des réseaux, le fonctionnement des marchés mais aussi la protection des consommateurs.



Pascal Lorot



Emmanuel Rodriguez

F



Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

p. 5 > Les compétences et l'organisation de la CRE

p. 11 > L'activité du CoRDiS

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a achevé la transposition des directives du 26 juin 2003, en particulier les mesures relatives à l'ouverture totale à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel, effective depuis le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a étendu les compétences de la CRE.

1. Les compétences et l'organisation de la CRE

1.1. Les compétences

En vertu de l'article 28 de la loi du 10 février 2000, tel qu'il résulte de l'article 5 de la loi du 7 décembre 2006, la CRE « concourt, au bénéfice des consommateurs finaux, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce

que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entraînent pas le développement de la concurrence. Elle 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 s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques » **ENCADRÉ 1** **2**.

ENCADRÉ 1

LES PRINCIPALES COMPÉTENCES DE LA CRE (HORS COMPÉTENCES DU CoRDiS)

- Proposition des tarifs:
 - d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz, et d'accès aux installations de GNL;
 - des prestations annexes des gestionnaires de réseaux d'électricité.
- Proposition du montant des charges:
 - de service public de l'électricité;
 - liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) qui ne concerne que l'électricité;
 - imputables au tarif de première nécessité en électricité et au tarif spécial de solidarité en gaz.
- Approbation:
 - des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz;
 - des règles de dissociation comptable, pour l'électricité et le gaz:
 - > entre les activités de fourniture, de transport et de distribution
 - > entre la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et ceux qui ne l'ont pas exercée
- préalable des règles de présentation des programmes d'appel et d'approvisionnement, et des propositions d'ajustement soumises au gestionnaire du réseau de transport d'électricité;
- des barèmes pour la facturation des raccordements des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité.
- Pouvoir réglementaire supplétif en électricité et en gaz concernant:
 - les conditions de raccordement aux réseaux;
 - les conditions d'utilisation des réseaux.
- Surveillance des marchés de gros et pouvoir d'enquête auprès des opérateurs pour l'accomplissement de ses missions.
- Organisation des appels d'offres décidés par le ministre chargé de l'énergie pour construire de nouveaux moyens de production d'électricité et avis sur les candidats y participant.
- Avis relatifs aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz.

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a étendu au secteur du gaz le pouvoir réglementaire supplétif de la CRE. Elle veille à la mise en place et au respect des règles donnant les moyens aux consommateurs de faire jouer la concurrence et aux nouveaux fournisseurs d'entrer sur le marché.

1.1.1. La CRE veille aux conditions d'accès aux réseaux et aux infrastructures de gaz et d'électricité

La CRE a pour mission de garantir un accès équitable aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz, ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié (GNL). La concurrence ne peut s'exercer que si tous les fournisseurs d'énergie disposent d'un accès à l'ensemble des réseaux, ouvrages et installations de la chaîne d'acheminement de l'énergie jusqu'au consommateur final; cet accès doit être transparent et non discriminatoire.

Dans ce cadre, la CRE propose au gouvernement les tarifs d'utilisation des réseaux et infrastructures, hors stockage.

La CRE veille également au développement des réseaux et à leur bon fonctionnement. Dans le cadre de cette mission, elle approuve les programmes d'investissements des gestionnaires des réseaux de transport, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel. Elle approuve également les principes de séparation juridique et comptable entre les activités de transport, de distribution et de fourniture. Elle publie chaque année un rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel.

1.1.2. La CRE surveille les marchés

La CRE est chargée de la surveillance des transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou non, et de la surveillance des échanges aux frontières.

La surveillance d'un marché consiste à vérifier que la formation des prix relève bien du jeu normal de la concurrence. L'action de la CRE vise à détecter, par l'analyse des prix et des décisions des acteurs, tout comportement paraissant anormal et pouvant révéler une manipulation. En rassurant les intervenants, la surveillance favorise le développement des transactions et renforce la capacité du marché à donner des signaux de prix pertinents. La confiance dans la formation des prix est également déterminante pour les investisseurs.

1.1.3. La CRE participe à la mise en œuvre des dispositions relatives au service public de l'énergie

Il s'agit :

- des obligations d'achat imposées aux fournisseurs historiques dans le cadre du développement de la cogénération et des énergies renouvelables, pour l'électricité;
- du tarif spécial « produit de première nécessité » en électricité et du tarif spécial « de solidarité » en gaz;
- de la péréquation nationale des charges de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

1.2. L'organisation

En vertu de la loi du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, la CRE comprend un collège et un comité de règlement des différends et des

ENCADRÉ 2 LES TYPES DE DÉLIBÉRATION DE LA CRE

→ Les décisions : délibérations notifiées aux parties.

Ces décisions s'imposent à leurs destinataires qui s'exposent à des sanctions en cas de non-respect.

→ Les propositions : délibérations adressées au gouvernement (tarifs d'accès aux réseaux et charges de service public). Elles sont rendues publiques lors de la publication de la décision du gouvernement au journal officiel.

→ Les avis : délibérations adressées au gouvernement sur des projets de textes. Ces avis ne lient pas le gouvernement. Ils sont rendus publics lors de la publication du texte au journal officiel.

→ Les communications : délibérations dans lesquelles la CRE fait connaître sa position sur un sujet relevant de sa compétence.

sanctions (CoRDiS). Elle dispose de services qui sont placés sous l'autorité de son président – ou, pour les missions confiées au CoRDiS, sous l'autorité du président du comité – et dirigés par un directeur général.

1.2.1. Le collège

Depuis la loi du 7 décembre 2006, le collège comprend neuf membres :

- le président, nommé en 2006 par décret du Président de la République. À l'avenir, en vertu de la loi de 2006, la nomination du président sera soumise à l'avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat ;
- deux vice-présidents, désignés par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat ;
- deux membres nommés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat ;
- un membre nommé par le président du Conseil économique, social et environnemental ;
- un membre nommé par décret ;
- deux représentants des consommateurs d'électricité et de gaz naturel, ajoutés par la loi de 2006, nommés par décret début 2007.

Les membres du collège sont nommés pour une durée de six ans. Leur mandat n'est ni révocable ni renouvelable.

En mars et en avril 2008, le collège a été partiellement renouvelé ; il s'agissait du premier renouvellement intervenant après la loi de 2006. Cette loi a prévu que le collège, qui ne comprenait initialement que des membres à temps plein, ne comprendrait, à terme, que trois membres à temps plein (le président et les deux vice-présidents), les six autres membres étant à temps partiel. Pour parvenir progressivement à cette configuration, les deux membres dont le mandat était arrivé à échéance, qui exerçaient leurs fonctions à temps plein, ont été remplacés par deux membres qui exercent leurs fonctions à temps partiel. Ainsi, le collège de la CRE est actuellement composé de cinq membres à temps plein et quatre membres à temps partiel ; ce n'est qu'à l'issue du prochain renouvellement qu'il devrait atteindre son équilibre définitif prévu par la loi.

Conformément à l'article 35 de la loi du 10 février 2000, les membres du collège, comme l'ensemble des membres et agents de la CRE, exercent leurs fonctions en toute indépendance, sans recevoir d'instruction ni du gouvernement, ni d'aucune institution, personne ou organisme. À ce titre, ils sont soumis à des règles d'incompatibilité,

qui sont toutefois différentes pour les membres à temps plein et pour les membres à temps partiel. Les fonctions du président et des deux vice-présidents sont incompatibles avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, avec la qualité de membre du Conseil économique, social et environnemental, avec tout emploi public et avec toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans le secteur de l'énergie. Les fonctions des autres membres du collège sont incompatibles avec tout mandat électif national ou européen et avec toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie.

1.2.2. Le CoRDiS

1.2.2.1. La création du CoRDiS

Le CoRDiS, distinct du collège des commissaires, a été créé par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Sa création résulte d'un amendement proposé par la commission des affaires économiques du Sénat. Reprenant un rapport du sénateur Patrice Gélard, les travaux de cette commission ont fait apparaître que la CRE, en ne dissociant pas les fonctions de réglementation, d'instruction et de mise en œuvre des procédures de sanctions, risquait de contrevir aux exigences de procès équitable de l'article 6 de la Cour européenne des Droits de l'Homme et notamment aux principes d'indépendance et d'impartialité du premier paragraphe. Pour ce faire, deux options ont été étudiées par cette commission sénatoriale : d'une part, l'accroissement du nombre de membres du collège pour que les personnes chargées de délibérer dans le cadre d'une procédure de sanctions ne soient pas en situation de participer à la procédure d'instruction de la plainte ; d'autre part, la création d'un organe chargé du règlement des différends et des sanctions.

La commission des affaires économiques n'ayant pas estimé opportun d'accroître le nombre des membres du collège, il a donc été décidé de proposer un amendement afin de créer au sein de la CRE un organisme spécialisé.

L'article 5 de la loi du 7 décembre 2006 a confié au CoRDiS les attributions conférées à la CRE en matière de règlement de différends et de sanctions (articles 38 et 40 de la loi du 10 février 2000).

1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

1.2.2. La composition du CoRDiS

L'article 5 de la loi du 7 décembre 2006 dispose que le comité comprend quatre membres: « deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État » et « deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le Premier président de la Cour de cassation ». Par décision du Premier président de la Cour de cassation du 18 décembre 2006, Dominique Guirimand et Jacqueline Riffault-Silk, et par décision du vice-président du Conseil d'État du 5 février 2007, Pierre-François Racine et Jean-Claude Hassan, ont été désignés membres du CoRDiS.

Les membres du CoRDiS sont nommés pour une durée de six ans, sauf pour sa constitution initiale où « la durée du mandat de deux de ses membres est fixée, par tirage au sort, à trois ans ». Lors de la séance du CoRDiS du 28 février 2007 ce tirage au sort a attribué à Jacqueline Riffault-Silk ainsi qu'à Jean-Claude Hassan un mandat d'une durée de trois ans. Par le décret du 15 février 2007, Pierre-François Racine a été nommé président du CoRDiS.

1.2.3. Les services

Voir l'organigramme des services de la CRE en page de droite.

1.3. L'activité en chiffres

Entre le 1^{er} juin 2008 et le 31 décembre 2008, le collège de la CRE a tenu 137 séances donnant lieu à 105 délibérations **TABLEAU 1**.

Les délibérations de la CRE sont rendues publiques sur son site Internet à l'exception de celles qui comportent des secrets protégés par la loi.

1.4. Les moyens budgétaires

Les moyens financiers de la commission sont inscrits au budget de l'État. Ils figurent dans la mission « Économie », au sein du programme « Développement des entreprises et de l'emploi » dont elle constitue l'action « Régulation et contrôle des marchés de l'énergie ».

Les budgets accordés à la CRE depuis 2006 par les lois de finances successives se sont révélés insuffisants pour faire face à la fois aux enjeux de l'ouverture complète des marchés et à l'extension des missions supplémentaires prévues par la loi du 7 décembre 2006. Cela s'est traduit, au cours de ces exercices, par un besoin supplémentaire de crédits de fonctionnement qui n'a pu être comblé conjoncturellement, en cours de gestion, que grâce à des mesures palliatives au sein du programme budgétaire, tandis que restaient insatisfaits les besoins en emplois générés par l'émergence de nouvelles missions.

En 2009, le budget de la CRE accordé en loi de finances initiale (hors toute mesure de régulation budgétaire) est de 19,9 M€, réparti en une dotation de crédits de personnel de 11,8 M€ pour un plafond de 131 emplois, inchangé par rapport à 2008, et une dotation de crédits de fonctionnement d'un montant de 8,1 M€ identique également à celle de 2008.

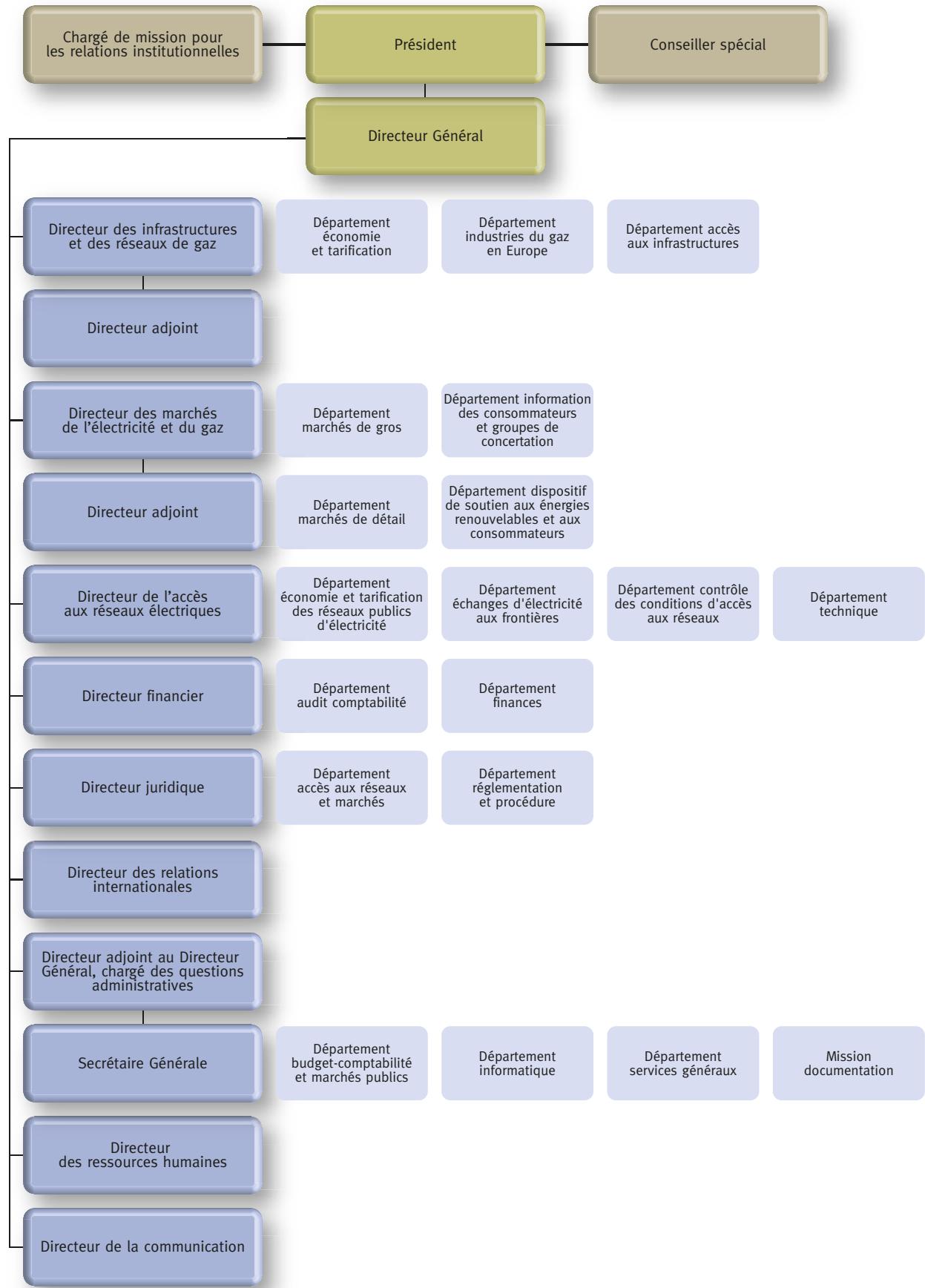
TABLEAU 1
L'ACTIVITÉ DE LA CRE EN CHIFFRES
DU 1^{ER} JUIN 2008 AU 31 DÉCEMBRE 2008

	Gaz	Électricité	Gaz et Électricité	Total
Auditions	88	155	-	243
Avis	75	7	-	82
Communications	1	-	-	1
Consultations publiques	3	4	-	7
Décisions	9	7	1	17
Observations au Conseil de la concurrence	-	1	-	1
Propositions	2	4	-	6
Règlements de différends	1	2	-	3

Source : CRE



ORGANIGRAMME DES SERVICES DE LA CRE AU 31/12/2008
 (voir organigramme modifié au 8 avril 2009 p. 104)





1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

Ces moyens, en termes de crédits de fonctionnement et d'emplois, s'avèrent insuffisants au moment même où les activités induites par l'extension des missions de la CRE depuis 2006, sont appelées à croître à nouveau dans le contexte du nouveau paquet législatif communautaire qui sera adopté en 2009.

Le déficit structurel du budget de fonctionnement de la CRE ne peut continuer à être réglé, ainsi que l'a relevé un rapport de contrôle de la Cour des Comptes de 2008, par des mesures ponctuelles par nature aléatoires.

La stabilisation d'un budget structurellement équilibré s'avère donc indispensable, pour lui permettre d'accomplir ses missions et faire face aux conséquences de leur élargissement sur les budgets 2010 et ultérieurs.

Les projets de directives prévoient en effet le renforcement des compétences des régulateurs nationaux de l'énergie visant à accroître la surveillance des gestionnaires de réseaux, la surveillance de l'ouverture des marchés et la promotion d'une concurrence effective en coopération avec les autorités de

concurrence, et à garantir le plein effet de la protection du consommateur.

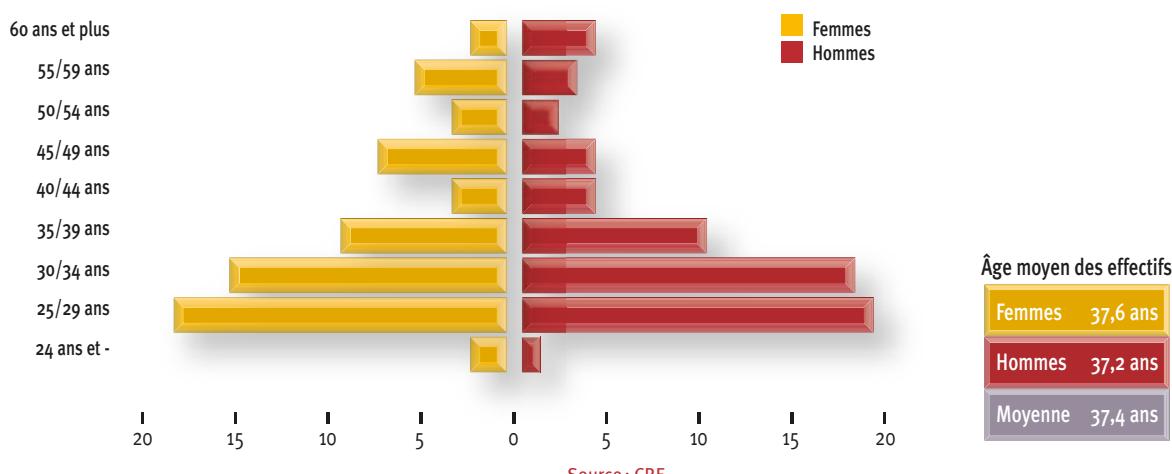
Un projet de règlement communautaire prévoit également la création de l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) qui s'appuiera sur les moyens d'expertise des régulateurs nationaux.

Les nouvelles dispositions communautaires prévoient également de renforcer l'indépendance des régulateurs nationaux, condition fondamentale de la confiance des marchés. À cet effet, le règlement propose que « les autorités de régulation soient dotées de la personnalité juridique, bénéficiant de l'autonomie budgétaire et disposent de ressources humaines et financières appropriées et d'une gestion indépendante ».

1.5. Les personnels

Les effectifs des services de la CRE en équivalents temps plein sont passés de 117 agents fin 2006 à 120 fin 2007 et atteignent 129 collaborateurs au 31 décembre 2008. Ils incluent quatre stagiaires recrutés sous contrat de courte durée.

FIGURE 1
PYRAMIDE DES ÂGES ET ÂGE MOYEN DES EFFECTIFS





En 2008, 84 % des effectifs sont des cadres. La répartition entre les femmes et les hommes atteint la quasi-parité (64 femmes / 65 hommes). L'âge moyen est de 37,4 ans. L'ancienneté moyenne est de 2,7 ans **FIGURE 1.**

Les personnels sont composés à 86 % d'agents contractuels, dont plus d'un tiers provient d'entreprises du secteur de l'énergie, et à 14 % de fonctionnaires.

La diversité des origines professionnelles des personnels (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs...), leur niveau de technicité et la richesse de leur expérience doivent être soulignés. Les missions dévolues à la CRE impliquent le recours à un niveau élevé d'expertise, dans le domaine de l'énergie, mais aussi de l'audit financier et juridique. Le personnel correspondant est donc recruté avec un très haut niveau de formation et possède généralement une bonne expérience acquise (actuellement, seuls 21 collaborateurs sont à la CRE sur un premier emploi). Le vivier majoritairement sollicité est celui des grandes écoles d'ingénieurs, des grandes écoles de commerce ou des cabinets d'audits.

Près de 80 % des personnels sont directement affectés aux fonctions de régulation et exercent des métiers en rapport avec l'activité propre de la CRE (ingénieurs, économistes, technico-économistes, financiers, juristes), tandis que les fonctions support (administration, comptabilité, informatique...) mobilisent seulement 20 % des agents. En 2008, une direction des ressources humaines a été créée.

Une politique de formation permanente dynamique permet de s'assurer de l'adaptation continue des compétences à l'exercice de la régulation, d'accroître l'efficacité personnelle (informatique, langues étrangères) et de soutenir des projets professionnels, y compris diplômant, en rapport avec les activités de la CRE. En 2008, 60 % des effectifs de la CRE ont bénéficié d'une ou plusieurs formations.

La politique de rémunération de la CRE repose sur la reconnaissance des compétences professionnelles (niveau de formation et expérience acquise), sur la prise en compte du niveau des responsabilités exercées ainsi que sur les efforts déployés par chacun pour atteindre les objectifs qui lui sont fixés. Les rémunéra-

tions moyennes annuelles brutes, primes incluses, s'établissaient comme suit en 2008 : 34 800 € pour les non-cadres et agents administratifs, 46 000 € pour les chargés de mission, 66 300 € pour les chefs de département et 117 600 € pour les cadres dirigeants.

2. L'activité du CoRDiS

Au cours de la deuxième moitié de l'année 2008, le CoRDiS a été saisi de trois affaires mais seule une d'entre elles a donné lieu à une décision sur le fond. Les deux autres ont donné lieu au désistement des parties, la saisine du comité ayant sans doute contribué à faire émerger des solutions transactionnelles.

Les litiges soumis au CoRDiS concernaient les conditions de transfert des capacités de stockage et du gaz qu'elles contiennent lors d'un changement de fournisseur (CRE, CoRDiS, décision de désistement du 5/09/2008, Société ALTERGAZ), le financement des travaux de raccordement d'un immeuble d'habitation (CRE, CoRDiS, décision de désistement du 14/11/2008, M. et Mme Neret), l'exécution du contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité (CRE, CoRDiS, 15/12/2008, Société CONDAT).

2.1. Recevabilité

La décision du CoRDiS du 15 décembre 2008, opposant la société CONDAT à la société RTE, a permis de préciser les conditions de saisine du comité.

Dans cette affaire, la société RTE soutenait que la procédure préalable prévue à l'article 12.6 des conditions générales du contrat d'accès au réseau public de transport (CART) n'ayant pas été respectée par la société CONDAT, la demande de cette dernière était irrecevable.

Le CoRDiS a estimé que, premièrement, la société CONDAT ayant adressé à la société RTE, le 3 juillet 2008, un courrier précisant l'objet de sa réclamation et proposant la tenue d'une réunion amiable préalable tel que cela était prévu dans le contrat CART et que, deuxièmement, aucun accord n'étant intervenu dans les 30 jours suivant cette notification, la saisine du CoRDiS par la-dite société le 16 septembre 2008 était recevable.



1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

2.2. Questions de fond

L'article 38 de la loi du 10 février 2000 dispose que le CoRDiS est compétent pour régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends liés à l'accès aux réseaux, ouvrages, installations ou à leur utilisation. Il en résulte que deux critères cumulatifs de compétence doivent être réunis pour le règlement d'un différend par le CoRDiS.

Tout d'abord, un critère organique tenant à la qualité des parties : le litige doit opposer un gestionnaire de réseau à un utilisateur de ce réseau. Ensuite, un critère matériel tenant à l'objet du litige : celui-ci doit être lié à l'accès ou à l'utilisation du réseau ou des installations.

2.2.1. Droit d'accès des tiers aux stockages de gaz naturel

Le 7 juillet 2008, la société Altergaz a saisi le CoRDiS d'une demande de règlement de différend relative aux conditions de transfert des capacités de stockage et du gaz stocké dans celles-ci au profit d'un nouveau fournisseur lors d'un changement de fournisseur.

Les parties s'étant désistées, on se bornera à signaler l'existence de difficultés en matière d'accès aux stockages, qui impliquent un transfert de capacité lorsqu'un client final change de fournisseur. La première difficulté était de savoir quelle devait être la date du transfert des capacités de stockage entre l'ancien et le nouveau fournisseur en cas de changement de fournisseur. À ce jour, la réglementation prévoit deux allocations chaque année, l'une au 1^{er} avril, l'autre au 1^{er} novembre⁽¹⁾. Estimant insuffisant le nombre d'allocations, la société Altergaz en contestait la légalité et demandait au CoRDiS d'en écarter l'application.

Si le comité n'a pas eu la possibilité de répondre à cette interrogation, il n'en demeure pas moins que la question est régulièrement posée, en opportunité et pour la fluidité du marché du gaz, de savoir si un régime d'allocation de capacités de stockage deux fois par an est adapté à un marché concurrentiel.

La seconde question posée par cette affaire était celle de la cession du gaz contenu dans la capacité de stockage. Cette question se subdivisait en deux sous-questions : les principes à retenir pour le calcul du prix de cession et, accessoirement, le rôle du gestionnaire des installations de stockage dans le transfert.

Les réflexions actuellement menées au sein d'un groupe de travail piloté par le ministère et dans lequel la CRE est représentée, devraient aboutir à la rédaction d'une annexe pour le contrat de TIGF dite « Modalités de cession de gaz en stock ». Cette annexe établira les principes de transfert des capacités en indiquant les modalités de calcul du prix, en fixant les périodes de transfert et en précisant le rôle de l'opérateur.

La CRE estime que, dans l'état actuel du marché du gaz, et tant que les contraintes techniques des réseaux ne permettent pas une allocation plus fréquente des capacités, le transfert des capacités de stockage ne peut être dissocié de celui du gaz qui y est contenu. Les opérateurs de stockage doivent donc garantir à tous les utilisateurs le transfert du gaz stocké en toute transparence et de manière non discriminatoire, à un prix reflétant le coût de constitution du stock.

Par ailleurs, l'annexe du contrat de stockage sur le « Règlement d'allocation des capacités du stockage » est en cours d'élaboration par TIGF en concertation avec les fournisseurs et sera validée par le ministre.

À ce jour, l'annexe sur le « Règlement d'allocation des capacités du stockage » prévoit que, lorsqu'un client change de fournisseur de gaz, les droits de stockage correspondant à ce client sont attribués au nouveau fournisseur en les déduisant des capacités restituables de l'ensemble des utilisateurs du stockage de TIGF.

La question qui se pose est de savoir si ces droits doivent être déduits des droits du stockage détenus par l'ancien fournisseur ou s'ils doivent être déduits des capacités restituables détenues par l'ensemble des utilisateurs de l'infrastructure.

(1) Décret n° 2006-1034, relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel, arrêté du 7 février 2007 modifié, relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage et règlement d'allocation des capacités, approuvé par le ministre chargé de l'énergie le 12 mars 2007.



À ce sujet, la CRE préconise que, lors d'un changement de fournisseur de gaz, les droits de stockage associés au client doivent être déduits des droits détenus par l'ancien fournisseur.

2.2.2. Obligation de moyen renforcée de RTE en matière de creux de tension

La société CONDAT, qui est directement raccordée au réseau de transport d'électricité, est spécialisée dans la fabrication de papier couché sans bois. Son procédé industriel est très sensible à la qualité d'alimentation électrique, en particulier aux creux de tension. Estimant que RTE ne lui fournit pas une électricité de qualité suffisante, la société CONDAT a saisi le CoRDiS le 16 septembre 2008.

Cette décision a permis tout d'abord au CoRDiS de préciser la notion d'accès efficace au réseau. RTE soutenait que la saisine était devenue sans objet dès lors que la société CONDAT pouvait procéder, en cas de risque de perturbation profonde de tension sur le réseau public de transport, à l'ilotage de ses installations avec celle d'une centrale de cogénération située à proximité.

Le CoRDiS a considéré que de telles circonstances n'impliquent pas que la société CONDAT ait renoncé comme tout utilisateur des réseaux publics d'électricité au bénéfice d'un accès au réseau, notamment en dehors des heures d'ilotage.

Cette décision a ensuite été l'occasion pour le CoRDiS d'affirmer que RTE est soumis à une obligation de moyen renforcée et doit, à ce titre, effectuer toutes les diligences requises pour rechercher les solutions permettant d'assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière de l'ensemble des utilisateurs du réseau placés dans des situations identiques, cette obligation se justifiant d'autant plus que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité se trouve en situation de monopole vis-à-vis des utilisateurs de ce réseau public.

Constatant que le niveau de qualité exigé par la société CONDAT excède ce qui est requis pour des « utilisations usuelles » de l'énergie électrique au sens de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000, le CoRDiS a estimé qu'il ne pouvait demander à RTE de prendre

les mesures de renforcement ou de sécurisation du réseau de transport d'électricité de nature à faire disparaître le préjudice subi par la société CONDAT en raison des creux de tension, sans substituer à l'obligation de moyen renforcée incombant à RTE une obligation de résultat.

Le CoRDiS a toutefois considéré qu'il appartient à RTE, en vertu de son obligation de moyens renforcée, de proposer à ses clients, en fonction de leurs caractéristiques propres, des engagements en matière de creux de tension de nature à assurer une meilleure indemnisation des préjudices résultant des creux de tension lorsque ceux-ci présentent un caractère récurrent. Il a, en conséquence, demandé à RTE de proposer à la société CONDAT des engagements en matière de creux de tension de nature à assurer une meilleure indemnisation de son préjudice.

2.2.3. Fin de la concertation sur le nouveau contrat GRD-F

Le troisième trimestre aura été marqué par la fin de la concertation sur le nouveau contrat GRD-F.

Le 7 avril 2008, le CoRDiS avait demandé à ERDF de modifier son projet de contrat GRD-F afin notamment de permettre au client final d'engager directement la responsabilité contractuelle du gestionnaire de réseaux.

Le comité avait également demandé à ERDF de traiter dans les instances de concertation mises en place sous l'égide de la CRE les trois points suivants :

- la fixation d'un délai raisonnable de réclamation du client en cas de dommages présumés ;
- l'élaboration d'un document identifiant de façon parfaitement claire les obligations d'ERDF à l'égard du client ;
- l'amélioration de la présentation du référentiel clientèle.

Un groupe de travail (GT) *ad hoc* « GRD-F » avait donc été mis en place dans le cadre du groupe de travail « Électricité » 2007 (GTE).

Les trois points soumis à concertation ayant fait l'objet d'un consensus entre tous les acteurs participant à la concertation le 19 septembre 2008, les participants ont acté la fin de la concertation.



La poursuite de la construction du marché intérieur de l'énergie impose l'indépendance des gestionnaires de réseaux et le renforcement de la régulation

p. 15 > L'indépendance des gestionnaires de réseaux et les codes de bonne conduite

p. 16 > Le renforcement et l'harmonisation des missions et des compétences des régulateurs nationaux se confirment

p. 19 > La création d'une Agence européenne de régulation a fait l'objet d'un accord politique entre les États membres

Les textes proposés par la Commission européenne en septembre 2007 abordent trois problématiques principales :

- *les modalités de séparation des réseaux au sein des entreprises intégrées vis-à-vis de celles de production et de fourniture et les nouvelles compétences qu'elles supposent pour les régulateurs ;*
- *le renforcement des pouvoirs des autorités de régulation nationales ;*
- *la création d'une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie au niveau européen (ACER).*

1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux et les codes de bonne conduite

L'accès non-discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité est au cœur de la démarche d'ouverture des marchés à l'œuvre au sein de l'Union européenne depuis une dizaine d'années.

La discrimination constitue en effet un obstacle à l'accès au marché pour les nouveaux entrants. En revanche, la non-discrimination est indispensable à l'instauration de la confiance des utilisateurs des réseaux. Ce thème a été central lors des débats sur le 3^e paquet énergie, destiné à compléter les directives existantes, sur la séparation patrimoniale des gestionnaires de réseaux de transport **ENCADRÉ ③**.

Les textes communautaires et nationaux mettent en avant, pour garantir la non-discrimination, les programmes d'engagements, ou les codes de bonne conduite, ainsi que l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

1.1. Des codes de bonne conduite globalement connus et appliqués

Depuis 4 ans, un travail considérable a été réalisé par les gestionnaires de réseaux pour élaborer et mettre

en place les codes de bonne conduite. Les résultats actuels s'avèrent satisfaisants.

À ce jour, l'ensemble des gestionnaires de réseaux concernés disposent d'un code de bonne conduite publié sur leur site Internet. Ce code précise les mesures prises pour garantir aux utilisateurs des réseaux, en premier lieu, que toute pratique discriminatoire est exclue et, en second lieu, que leur application fait l'objet d'un suivi approprié.

Afin de s'assurer de la bonne application du code de bonne conduite, les gestionnaires de réseaux concernés mènent des actions de contrôle interne, et pour certains, externe. Aucune de ces vérifications n'a révélé l'existence de pratiques délibérées de discrimination ou la divulgation volontaire d'informations commercialement sensibles (ICS). Cela est confirmé par les audits menés par la CRE que par l'enquête « client mystère » qu'elle a diligentée.

Au-delà de la diffusion et du suivi de l'application des codes, la CRE s'attache à ce que leur efficacité concrète soit évaluée. À ce titre, les enquêtes « client mystère » menées par certains gestionnaires de réseaux de distribution et par la CRE se sont intéressées aux accueils de ces gestionnaires. L'effort de formation et d'information du personnel, en particulier des agents en contact avec les utilisateurs de réseaux, doit être

2. La poursuite de la construction du marché intérieur de l'énergie impose l'indépendance des gestionnaires de réseaux et le renforcement de la régulation

renforcé en ce qui concerne non seulement la non-discrimination mais aussi la transparence.

1.2. Une indépendance à géométrie variable des gestionnaires de réseaux de transport

RTE fait preuve d'une réelle volonté d'indépendance. GRTgaz doit s'efforcer de clarifier ses relations avec la maison mère, notamment du point de vue de la communication. En revanche, du côté de TIGF, des améliorations significatives s'imposent, en particulier en matière d'investissement.

Les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel font preuve d'une réelle indépendance en termes d'organisation et de prise de décision, bien protégée par les dispositions légales en vigueur.

Toutefois, la CRE veille à ce que cette indépendance ne soit pas remise en cause par la maison mère, en particulier dans les domaines de la communication et de l'accès aux ressources financières.

D'une part, les groupes auxquels appartiennent les sociétés gestionnaires de réseaux ne doivent pas mener d'actions de communication sur les sujets relevant des missions des gestionnaires. Ils doivent s'interdire toute communication associant les activités concurrentielles et les activités régulées ainsi que toute ingérence dans la politique de communication de la filiale.

D'autre part, l'indépendance de l'accès des gestionnaires de réseaux aux ressources financières est, d'une manière générale, déterminante pour garantir l'adéquation de ces ressources aux besoins et, en particulier, aux besoins d'investissements.

1.3. Une indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution à renforcer

Le rapport annuel de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel s'inscrit cette année dans un contexte nouveau : la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients.

Dans ce cadre, différents schémas de séparation juridique ont été retenus par les gestionnaires. Le schéma qui suscite le plus de réserves est celui dit du « gestionnaire de réseaux de distribution léger ».

Selon ce modèle, la filiale gestionnaire de réseaux de distribution ne possède pas les moyens techniques et humains pour intervenir sur les réseaux, et sous-traite ces opérations à la maison mère. En l'état actuel, le projet de 3^e paquet énergie écarte une telle formule.

Quelle que soit la structure adoptée, il convient que soient mis en place les garde-fous nécessaires à la protection de l'indépendance du gestionnaire de réseau et de les adapter au schéma de séparation retenu. Cela n'a majoritairement pas été le cas.

Il est néanmoins prématuré de porter un jugement définitif sur l'indépendance réelle des gestionnaires de réseaux de distribution, en particulier concernant les entreprises locales de distribution (ELD) dont la séparation juridique est encore récente. Les dispositions prises par ERDF et GrDF vont dans le sens de l'indépendance.

De façon plus large, les gestionnaires de réseaux de distribution et leurs missions sont peu connus du grand public. En outre, dans la majorité des cas, leurs noms et logos sont trop proches de ceux de la maison mère. Cette absence de notoriété, dont sont conscients les gestionnaires de réseaux de distribution, entretient une ambiguïté néfaste à l'ouverture des marchés. Il est donc indispensable que des actions soient menées pour mieux faire connaître les gestionnaires de réseaux.

2. Le renforcement et l'harmonisation des missions et des compétences des régulateurs nationaux se confirment

2.1. Le déroulement des négociations du 3^e paquet énergie

Dans le cadre de la procédure de codécision, le Parlement européen a adopté en première lecture, le 18 juin 2008, plusieurs projets de textes : la directive « Électricité », les règlements « Électricité » et « ACER » et, le 9 juillet, la directive « Gaz » et le règlement « Gaz » (cf. annexe calendrier européen).

Ce vote s'est écarté des positions du Conseil du 6 juin 2008 essentiellement en matière de séparation de propriété des réseaux de transport pour le secteur de l'électricité, en ne retenant que l'option de la séparation patrimoniale.

Il convient que soient mis en place les garde-fous nécessaires à la protection de l'indépendance du gestionnaire de réseau et de les adapter au schéma de séparation retenu.

Le Conseil Énergie du 10 octobre 2008 a confirmé l'accord politique des États membres sur l'ensemble des mesures concernant le marché intérieur de l'énergie. En effet, sur la base de l'accord dégagé au Conseil le 6 juin 2008, les travaux se sont poursuivis sous la présidence française afin de finaliser les textes et de conclure sur les deux sujets restés encore en discussion : les clauses concernant les pays tiers et les conditions de concurrence équitable à l'intérieur de l'Union européenne **ENCADRÉ 3**.

2.1.1. La clause des pays tiers

Cette clause a pour objet d'encadrer la prise de contrôle de gestionnaires de réseau de transport (GRT) par des pays tiers, afin de s'assurer qu'une telle éventualité ne remettrait pas en cause l'indépendance des GRT concernés et ne mettrait pas en péril la sécurité

d'approvisionnement d'un État membre ou de l'Union européenne dans son ensemble.

Le texte prévoit de donner en dernier ressort un pouvoir de certification des GRT et d'autorisation des investissements aux autorités de régulation nationales.

2.1.2. Une clause de concurrence équitable (*level playing field*)

En septembre 2008, une clause de concurrence équitable a été introduite par cinq États membres (Danemark, Espagne, Pays-Bas, Pologne et Portugal). Elle prévoit que les États membres ayant opté pour la séparation totale des GRT puissent prendre des mesures nationales pour garantir que des entreprises verticalement intégrées d'autres États membres ne soient pas autorisées à prendre le contrôle des

ENCADRÉ 3

LE 3^e PAQUET ÉNERGIE ET LE RÔLE ESSENTIEL DU RÉGULATEUR POUR GARANTIR L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

Dans le cadre du 3^e paquet énergie, des évolutions sont envisagées quant à l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Diverses options concernant l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport ont été envisagées. Les discussions actuelles tournent autour de trois modèles :

1° **La séparation patrimoniale**, dans laquelle le gestionnaire de réseau est propriétaire du réseau, sans être impliqué dans une relation de contrôle économique avec un producteur ou un fournisseur d'électricité.

2° **Le modèle « Independent System Operator » (ISO)** dans lequel le réseau est la propriété d'une filiale d'une entreprise intégrée, conservant une certaine indépendance et assurant le financement du développement et de l'entretien du réseau. L'exploitation du réseau est réalisée par une société n'étant impliquée dans aucune relation de contrôle économique avec un producteur ou un fournisseur. Cette même société est chargée des décisions d'investissements.

3° **Le modèle « Independent Transport Operator » (ITO)** dans lequel la filiale d'une entreprise intégrée, propriétaire du réseau, assure l'exploitation et le développement du réseau. Des mesures préventives fortes sont mises en place, sous le contrôle du régulateur, pour garantir l'indépendance du gestionnaire de réseaux et la non discrimination.

Selon le modèle, le rôle et les compétences du régulateur varient. La séparation patrimoniale implique

que le régulateur certifie les gestionnaires de réseaux de transport.

En outre, dans le cadre du modèle ISO, le régulateur contrôle le plan d'investissements et surveille l'exploitant et le propriétaire du réseau. Son rôle s'amplifie dans le cadre du modèle ITO qui s'accompagne de près de 80 exigences visant à garantir l'indépendance de l'exploitant du réseau (contre 4 figurant actuellement dans la directive). Ainsi, le régulateur dispose d'un pouvoir d'objection sur les principaux actes de la société, d'un pouvoir d'approbation, notamment des conventions de prestations avec la société mère, et d'un pouvoir de surveillance. Dans ces deux cas, l'action du régulateur est l'élément central garantissant l'indépendance du gestionnaire de réseaux.

Le Conseil Énergie du 10 octobre 2008 a introduit dans les projets de textes la possibilité du choix entre les trois modèles. Si le texte est adopté en l'état, il est probable que le modèle ITO, le plus proche de la situation actuelle, sera retenu par les trois gestionnaires de réseaux de transport français.

Concernant la distribution, les projets de modification renforcent les exigences applicables aux gestionnaires de réseaux de distribution. Ainsi, ceux-ci devraient disposer des moyens techniques et humains nécessaires à l'exercice de leurs missions. De plus, il leur incomberait d'afficher une identité commerciale parfaitement distincte des fournisseurs et producteurs existants. En outre, les pouvoirs du régulateur seraient accrus concernant le contrôle du niveau des ressources allouées au gestionnaire de réseau.

2. La poursuite de la construction du marché intérieur de l'énergie impose l'indépendance des gestionnaires de réseaux et le renforcement de la régulation

entreprises du secteur sur leur territoire. Il est prévu que les mesures ne soient mises en œuvre qu'après leur approbation par la Commission européenne.

La position commune du Conseil a été officiellement transmise en janvier 2009 au Parlement européen pour la deuxième lecture. Une adoption de ce nouveau paquet législatif est prévue au cours du 1^{er} semestre 2009.

2.2. Le contenu de l'accord du Conseil de l'Union européenne du 10 octobre 2008

2.2.1. Une indépendance renforcée des régulateurs nationaux

Les nouvelles dispositions visent à renforcer l'indépendance des régulateurs. Ils doivent ainsi disposer de la personnalité morale, bénéficier de l'autonomie dans l'exécution du budget et disposer de ressources humaines et financières suffisantes.

2.2.2. Des compétences élargies

Il est prévu que les autorités de régulation fixent ou approuvent avant leur entrée en vigueur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, ou au moins les méthodologies utilisées pour les calculer.

En matière de surveillance des GRT, les autorités de régulation nationales (ARN) devraient notamment contrôler le respect par les GRT de leurs obligations, surveiller l'utilisation des recettes provenant de la gestion de la congestion des interconnexions et surveiller la qualité de l'alimentation en électricité et en gaz.

En outre, le Parlement européen propose que les régulateurs approuvent et modifient des procédures de gestion de congestion et d'allocation des capacités transfrontalière proposées par les GRT et approuvent le plan d'investissement annuel des GRT.

ENCADRÉ 4

LA CRE CONTRIBUE À ÉTABLIR UNE APPROCHE COMMUNE DE LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE AU NIVEAU INTERNATIONAL

→ Depuis sa création en décembre 2006, le groupe de travail du Council of European Energy Regulators (CEER) dédié aux questions de stratégie internationale (International Strategy Group, ISG) est présidé par le président de la CRE, M. Philippe de Ladoucette. Pour mémoire, le CEER est une association créée en 2000, à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen.

→ Dans le cadre du dialogue qu'il entretient avec les autorités de régulation extérieures à l'Union européenne, l'ISG a continué à se concentrer sur l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, sur la promotion de l'acquis communautaire ainsi que sur le partage de bonnes pratiques.

→ Au deuxième semestre 2008, l'ISG a poursuivi l'établissement de liens avec ses partenaires. Le régulateur ukrainien a été invité à l'ISG pour discuter d'un projet de jumelage concernant le renforcement de la régulation des entreprises de distribution de gaz. En outre, l'ISG suit de près les discussions en cours dans le cadre du dialogue énergétique UE-Russie. Par ailleurs, l'ISG a établi un cadre de coopération entre le CEER et le Forum africain des régulateurs (AFUR).

→ Enfin, l'ISG a travaillé à la mise en place des outils ainsi qu'à l'identification des instruments financiers nécessaires à la mise en œuvre de la stratégie de coopération du CEER. La base de données du CEER réunit une centaine d'experts des 27 autorités de régulation européennes, disposés à participer à des projets de coopération de plus ou moins long terme. De plus, l'ISG a établi des contacts prometteurs avec la DG Élargissement, la DG Développement et l'office de coopération Europe Aid de la Commission européenne, ainsi qu'avec les institutions bilatérales d'aide au développement.

→ La CRE participe aux travaux du groupe Energy Community (ENC) qui assure la liaison du CEER avec les organes créés dans le cadre du traité de la Communauté de l'Énergie entre l'Union européenne et les pays des Balkans. Le groupe ENC gère donc les relations avec les régulateurs de ces pays et les aide à mettre en œuvre un cadre devant permettre à terme une meilleure adéquation avec les institutions et réseaux européens. D'autre part, la CRE participe activement aux activités de l'association des régulateurs méditerranéens de l'énergie (MEDREG) dont elle préside le groupe dédié aux questions institutionnelles depuis sa création en novembre 2006. Les premiers travaux de ce groupe ont permis de mener une étude comparative de l'organisation et des missions des régulateurs de la région. Cette étude a elle-même abouti à l'adoption en novembre 2008 de recommandations en faveur de principes communs de gouvernance et d'un socle minimal de compétences garantissant l'indépendance des régulateurs méditerranéens de l'énergie. À la demande de l'Assemblée générale, le groupe institutionnel commence à s'intéresser aux problématiques de protection des consommateurs dans le bassin méditerranéen.



Les autorités de régulation fixent ou approuvent avant leur entrée en vigueur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, ou au moins les méthodologies utilisées pour les calculer.

En matière de concurrence, les régulateurs pourraient imposer des mesures telles que la mise en place de centrales électriques virtuelles de production ou la cession de capacités en gaz, afin de promouvoir une concurrence effective et d'assurer le bon fonctionnement du marché.

Enfin, en ce qui concerne la protection du consommateur, les régulateurs devraient s'assurer que les données relatives à la consommation des clients finals soient accessibles sous un format harmonisé.

Sans toujours attendre d'y être formellement invités, les régulateurs ont souvent, de façon spontanée, pris en commun des initiatives en vue de favoriser le bon développement des marchés. Tel est notamment le cas au plan international, dans le cadre de leur association, du CEER **ENCADRÉ 4**.

3. La création d'une Agence européenne de régulation a fait l'objet d'un accord politique entre les Etats membres

L'organisation et les compétences de la future Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) reposent sur un cadre institutionnel commun

à d'autres agences communautaires, mais adapté, afin de prendre en compte l'indépendance des régulateurs vis-à-vis du Conseil comme de la Commission européenne ainsi que les contraintes fixées par la jurisprudence de l'arrêt Meroni rendu par la Cour de justice des Communautés le 13 juin 1958, qui encadre la possibilité pour la Commission européenne de déléguer des compétences générales et notamment un pouvoir réglementaire.

L'Agence formulera des avis motivés sur :

- le programme de travail et les priorités de coopération entre les GRT ;
- les codes techniques préparés par les GRT dans le cadre de leur coopération ;
- le programme européen décennal de développement des réseaux.

Elle devra aussi s'assurer que les procédures décisionnelles mises en œuvre pour résoudre les questions transfrontalières sont efficaces.

Elle disposera, sous certaines conditions, d'un pouvoir de décision individuel au niveau européen dans deux domaines principaux : les questions liées aux modalités d'accès et de sécurité d'exploitation applicables aux infrastructures transfrontalières et les exemptions prévues à l'article 22 de la directive « Gaz » pour ces mêmes infrastructures **ENCADRÉ 5**.

ENCADRÉ 5

LA CRE CONTRIBUE ACTIVEMENT AUX TRAVAUX DES RÉGULATEURS SUR LA FUTURE MISE EN ŒUVRE DU 3^e PAQUET ÉNERGIE ET LA PÉRIODE TRANSITOIRE

→ Le 21 octobre 2008, l'ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), entité créée par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003 et qui a pour but de conseiller et de l'assister dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, a lancé une consultation publique. Elle a pour objet de définir le rôle des régulateurs de l'énergie au cours de la période intermédiaire entre le vote définitif du 3^e paquet énergie prévu au printemps 2009 et la mise en place effective de l'Agence européenne des régulateurs (ACER). Cette consultation porte essentiellement sur les relations entre les régulateurs nationaux, les gestionnaires de réseaux de transports

européens et les autres institutions communautaires ainsi que sur la préparation des futures lignes directrices qui serviront de base à l'élaboration des codes de réseaux dans l'Union européenne.

→ Le groupe de travail « Paquet Énergie » du CEER a créé en son sein un comité de préfiguration comprenant six membres, dont un représentant de la CRE. Ce comité est chargé de préparer la mise en place opérationnelle de la future ACER et d'étudier l'ensemble des conditions permettant de favoriser l'installation de l'Agence (procédures internes, communication, collaboration avec les autorités nationales de régulation, relations avec les réseaux de GRT).



Le régulateur contribue
à l'**interconnexion des réseaux européens**,
à la **sécurité de leur exploitation**
et à la **sécurité d'approvisionnement**

p. 21 > Les réseaux électriques

p. 26 > Les infrastructures et les réseaux gaziers

Le 3^e paquet énergie prévoit, outre la création d'une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), la mise en place des réseaux européens des opérateurs de système pour le gaz (ENTSOG) et l'électricité (ENTSOE). L'objectif est de mieux coordonner l'action des régulateurs nationaux et des transporteurs afin de lever les obstacles persistants à la création du marché intérieur. Par ailleurs, les régulateurs maintiennent leurs efforts sur le renforcement de la sécurité d'exploitation, l'amélioration du fonctionnement des infrastructures et des réseaux interconnectés européens.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1. Les initiatives régionales et les travaux au sein de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur

1.1. En attendant l'adoption du 3^e paquet énergie, l'ERGEG prépare les futures règles de fonctionnement des réseaux électriques

En électricité, l'ERGEG a déjà engagé une réflexion sur les problématiques qui devront être traitées par les codes.

La CRE rédige, au sein du groupe de travail « Réseau et marché d'électricité » (ENM Task Force) de l'ERGEG, les recommandations relatives aux thèmes de la sécurité d'exploitation, du raccordement et de l'accès aux réseaux, ainsi que de l'intégration des marchés d'ajustement. Après leur adoption par l'ERGEG, ces premières recommandations pourront servir de base aux travaux de la future ACER afin d'élaborer les orientations de rédaction de ces codes.

Les recommandations relatives à la sécurité d'exploitation proposent à la fois un encadrement de l'élaboration des règles d'exploitation des systèmes électriques interconnectés, leur mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de transport européens et

le contrôle de leur application. Après avoir fait l'objet d'une consultation publique au printemps 2008, elles ont été publiées par l'ERGEG le 27 novembre 2008.

Les recommandations portant sur le raccordement et l'accès au réseau doivent définir les prescriptions communes s'appliquant à l'ensemble des utilisateurs des réseaux électriques européens. L'élaboration de ces recommandations, qui a débuté en 2008 et sera poursuivie en 2009, est menée en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

Les recommandations sur l'intégration des marchés d'ajustement seront approuvées par l'ERGEG et soumises une nouvelle fois à consultation publique au cours de l'année 2009.

1.2. La CRE s'implique fortement dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité

Sept régions ont ainsi été définies, avec des priorités identiques : l'harmonisation et l'amélioration des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions (calcul des capacités d'interconnexion disponibles et processus d'allocation de ces capacités), l'harmonisation de la transparence des marchés et le

3. Le régulateur contribue à l'interconnexion des réseaux européens, à la sécurité de leur exploitation et à la sécurité d'approvisionnement

développement des échanges d'énergie d'ajustement aux frontières.

Par sa position géographique, la France participe à quatre des sept initiatives régionales définies par la Commission européenne (régions Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest et France – Royaume-Uni – Irlande).

La CRE assure la coprésidence du groupe de travail « Initiatives régionales » chargé, premièrement, de surveiller l'état d'avancement des travaux des différentes initiatives régionales électriques, deuxièmement, de s'assurer de la cohérence et de la convergence entre les différentes régions et, troisièmement, de définir une vision commune du futur marché européen de l'énergie. Dans ce but, l'ERGEG a publié en septembre 2008 son second rapport sur la cohérence et la convergence dans les « Initiatives régionales électricité » qui identifie, au sein de chaque région, les obstacles à la mise en œuvre du modèle-cible et propose des plans d'actions pour y remédier.

Le processus des initiatives régionales a, en effet, permis de dégager un consensus sur les grands principes des mécanismes de gestion des congestions,

dont la mise en place permettrait une utilisation plus efficace des interconnexions en fonction des besoins exprimés par chaque marché.

1.2.1. Le rapport *Interconnexions* publié par la CRE en juin 2008 a recueilli l'assentiment des acteurs

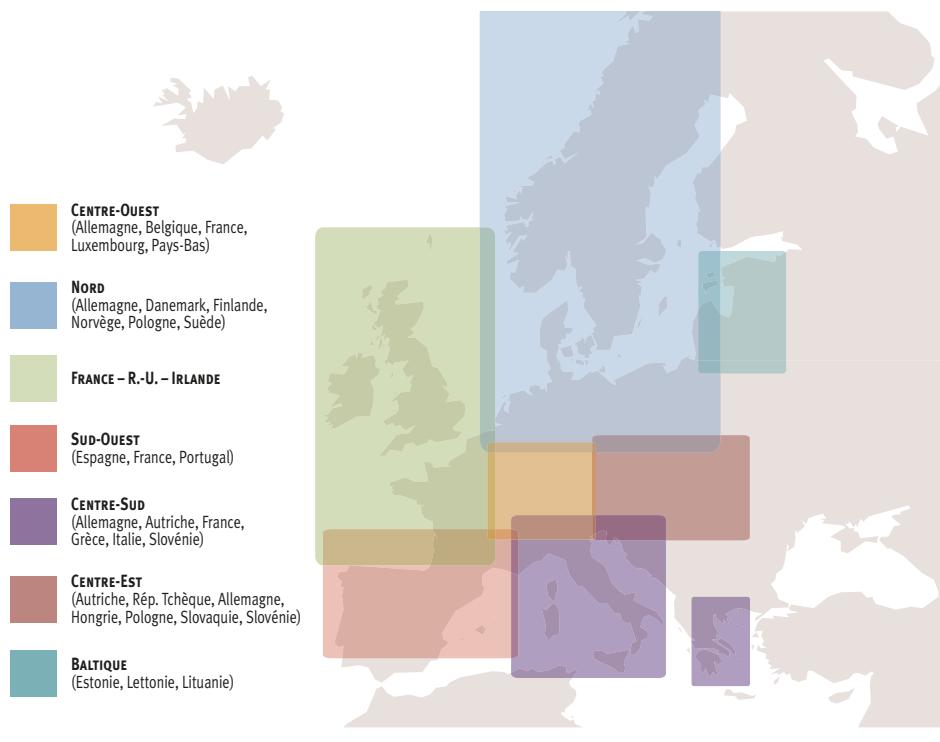
En juin 2008, la CRE a publié son deuxième rapport annuel sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques. Il poursuivait un double objectif :

- dresser le bilan de la gestion des interconnexions en 2007, sous l'angle de l'efficacité économique des échanges transfrontaliers réalisés pour chaque échéance de temps (long terme, journalier, infra-journalier et ajustement) ;
- faire le point sur le modèle retenu en Europe, dresser la liste des questions importantes à résoudre afin d'atteindre cet objectif. En effet, si les grands principes de ce modèle sont clairement établis, sa mise en œuvre concrète soulève de nombreuses questions.

À la suite de la publication de ce rapport, une consultation publique a été lancée et un groupe de travail mis en place par la CRE afin de recueillir l'opinion des utilisateurs des interconnexions. Les acteurs insistent

Le couplage entre les marchés français, belge et néerlandais fait ses preuves depuis plus de deux ans : il a notamment permis une convergence des prix des trois marchés pendant 65 % du temps.

**FIGURE 2
LES INITIATIVES RÉGIONALES « ÉLECTRICITÉ »**





sur le besoin d'harmonisation des règles d'allocation des capacités et soulignent l'importance de la fermeté des capacités de long terme. Ils demandent également que la priorité soit accordée à la coordination des projets de couplage avec l'élaboration d'une feuille de route européenne coordonnant les différents projets.

1.2.2. Un effort d'harmonisation important et des améliorations notables ont été réalisés au sein des initiatives régionales

L'année 2008 aura été marquée par un effort d'harmonisation considérable et des améliorations importantes apportées aux règles d'allocation des capacités aux frontières françaises qui seront notamment appliquées avec la généralisation à l'ensemble des interconnexions françaises du mécanisme de revente automatique des capacités de long terme en journalier. Ce mécanisme de revente automatique permettra ainsi d'éviter les coûts de transaction importants associés au mécanisme de revente sur demande, précédemment en vigueur, à la fois pour les acteurs de marché et pour les gestionnaires de réseaux de transport.

1.2.2.1. La région Centre-Ouest (France, Benelux et Allemagne)

Dans la région Centre-Ouest, les gestionnaires de réseaux ont créé une filiale commune, constituant une plateforme d'enchères unique pour la région, appelée Capacity Allocation Service Company for the Central

West-European Electricity market (CASC-CWE), afin de faciliter les échanges transfrontaliers. Un jeu de règles unique devrait prochainement entrer en vigueur, avec toutes les fonctionnalités de la plateforme CASC et une amélioration attendue de la fermeté des programmes d'échanges, dont le niveau avait été dégradé en 2007 sur la frontière France – Allemagne **ENCADRÉ 6**.

Par ailleurs, toutes les parties prenantes dans la région Centre-Ouest travaillent au projet de couplage des marchés, étendant à l'Allemagne le couplage existant depuis novembre 2006 entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

Le couplage des marchés constitue une cible identifiée par l'ERGEG pour la gestion des échanges du jour pour le lendemain. Le couplage entre les marchés français, belge et néerlandais, appelé Tri-Lateral Coupling (TLC), fait ses preuves depuis plus de deux ans : il a notamment permis une convergence des prix des trois marchés pendant 65 % du temps. La CRE estime à 330 M€ par an le bénéfice collectif d'une extension du principe de couplage sur toutes les frontières françaises, dont le tiers pour l'interconnexion France – Allemagne.

Cependant, le projet d'extension du TLC à l'Allemagne devrait être mis en œuvre en 2010. Plusieurs mois d'études poussées sont, en effet, encore nécessaires, en particulier à cause de la complexité de la modélisation du réseau électrique fortement maillé dans cette région.

ENCADRÉ 6

LA POSITION DE L'ERGEG SUR LA FERMETÉ DES PROGRAMMES D'ÉCHANGES

→ En décembre 2007, la CRE a alerté la Commission européenne sur la gestion de l'interconnexion France – Allemagne. Les gestionnaires de réseaux allemands RWE netz et EnBW netz avaient publié de nouvelles règles d'allocation sur l'interconnexion France – Allemagne, sur lesquelles la CRE n'avait pas été consultée et dont l'application allait entraîner une dégradation de la qualité de service offerte aux acteurs de marché.

→ Cette modification unilatérale revenait sur le principe de fermeté des programmes d'échanges : ces programmes, déclarés chaque jour pour le lendemain par les utilisateurs de l'interconnexion comme la quantité d'énergie qu'ils comptent faire transiter par les interconnexions, n'étaient

plus fermes. Cela signifie que les gestionnaires de réseaux pouvaient les revoir à la baisse, même en dehors des cas de force majeure. Sur les autres interconnexions françaises continentales, et sur la majorité des interconnexions en Europe, les programmes d'échanges sont fermes (sauf cas de force majeure).

→ À la suite de cette alerte, la Commission européenne a demandé à l'ERGEG de se saisir du dossier et de trouver une solution qui soit applicable à toutes les interconnexions en Europe. Ce travail de l'ERGEG a abouti à un document officiel, publié en juillet 2008 qui considère que les gestionnaires de réseaux doivent garantir la fermeté des programmes d'échanges à l'exception des cas de force majeure.

3. Le régulateur contribue à l'interconnexion des réseaux européens, à la sécurité de leur exploitation et à la sécurité d'approvisionnement

1.2.2.2. La région Sud-Ouest (péninsule ibérique)

Dans la région Sud-Ouest, un nouveau jeu commun de règles d'allocation des capacités de l'interconnexion France – Espagne rentre en vigueur le 1^{er} mai 2009. La proposition des régulateurs d'introduire l'indemnisation au différentiel de prix en cas de réduction des capacités allouées à long terme a été acceptée **ENCADRÉ 7**.

En ce qui concerne la transparence, les régulateurs de la région ont réalisé une analyse comparative sur la conformité des GRT avec l'article 5 de l'annexe au règlement 1228/2003. Un rapport a été présenté par les régulateurs et soumis à consultation publique. Les points de non conformité ont été présentés et les gestionnaires de réseaux ibériques et français se sont engagés à être complètement conformes début 2009.

1.2.2.3. La région Centre-Sud (frontières de l'Italie et Allemagne)

Dans la région Centre-Sud, un jeu commun de règles d'allocation entrera en vigueur pour 2009 pour l'ensemble des frontières italiennes. Il a été approuvé par l'ensemble des régulateurs concernés.

Aujourd'hui, la création d'une plateforme unique d'allocation de capacités est en cours de discussion. Cependant, ni le statut de plateforme, ni le nombre d'interconnexions sur lesquelles elle s'opérera n'ont encore fait l'objet d'un accord entre toutes les parties.

Un rapport sur la transparence a été rédigé par les régulateurs. Il offre une interprétation commune sur le degré

de transparence qui devait être offert au marché. À la différence des rapports publiés dans les autres régions, celui-ci demande aux gestionnaires de réseaux, pour 2010, une plus grande transparence sur l'origine des contraintes limitant les capacités d'interconnexion.

1.2.2.4. La région France – Royaume-Uni – Irlande

Dans la région France – Royaume-Uni – Irlande, les gestionnaires de réseaux anglais (National Grid) et français (RTE) travaillent à l'élaboration d'une nouvelle plateforme pour l'allocation des capacités de court et long termes, avec un jeu de règles conforme au règlement européen et harmonisé avec les règles en vigueur sur les autres frontières françaises. Les nouvelles règles entreront en vigueur en 2009.

1.2.2.5. La mise en place de mécanismes incitatifs à l'intégration des marchés

Le second rapport *Compliance* de l'ERGEG a insisté sur la nécessité de mettre en place des mécanismes incitatifs afin que les gestionnaires de réseaux maximisent les capacités d'interconnexion.

La Commission européenne est allée plus loin en proposant que les autorités de régulation nationales donnent aux gestionnaires de réseaux des incitations de court et long terme pour accélérer l'intégration des marchés.

Ainsi, la mise en place de mécanismes incitatifs *ad hoc* pour maximiser le niveau des capacités d'interconnexion, mais aussi pour accélérer la mise en place des mécanismes cibles, est à l'étude au sein de l'ERGEG.

ENCADRÉ 7

L'INDEMNISATION AU DIFFÉRENTIEL DE PRIX EN CAS DE RÉDUCTION DES CAPACITÉS ALLOUÉES À LONG TERME

→ En cas de réduction de la capacité allouée à long terme en amont de l'étape de nomination, un acteur privé de son droit de transport doit s'équilibrer en vendant de l'énergie sur le marché d'origine, et en achetant la quantité équivalente sur le marché de destination. Sa perte directement liée à la réduction est donc le différentiel de prix des deux marchés. Avec un schéma d'indemnisation des réductions basées sur le différentiel de prix des marchés, les capacités de long terme seraient dotées de la « fermeté financière ».

→ Les utilisateurs des interconnexions réclament, depuis de nombreuses années, la fermeté finan-

cière des capacités. Cette demande se heurte à la réticence des gestionnaires de réseaux et de certains régulateurs. En effet, bien que l'introduction de la fermeté financière permette, a priori, une augmentation du revenu des enchères de capacités (un produit ferme ayant une plus grande valeur), elle transférerait le risque financier des réductions des acteurs de marché vers le tarif payé par les utilisateurs du réseau.

→ La CRE a proposé d'expérimenter sur l'interconnexion France - Espagne la « fermeté financière » avec des plafonds sur l'enveloppe globale et sur la hauteur du différentiel de prix.



La Commission européenne a proposé que les autorités de régulation nationales donnent aux gestionnaires de réseaux des incitations de court et long terme pour accélérer l'intégration des marchés.

Il s'agit d'un sous-groupe dédié du groupe de travail « Réseau et marché d'électricité », piloté par la CRE.

1.2.2.6. Une intégration progressive des mécanismes d'ajustement

Un projet concret de développement des échanges d'ajustement au sein de la région France – Royaume-Uni – Irlande est à l'étude depuis l'année 2007. RTE et National Grid ont fait une proposition de modèle d'échanges d'ajustement sur l'interconnexion France – Angleterre. La CRE et le régulateur britannique (OFGEM) ont considéré que cette proposition permettait un accès réciproque aux marchés d'ajustement nationaux et allait favoriser l'efficacité économique et la concurrence sur chacun de ces marchés. Les régulateurs ont approuvé cette proposition en avril 2008. Le dispositif devrait être pleinement opérationnel à compter de novembre 2009.

2. Les régulateurs interviennent pour renforcer la sécurité d'exploitation et d'approvisionnement des réseaux interconnectés européens d'électricité

La programmation et les mécanismes d'équilibrage et d'ajustement des réseaux de transport d'électricité visent à mettre de nouvelles ressources à disposition de RTE pour l'équilibrage des flux sur le réseau électrique.

2.1. Une participation plus active des consommateurs au mécanisme d'ajustement sur les réseaux d'électricité

Deux projets de valorisation des capacités d'effacement des consommateurs sur le mécanisme d'ajustement sont en cours.

Le premier concerne les sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Ces sites étant de faible puissance, les réductions de consommation consenties sur chacun d'entre eux n'ont, individuellement, qu'un impact très limité. Il est donc nécessaire d'agréger une multitude de sites et de coordonner les réductions de consommation. On parle d'effacements diffus. Le 5 décembre 2007, la CRE a approuvé un projet expérimental de valorisation des effacements diffus sur le mécanisme d'ajustement. Le déploiement des outils de communication et de contrôle de la consom-

mation nécessaires à la mise en œuvre des effacements diffus est actuellement en cours chez des consommateurs.

Le second projet concerne les sites raccordés au réseau public de transport. Le 2 avril 2008, la CRE a approuvé un projet de réservation contractuelle par RTE de puissance effaçable auprès de consommateurs raccordés au réseau public de transport. Un appel d'offres a été lancé au printemps 2008 visant à garantir la présence d'offres de consommateurs sur le mécanisme d'ajustement pour renforcer la sûreté du système et faciliter le passage des pics de consommation. Treize sociétés se sont portées candidates et six d'entre elles ont été retenues. En contrepartie d'une compensation financière, les consommateurs sélectionnés se sont engagés à offrir sur le mécanisme d'ajustement la puissance effaçable contractualisée en cas de sollicitation par RTE. Ces nouvelles ressources sont à disposition de RTE depuis le 1^{er} octobre 2008.

2.2. La mise en place du projet « BALIT » d'échange d'ajustements entre la France et la Grande-Bretagne

La mise en place du projet « BALIT » (Balancing Inter TSO) permettra d'accroître les ressources mises à disposition de RTE, qui pourra recevoir et utiliser des d'offres d'ajustement des acteurs de marché anglais à travers le gestionnaire de réseaux anglais. Ce projet permettra d'augmenter la concurrence sur le mécanisme d'ajustement par l'échange entre gestionnaires de réseaux des réserves disponibles au-delà des réserves requises pour un maintien de la sûreté du système dans chaque pays.

Ces nouvelles ressources d'ajustement seront pleinement à disposition de RTE en novembre 2009. La mise en place du projet d'échange d'ajustements entre la France et la Grande-Bretagne nécessitait cependant l'approbation par la CRE d'une nouvelle version des « Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement ». Cette nouvelle version des Règles, consultable sur le site de RTE, a été soumise à la CRE le 30 décembre 2008. L'entrée en vigueur est intervenue le 3 mars 2009. Ces nouvelles règles autoriseront RTE à recevoir et à utiliser des d'offres d'ajustement de tout gestionnaire de réseaux étranger afin de permettre la mise en place dans le futur d'autres projets de type « BALIT ».

LES INFRASTRUCTURES ET LES RÉSEAUX GAZIERS

1. Les initiatives régionales et les travaux au sein de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur

1.1. En attendant l'adoption du 3^e paquet énergie, l'ERGEG prépare les futures règles de fonctionnement des infrastructures et réseaux gaziers

Dans le secteur du gaz naturel, l'intégration des marchés nationaux passe par une amélioration des conditions d'accès des expéditeurs aux points d'interconnexion. Cette dimension doit être abordée à court terme, à infrastructures constantes, et à plus long terme par le développement des capacités de transport transfrontalières.

Pour améliorer la cohérence des règles de fonctionnement des systèmes gaziers nationaux, le 3^e paquet énergie prévoit que l'ENTSOG rédige des codes dont la mise en œuvre relèvera des GRT. Les travaux de rédaction seront encadrés par la future ACER qui doit émettre des recommandations sous forme de lignes directrices (*framework guidelines*).

Face à ces enjeux, l'ERGEG a donné la priorité à trois sujets : la transparence, les mécanismes d'allocation de capacité et de gestion des congestions aux points d'interconnexion et le développement des infrastructures de transport au niveau européen. La CRE dirige les travaux sur ces deux derniers thèmes qui ont pour ambition de faciliter les échanges de gaz entre pays afin de stimuler la concurrence et contribuer au développement des *hubs* gaziers en Europe.

1.2. Les initiatives régionales gaz permettent d'intégrer les marchés et de renforcer la sécurité d'approvisionnement

Les initiatives régionales visent à faire progresser l'intégration des marchés nationaux à partir de zones n'impliant qu'un nombre limité de pays. Selon les zones, les marchés gaziers ont des particularités qui justifient, au moins de manière transitoire, des approches spécifiques. Il s'agit, à partir de priorités communes – le développement des interconnexions, la transparence et

l'interopérabilité entre systèmes voisins – de trouver des solutions à des problèmes concrets qui nécessitent un dialogue entre régulateurs, gouvernements, gestionnaires de réseaux et expéditeurs.

La CRE participe à deux des trois initiatives régionales européennes, la région Nord-Ouest et la région Sud, et partage la direction du groupe de travail « Initiatives régionales » de l'ERGEG avec le régulateur britannique, OFGEM.

1.2.1. Les avancées de la zone Nord-Ouest : optimiser l'utilisation des capacités existantes et investir pour créer de nouvelles capacités

La région Nord-Ouest (Allemagne, Benelux, France, Irlande, Royaume-Uni, Suède et Danemark) constitue le cœur du marché gazier européen. Principale zone de consommation, elle regroupe un grand nombre de systèmes gaziers interconnectés et comprend les principaux *hubs* européens. Les enjeux liés au développement des flux transfrontaliers dans la région sont donc très importants en termes de développement de la concurrence, d'émergence de places de marché efficaces et de renforcement des interactions entre pays au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement.

Or, malgré la densité des infrastructures, il subsiste de nombreux obstacles pour les expéditeurs, tels que des problèmes de compatibilité des différentes règles d'allocation, l'accès à l'information sur les capacités disponibles et la congestion.

Améliorer la transparence, gérer les points d'interconnexion de manière plus efficace et accroître les capacités de transport transfrontalières sont les priorités. La CRE pilote deux projets : l'un sur le fonctionnement des interconnexions et l'autre sur les *open seasons*⁽¹⁾.

Des avancées significatives en termes de transparence ont été réalisées. Les gestionnaires de réseau se sont engagés à publier sur leur site Internet des flux et des capacités de transport au niveau des points d'interconnexion. Fin novembre, GTE+ (Gas Transmission Europe +)⁽²⁾ a lancé la « Plateforme Transparence ». Ce nouvel outil en ligne regroupe les informations de capacité relatives à tous les points d'interconnexion

L'ERGEG a donné la priorité à trois sujets : la transparence, les mécanismes d'allocation de capacité et de gestion des congestions aux points d'interconnexion et le développement des infrastructures de transport au niveau européen.

(1) Mécanisme en deux étapes visant à obtenir des engagements fermes de réservation de capacité par les expéditeurs afin de sécuriser financièrement les investissements.
(2) <http://gas-roads.eu>.



Malgré la densité des infrastructures, il subsiste de nombreux obstacles pour les expéditeurs, tels que des problèmes de compatibilité des différentes règles d'allocation, l'accès à l'information sur les capacités disponibles et la congestion.

en Europe (capacités techniques, fermes réservées et disponibles, interruptibles réservées et disponibles) à un horizon de 18 mois.

Pour améliorer l'utilisation des capacités de transport, la région Nord-Ouest prévoit pour 2008-2012 l'élaboration de produits de capacités de court et de long termes ainsi que la mise en place de procédures de réservation compatibles de part et d'autre des points d'interconnexion.

La CRE est en charge d'un projet consistant à suivre la mise en œuvre des engagements pris par les gestionnaires de réseaux allemand, belge et français aux points de Blaregnies/Taisnières (frontière franco-belge) et de Medelsheim/Obergailbach (frontière franco-allemande). Face aux difficultés des expéditeurs, les gestionnaires de réseaux allemands (E.ON Gastransport, EGT et Gaz de France Deutschland Transport, GDFDT) et belge (Fluxys) se sont engagés à améliorer la transparence et ont réalisé des progrès significatifs sur le plan opérationnel.

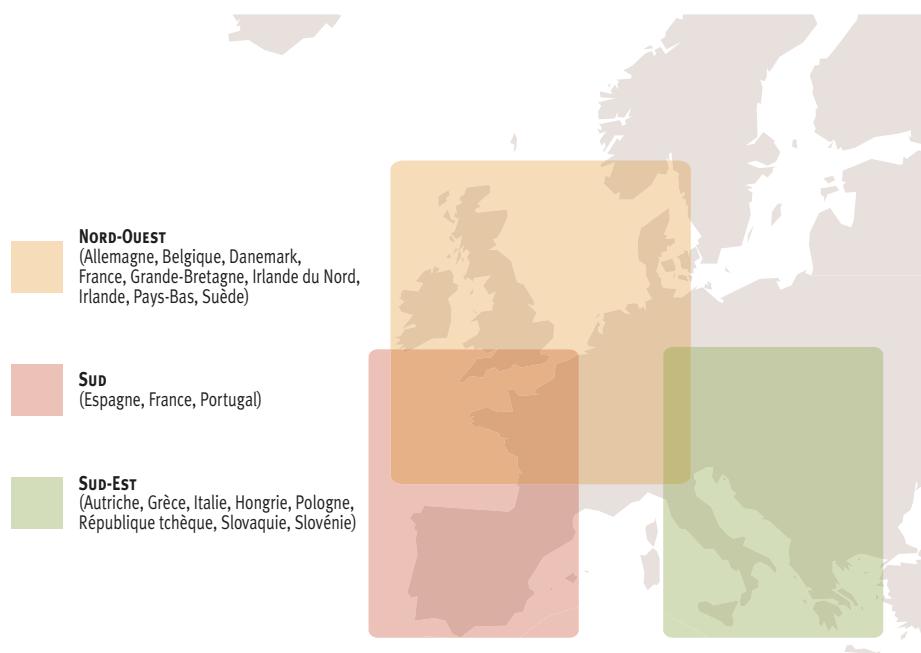
L'investissement dans de nouvelles capacités d'interconnexion repose quant à lui sur la mise en œuvre

de procédures d'appel au marché, dont la coordination est un point crucial. Les *open seasons* ont des conséquences pour les réseaux adjacents. Un projet mené par la CRE entend exploiter les enseignements des procédures déjà mises en œuvre pour mieux identifier les difficultés rencontrées et apporter des compléments aux guides de bonne pratique sur les *open seasons* (*Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures*, GGPOS) publiés par l'ERGEG en mars 2007.

1.2.1.1. Les résultats de l'*open season* GRTgaz et Fluxys à Taisnières H

GRTgaz et Fluxys ont repris en novembre 2008 la phase engageante d'attribution des capacités d'*open seasons* transfrontalière coordonnée, lancée en avril 2007 et suspendue pendant une année. Elle intervient conjointement avec l'*open season* organisée par Gas Transport Service (GTS), le transporteur néerlandais, pour une partie de son réseau. GTS a offert aux expéditeurs l'opportunité d'ajuster leurs offres en fonction des résultats de l'*open season* GRTgaz-Fluxys en reportant la date butoir de la phase engageante. Cette initiative a étendu la coordination à trois pays.

**FIGURE 3
LES INITIATIVES RÉGIONALES « GAZ »**



Source : CRE

3. Le régulateur contribue à l'interconnexion des réseaux européens, à la sécurité de leur exploitation et à la sécurité d'approvisionnement

Ainsi, 17 expéditeurs ont souscrit de la capacité d'entrée côté français où l'ensemble des demandes ont été satisfaites pour un total de 592 GWh/jour. Côté belge, 14 expéditeurs ont souscrit de la capacité de transport vers la France pour un total de 316 GWh/jour. Cet écart est lié au niveau des capacités déjà réservées. Les allocations ont été accordées pour des durées supérieures à 10 ans. La date de mise en service prévue des nouvelles capacités est le 1^{er} décembre 2013.

1.2.1.2. Les résultats de l'*open season* d'E.ON Gastransport à Obergailbach

E.ON Gastransport (EGT), principal transporteur allemand, a également lancé une *open season* en 2008 sur l'ensemble de son réseau.

Après la phase engageante, achevée en août 2008, l'allocation finale des capacités a pris du retard en raison de discussions sur les budgets d'investissements avec la Bundesnetzagentur, le régulateur allemand.

Concernant le point d'interconnexion franco-allemand d'Obergailbach, cette *open season* n'a pas été coordonnée avec GRTgaz. En outre, la demande de capacités supplémentaires sur ce point d'interconnexion a été largement inférieure au montant minimum requis par GRTgaz pour développer le point d'entrée à Obergailbach.

Les exemples ci-dessus ont révélé deux choses. D'une part, il est nécessaire de mieux harmoniser les règles des deux côtés des frontières. D'autre part, il faut systématiser la coordination entre GRT afin d'éviter les problèmes issus d'un manque de dialogue entre opérateurs.

Ces expériences montrent également qu'il est important de mettre en place des mécanismes adéquats pour inciter les expéditeurs à formuler, durant la première phase, des demandes « réalistes » qui correspondent bien à leurs besoins et éviter ainsi des écarts significatifs avec les réservations de la phase engageante.

1.2.2. Dans la zone Sud, le développement des interconnexions gazières entre la France et la péninsule ibérique progresse

La région Sud (Espagne, France et Portugal) a pour priorité d'améliorer l'intégration du marché ibérique au reste de l'Europe. Le développement des interconnexions entre l'Espagne et la France est le principal chantier de cette région.

1.2.2.1. Les résultats de l'attribution conjointe des capacités à Larrau d'avril 2010 à avril 2013

Dès 2007, les GRT espagnol Enagas, et français TIGF et GRTgaz ont travaillé à un plan commun de développement des infrastructures à l'horizon 2015. Il identifie les investissements à réaliser pour le renforcement des interconnexions existantes (à Larrau et Biriou), à cela s'ajoute la création d'un nouveau corridor gazier à l'est des Pyrénées (le projet « Midcat »).

Les enjeux associés à ces développements sont particulièrement importants, contribuant à la diversification des approvisionnements en Espagne et dans le sud de la France. En témoigne le succès des procédures d'allocation des capacités au point de Larrau qui se sont déroulées en octobre et novembre 2008.

TIGF et Enagas ont ainsi mis en œuvre, sous contrôle de la CRE et de la CNE (le régulateur espagnol), une procédure de vente par guichet (Open Subscription Period, OSP) portant sur l'intégralité des capacités de long terme disponibles du 1^{er} avril 2009 au 1^{er} avril 2013 ainsi que les capacités de court terme allant du 1^{er} avril 2009 au 1^{er} avril 2010. Tous les ans jusqu'en 2011, les 20 % de capacités réservés au court terme seront proposés au marché.

1.2.2.2. Le développement des capacités futures : consultation de marché et *open seasons* pour l'interconnexion 2013-2015

Deux phases de développement de nouvelles capacités entre la France et l'Espagne sont prévues aux horizons 2013 et 2015.

Il est nécessaire de mieux harmoniser les règles des deux côtés des frontières et de systématiser la coordination entre GRT afin d'éviter les problèmes issus d'un manque de dialogue entre opérateurs.

La première portera sur le renforcement de l'axe ouest, par Larrau et Biriou, et la seconde sur la création d'un nouveau point d'interconnexion au niveau de la Catalogne (« Midcat »). Côté français, ces différents projets nécessiteront d'importants renforcements du réseau jusqu'à la zone GRTgaz nord. Au regard des montants financiers estimés, la CRE considère que les décisions d'investissements devront être prises à l'issue de procédures d'*open season* prévues en 2009. Cela permettra de dimensionner les infrastructures et de disposer d'engagements fermes à long terme de la part des expéditeurs, ce qui garantira la viabilité économique des projets.

Dans cette perspective, la CRE et la CNE ont lancé, mi-novembre 2008, une consultation publique préliminaire portant sur l'organisation de ces deux *open seasons* et les produits de capacités qui seront proposés aux expéditeurs.

La synthèse de cette consultation publique ainsi que la poursuite des travaux sont prévues au cours du 1^{er} semestre 2009.

2. Les régulateurs poursuivent leurs efforts pour améliorer le fonctionnement des infrastructures gazières et renforcer la sécurité d'approvisionnement

2.1. L'accès aux infrastructures gazières est déterminant pour le bon fonctionnement des marchés

Il existe quatre types d'infrastructures gazières.

Les réseaux de transport

Le territoire français est desservi par deux transporteurs : - GRTgaz, filiale de GDF Suez, opère un réseau de canalisation long d'environ 32 000 km, divisé en quatre zones d'équilibrage (regroupées en deux zones au 1^{er} janvier 2009) ; - TIGF, filiale de Total, opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique.

Les réseaux de distribution

Il existe en France 24 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). 96 % des quantités de gaz distribuées de janvier à décembre 2008 (soit environ 333 TWh par an) l'ont été par Gaz Réseau Distribution France (GrDF), filiale de GDF Suez. Les autres réseaux sont concédés ou exploités en régie par

23 GRD qui distribuent environ 14 TWh par an, dont 10 TWh pour les deux plus importantes d'entre elles, Régaz (Bordeaux) et réseauGDS (Strasbourg). Depuis septembre 2008, un nouveau GRD de gaz naturel, Antargaz, est actif sur la commune de Schweighouse, dans le Haut-Rhin. Antargaz n'exploitait jusqu'alors que des réseaux de gaz propane. Ce réseau est le premier sur lequel le GRD n'est pas lié à un fournisseur historique.

En 2008, 76 nouvelles communes ont été raccordées au gaz (contre 116 en 2007). Ainsi, 9 534 communes étaient desservies en gaz naturel fin 2008, soit 26,1 % des communes françaises et 76 % de la population. Les communes restant à desservir étant de petite taille, il devient de plus en plus difficile de les raccorder en gaz dans des conditions de rentabilité suffisante.

Les terminaux méthaniers

En 2008, deux terminaux méthaniers sont opérationnels, à Fos Tonkin et à Montoir-de-Bretagne. Tous deux sont la propriété de GDF Suez et sont gérés par la Direction des Grandes Infrastructures (DGI).

Fos Tonkin, mis en service en 1972, peut recevoir des navires allant jusqu'à 74 000 m³ et offre une capacité de regazéification de 7 Gm³/an – à partir de la mise en service du terminal de Fos Cavaou, cette capacité sera ramenée à 5,5 Gm³/an avec l'arrêt d'une unité de regazéification.

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 TABLEAU 2.

TABLEAU 2
NOMBRE D'UTILISATEURS PAR TYPE D'INFRASTRUCTURE

	Transport		Stockage		Terminaux		Distribution	
	GRTgaz	TIGF	Storengy	TIGF	Elenrgy Fos	Elenrgy Montoir	GrDF	ELD
01/01/2009	48	19	22	8	3	5	12	28 ⁽¹⁾
01/04/2008	44	13	22	8	3	5	13	26 ⁽¹⁾

Source : CRE

(1) Dont les 22 fournisseurs historiques locaux.

3. Le régulateur contribue à l'interconnexion des réseaux européens, à la sécurité de leur exploitation et à la sécurité d'approvisionnement

Les stockages souterrains

La France compte deux gestionnaires de stockages souterrains :

- GDF Suez (DGI) opère 12 sites de stockage répartis en six groupements. Ces sites se situent dans les zones d'équilibrage de GRTgaz et représentent une capacité de 109 TWh, soit 79 % des capacités de stockage en France ;
- TIGF opère deux sites de stockage dans le sud-ouest de la France. Ces sites ont une capacité de stockage de 28 TWh, soit 21 % des capacités de stockage nationales.

2.1.1. Le bilan des infrastructures gazières au 31 décembre 2008 : un dynamisme dans l'accès aux infrastructures

Pour les réseaux de distribution, fin 2008, les expéditeurs autres que GDF Suez Branche Énergie France étaient actifs sur 99 % des Points d'Interface Transport-Distribution (PITD), contre seulement 91 % à la fin 2007. Néanmoins, cette diversification géographique des expéditeurs s'est essentiellement opérée sur le réseau de GrDF et non sur ceux des ELD.

Sur les réseaux de transport, le nombre d'expéditeurs a également continué à progresser.

L'utilisation des capacités commercialisables aux liaisons et aux interconnexions est restée très élevée.

Grâce à de nouveaux mécanismes d'allocation, le nombre d'expéditeurs ayant des capacités fermes de transport pour accéder à la zone Sud de GRTgaz est passé de 11, en janvier 2008, à 21, en janvier 2009. Ces capacités sont entièrement souscrites.

Les capacités fermes d'entrée sur le territoire français ont également été entièrement souscrites, à l'exception de Taisnières H, pour la période de six mois allant de janvier à juin 2009.

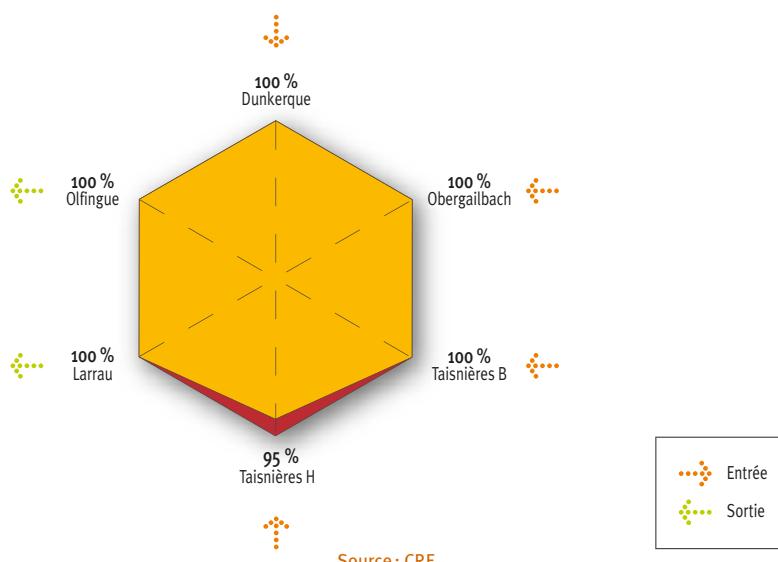
Au point d'entrée Taisnières H, le nombre d'expéditeurs a augmenté de 16 au 1^{er} semestre 2008 à 19 au 1^{er} semestre 2009, notamment en raison de nouveaux produits commercialisés en amont par Fluxys, à la suite des travaux menés dans le cadre de l'initiative régionale Nord-Ouest.

2.1.2. Un recul du recours au GNL

En raison de la baisse de la consommation résultant du climat doux durant l'année 2008 et des niveaux de stocks de gaz élevés, les prix du gaz en Europe ont été plus bas que ceux d'autres places de marchés **FIGURE 4**. Le GNL étant en partie un élément d'ajustement de la chaîne d'approvisionnement, seuls deux bateaux d'expéditeurs ayant recours au service bandeau ont été déchargés sur les deux terminaux français contre trois sur l'ensemble de l'année 2007.

En raison de la baisse de la consommation résultant du climat doux durant l'année 2008 et des niveaux de stocks de gaz élevés, les prix du gaz en Europe ont été plus bas que ceux d'autres places de marchés.

FIGURE 4
RÉSERVATION DES CAPACITÉS D'ENTRÉE OU DE SORTIE SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ (PÉRIODE DE JANVIER À JUIN 2009)





Les quantités totales déchargées en 2008 ont donc été en léger recul par rapport à 2007. Fos Tonkin n'a reçu que 60 TWh (soit - 1 %) et Montoir n'a reçu que 80,5 TWh (soit - 4 %). Le nombre de souscripteurs est stable (sept sociétés).

2.1.3. Stabilité de l'utilisation des stockages par rapport à 2007

Au 1^{er} novembre 2008, le nombre total d'utilisateurs des stockages de GDF Suez est resté constant à 22

(y compris GRTgaz). Chez TIGF, les souscripteurs sont restés au nombre de huit.

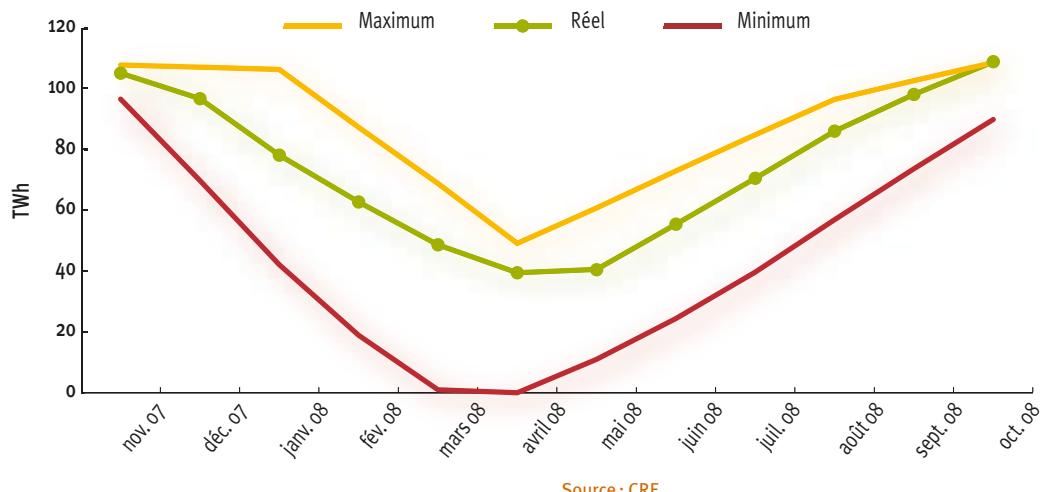
Comme en 2007, les fournisseurs ont rempli leurs capacités de stockage dès le début du mois d'octobre 2008

FIGURES 5 & 6.

2.2. L'équilibrage sur le réseau de GRTgaz

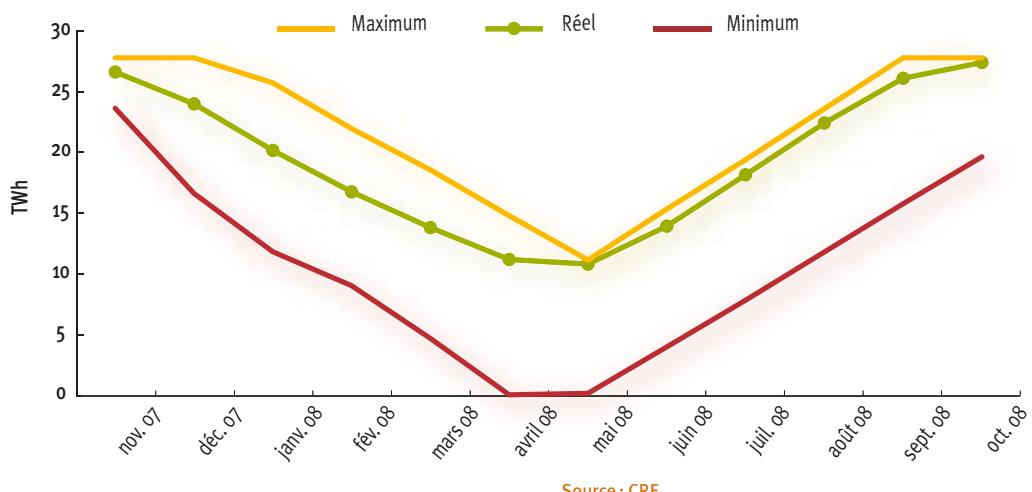
Le bon fonctionnement du marché nécessite un équilibrage physique du réseau de transport.

**FIGURE 5
STOCKAGES DE GDF SUEZ DGI**



Source : CRE

**FIGURE 6
STOCKAGES DE TIGF**



Source : CRE

3. Le régulateur contribue à l'interconnexion des réseaux européens, à la sécurité de leur exploitation et à la sécurité d'approvisionnement

À cette fin, obligation est faite à chaque expéditeur d'équilibrer ses injections de gaz sur les réseaux (importations, production, achats aux points d'échange de gaz (PEG), soutirages des stockages) et ses soutirages (consommation de son portefeuille de clients, exportations, ventes aux PEG, injection dans les stockages).

Jusqu'en 2006, les deux GRT avaient recours de façon exclusive aux stockages souterrains. Ils facturaient les déséquilibres des expéditeurs sur la base d'un prix du gaz sur le *hub* de Zeebrugge transporté dans la zone d'équilibrage concernée.

Un nouveau système d'équilibrage a été mis en place par GRTgaz au cours de l'année 2007 afin d'évoluer progressivement vers un système reposant sur le marché: GRTgaz utilise le marché pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage (environ 20 %) à travers une plateforme d'échange, appelée Balancing GRTgaz, opérée par Powernext. Le prix moyen des transactions sur la plateforme de Powernext est repris pour facturer aux expéditeurs une partie de leurs déséquilibres.

Ce dispositif a fonctionné tout au long de l'année 2008. En novembre 2008, 16 sociétés étaient inscrites sur la plateforme d'échange Balancing GRTgaz, contre 11 fin 2007.

En pratique, le prix d'équilibrage est resté proche de la cotation Zeebrugge Day Ahead. Ainsi, le nouveau système présente l'avantage de donner aux expéditeurs un signal quant au coût de leurs déséquilibres fondé sur des données économiques et non sur une référence normative.

Au second semestre 2008, des dispositions ont été prises pour préparer les évolutions du système d'équilibrage de GRTgaz nécessaires en 2009 **FIGURE 7**.

2.2.1. La mise en cohérence avec Powernext

Dans sa délibération du 23 octobre 2008, la CRE a approuvé la proposition de GRTgaz d'égaliser la taille des lots échangés (de 150 à 250 MWh par jour) sur la plateforme Balancing GRTgaz avec celle de la bourse du gaz, lancée par Powernext le 26 novembre. Cette mesure a été décidée pour faciliter, à terme, le regroupement éventuel des deux plateformes.

2.2.2. La redistribution de la tolérance d'équilibrage en faveur de la zone Sud

Dans sa délibération du 26 novembre 2008, la CRE a approuvé des propositions de GRTgaz visant à adapter le système d'équilibrage à la nouvelle structure du transport entrant en vigueur au 1^{er} janvier 2009.

Les dispositions suivantes ont été adoptées :

- une nouvelle répartition de la tolérance d'équilibrage favorable à la zone Sud de GRTgaz et aux petits portefeuilles ;
- un dispositif temporaire (12 mois) d'accompagnement de la suppression du mécanisme de mutualisation des déséquilibres entre zones d'équilibrage.

La CRE a également demandé à GRTgaz de poursuivre les travaux en 2009 au sein de l'instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz, en veillant à la prise en compte des chantiers importants suivants :

- l'évolution de la structure d'ensemble du réseau de transport en France ;
- l'impact du fonctionnement des cycles combinés à gaz sur l'équilibrage du réseau ;
- l'évolution progressive vers un équilibrage de marché et la définition du système d'équilibrage cible.

2.3. Le lancement de la concertation sur les réseaux de transport de gaz

Les règles d'acheminement sur les réseaux de transport sont susceptibles de connaître des évolutions sur de nombreux sujets, parmi lesquels la structure d'ensemble du système de transport de gaz et les règles applicables aux centrales électriques à gaz, l'évolution du système d'équilibrage.

C'est pourquoi la CRE a demandé à GRTgaz et TIGF d'organiser un processus de concertation réunissant les acteurs de marché (Délibération CRE du 18/09/2008). L'objectif est de traiter les sujets de façon transparente et homogène pour les deux transporteurs, et de faire émerger des propositions soumises à l'approbation de la CRE. Les services de la CRE participent à cette concertation pour en garantir le bon fonctionnement.

La composition du comité plénier qui s'est réuni le 7 novembre 2008, pour la première fois, permet aux



Le nouveau système d'équilibrage présente l'avantage de donner aux expéditeurs un signal quant au coût de leurs déséquilibres fondé sur des données économiques et non sur une référence normative.

différents intérêts représentatifs de l'industrie de faire valoir leurs positions. Nouveaux entrants, fournisseurs historiques, consommateurs industriels, traders, producteurs d'électricité et groupes énergétiques intégrés apportent ainsi leurs contributions au bon fonctionnement des instances de concertation. La Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) est membre invité permanent du comité.

À ce jour, le comité plénier a permis de dégager cinq thèmes de travail principaux : évolution de la structure du réseau et difficultés d'accès à certaines zones, adaptation du système d'équilibrage, mécanisme d'allocation des capacités de transport et marché secondaire, règles applicables aux centrales électriques à gaz, questions relatives aux raccordements.

À la demande des fournisseurs nouveaux entrants et des consommateurs, le premier chantier lancé en novembre 2008 concerne l'amélioration des conditions d'accès des fournisseurs au sud de la France. Le groupe de travail rendra ses premières conclusions à la CRE en avril 2009.

2.4. La régulation des terminaux méthaniers : préparation des futures décisions

2.4.1. L'*open season* de Montoir

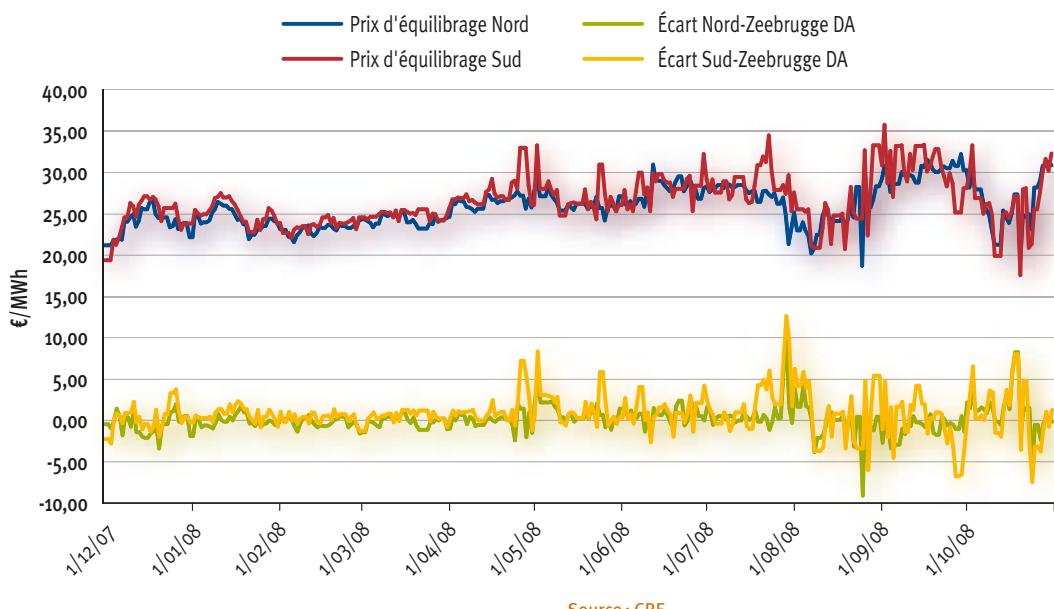
Gaz de France a validé début 2008 l'extension temporelle, dite « extension o », du terminal de Montoir (maintien du terminal à 10 Gm³/an au-delà de 2021) et a alloué les capacités demandées. Cette allocation conduit à une réservation du terminal à hauteur de 97 % de sa capacité technique (123 TWh par an, soit 10 Gm³/an) entre 2011 et 2019. Cette décision a été communiquée par l'opérateur le 29 décembre 2008.

Elle a pour conséquence de rendre impossible l'accès au terminal de Montoir à compter de 2011 pour les fournisseurs nouveaux entrants, à l'exception de quelques cargaisons isolées au cours d'une année.

2.4.2. Le terminal de Fos Cavaou

Un terminal, d'une capacité technique de 8,25 Gm³ par an, géré par la Société du terminal méthanier de

FIGURE 7
L'ÉVOLUTION DU PRIX D'ÉQUILIBRAGE EN 2008



3. Le régulateur contribue à l'interconnexion des réseaux européens, à la sécurité de leur exploitation et à la sécurité d'approvisionnement

Fos Cavaou (STMFC), filiale commune à GDF Suez (69,7 %) et Total (30,3 %), est actuellement en cours de construction. Son entrée en service, initialement prévue le 1^{er} avril 2008, a été repoussée à la suite du retard des travaux.

La CRE a l'intention de proposer un tarif d'utilisation de ce terminal dans le courant du deuxième trimestre 2009, afin de prendre en compte le plus précisément possible les paramètres utiles à son élaboration (niveau de souscription, montant des investissements et des charges d'exploitation).

La CRE juge dommageable le retard du chantier et son impact sur la concurrence dans la zone sud.

2.4.3. La visibilité tarifaire à long terme

La CRE a publié le 22 juillet 2008, une consultation publique portant sur trois thèmes :

- les principes de tarification de l'utilisation des terminaux sur une échéance de court terme (2009-2011) ;
- les principes de visibilité tarifaire qui pourraient s'appliquer à long terme pour les investissements créant de nouvelles capacités pour les terminaux régulés ;
- les modalités suivant lesquelles la CRE envisage de rendre son avis sur les demandes d'exemption.

Vingt-deux réponses ont été reçues et analysées par la CRE et une table ronde a été organisée le 16 octobre 2008. Il ressort de cette consultation que les acteurs du marché se prononcent majoritairement pour une visibilité à long terme des tarifs, y compris pour les terminaux existants.

La CRE envisage, pour les extensions des terminaux méthaniers régulés aboutissant à une augmentation significative et durable des capacités et pour les nouveaux terminaux décidés après l'entrée en vigueur du prochain tarif, de fixer le taux de rémunération de base sur une période de 20 ans. Ce taux pourrait être égal au taux de base applicable aux actifs de transport au moment de la décision finale d'investissement pour ces nouvelles infrastructures, auquel s'ajoutera la prime de 200 points de base spécifique au GNL.

Dans le cas d'investissements aboutissant à une augmentation significative et durable des capacités de regazéification, une majoration pourrait être accordée pendant 10 ans sur décision de la CRE en fonction du niveau de risque assumé par les opérateurs sur le

montant de l'investissement et des modalités mises en œuvre pour l'allocation des capacités créées.

Pour les extensions et les nouveaux terminaux concernés par une tarification pluriannuelle, il est envisagé de réviser les tarifs tous les 4 ans, afin de prendre en compte les écarts observés sur certaines charges et sur les souscriptions de capacités considérées pour établir le tarif.

2.4.4. Les projets d'investissement et les demandes d'exemption à l'accès des tiers (article 22)

Quatre projets de nouveaux terminaux méthaniers ont été annoncés en France. Ils sont localisés à Antifer (Gaz de Normandie, dont les actionnaires sont la CIM, E.ON Ruhrgas, Poweo et Verbund), Dunkerque (EDF), Fos (Shell) et le Verdon (4Gas). Antifer, Dunkerque et le Verdon ont déjà fait l'objet d'une procédure de débat public et les trois investisseurs ont annoncé, entre juin et juillet 2008, leur intention de poursuivre leurs projets et de déposer un dossier de demande d'autorisation d'exploiter.

L'article 22 de la directive 2003/55/CE du Parlement européen, concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, prévoit la possibilité pour les nouvelles grandes infrastructures gazières (les interconnexions entre États membres, les installations de GNL ou de stockage) d'obtenir une exemption à l'accès des tiers et/ou à la régulation tarifaire suivant des conditions prédéfinies.

En vertu de ces dispositions, les porteurs des nouveaux projets de terminaux méthaniers pourraient demander une dérogation.

Compte tenu du contexte lié aux projets de nouveaux terminaux, la CRE a jugé utile de publier, le 21 novembre 2008, sa position sur les questions relatives à l'exemption en application de l'article 22.

Elle considère que l'octroi d'une exemption, accordée sur la base d'une analyse au cas par cas, est susceptible de favoriser la réalisation des investissements sur les terminaux méthaniers. En revanche, elle estime que la coexistence entre un régime régulé et un régime exempté au sein d'un même terminal entraînerait des difficultés opérationnelles et des risques de subventions croisées.

En ce qui concerne l'allocation des capacités, la CRE constate que la majorité des acteurs du marché

Il est envisagé de réviser les tarifs tous les 4 ans, afin de prendre en compte les écarts observés sur certaines charges et sur les souscriptions de capacités considérées pour établir le tarif.



**La coexistence
entre un régime
régulé et un
régime exempté
au sein d'un
même terminal
entraînerait
des difficultés
opérationnelles
et des risques
de subventions
croisées.**

est opposée à l'obligation d'une procédure d'*open season* dans le cadre d'un terminal exempté. Pour chaque projet, elle sera très attentive aux modalités d'attribution des capacités et aux résultats de ces attributions, en particulier en analysant leur impact sur le bon fonctionnement du marché. Par conséquent, elle se réserve la possibilité de demander dans son avis, au cas par cas, qu'une procédure d'*open season* soit imposée. La CRE considère qu'une même société, y compris les sociétés liées, ne devrait pas détenir plus de 66 % des capacités techniques d'un terminal. Si tel était le cas, le porteur de projet devrait faire la preuve, au moment de l'examen du dossier d'exemption, qu'il a fait tout son possible pour favoriser l'engagement d'autres parties prenantes.

Par ailleurs, la CRE constate que les acteurs de marché ne sont pas favorables à ce que soit imposée sur les terminaux exemptés une part de capacités dédiées aux contrats de court terme. Elle considère que si un tel mécanisme est utile au bon fonctionnement du marché, il n'est toutefois pas souhaitable, compte tenu de la spécificité du marché de GNL, de l'imposer aux projets de terminaux méthaniers.

Quoiqu'il en soit, chaque porteur de projet devra démontrer que l'investissement ne pourrait être réalisé sans l'octroi d'une exemption, en particulier en apportant la preuve que les niveaux de risques encourus et de rentabilité envisagée sont tels qu'ils nécessitent cette dérogation. De plus, la CRE ne rendra un avis favorable à la demande d'exemption que si les conditions financières de remise sur le marché des capacités non utilisées sont clairement définies et publiées par le porteur de projet.

Dans son avis, la CRE analysera le marché gazier français, mais élargira son étude aux marchés gaziers voisins et au marché français de l'électricité.

Elle conduira une consultation publique spécifique à chaque terminal, l'exemption étant attribuée au cas par cas.

2.5. L'accès aux stockages souterrains de gaz naturel : la redistribution des capacités de stockage au 1^{er} novembre 2008

La directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 laisse le choix aux États membres entre un accès régulé (tarifs et modalités d'accès fixés par un régulateur indépendant) aux installations de stockage et au stockage en

conduite et un accès négocié (tarifs et modalités d'accès fixés par les opérateurs).

Cette disposition est transposée dans le droit français par la loi du 9 août 2004 qui prévoit que les modalités de l'accès aux capacités de stockage, et en particulier son prix, sont négociées dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Cette loi prévoit également que, lorsqu'un opérateur exploite plus d'un stockage souterrain, il est tenu de transmettre au ministre chargé de l'énergie les contrats d'accès au stockage ainsi que les conditions d'attribution des capacités.

Les modalités d'accès aux stockages souterrains de gaz naturel sont définies par le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 qui impose à tous les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché français de posséder en stock, au 1^{er} novembre de chaque année, 85 % des besoins de stockage de leurs clients domestiques et de leurs autres clients assurant des missions d'intérêt général. Pour ce faire, la réglementation prévoit qu'un droit unitaire de stockage est attribué à chaque consommateur final, en fonction de son profil de consommation. Si ce consommateur change de fournisseur, ce droit est automatiquement transféré de l'ancien au nouveau fournisseur.

En France, les stockages souterrains étaient exploités au 31 décembre 2008 par deux opérateurs : par la Direction des Grandes Infrastructures de GDF Suez (DGI) et par TIGF. La DGI dispose de la 2^e capacité en Europe avec 12 sites repartis en 6 groupements sur le réseau GRTgaz, représentant une capacité de 9,4 Gm³ de gaz naturel (108,7 TWh). Quant à TIGF, il dispose de 2 stockages dans le sud-ouest de la France représentants une capacité de 2,3 Gm³ de gaz naturel (27 TWh).

Au total la capacité de stockage en France représente environ 25 % de la consommation annuelle nationale (136 TWh).

La part des différents fournisseurs nouveaux entrants dans le stockage pour la période 2008-2009 au 1^{er} novembre 2008 représente 11,1 % des capacités totales de stockage. Cette part de marché a augmenté de 1,2 % par rapport au mois d'avril.

Le reste des capacités de stockage est détenu par GDF Suez (72,6 %) et Total (16,3 %).



Le **cadre de régulation** dans lequel s'élaborent les **tarifs** est **au service des investissements**

- p. 37 > Les tarifs d'utilisation des réseaux élaborés en 2008 introduisent un nouveau cadre de régulation
- p. 42 > Investissements et tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité
- p. 48 > Investissements et tarifs d'utilisation des infrastructures et réseaux gaziers

L'année 2008 a été marquée par la préparation de nouveaux tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz et le passage à un mode de tarification pluriannuel incitatif. Cela a permis de proposer de nouvelles modalités de rémunération des actifs investis dans les réseaux.

1. Les tarifs d'utilisation des réseaux élaborés en 2008 introduisent un nouveau cadre de régulation

1.1. Une rémunération adéquate des activités de réseaux : une condition nécessaire, mais non suffisante, pour la réalisation des investissements

Ces modalités et, en particulier, le taux de rémunération de la base d'actifs régulée (BAR) fixé par le régulateur, font l'objet d'une attention soutenue de la part de la communauté financière (agences de notation, investisseurs). Ces conditions de rémunération sont, en effet, déterminantes pour apprécier la viabilité financière des gestionnaires de réseaux. Du point de vue du régulateur, elles constituent un paramètre important, qui, classiquement, est examiné en étroite relation avec l'appréciation du risque de l'activité régulée. Elles doivent donc être replacées dans le contexte plus large du cadre de régulation adopté. En effet, le traitement tarifaire des investissements et, plus généralement, la couverture de risques dans le cadre de régulation en regard de risques habituellement supportés par les entreprises du domaine concurrentiel, constituent des leviers déterminants, cela à côté du strict levier du taux de rémunération de la BAR.

Ces différents leviers sont cruciaux pour s'assurer que les gestionnaires de réseaux disposent des ressources financières adéquates pour réaliser les investissements nécessaires au niveau attendu. Toutefois, ils ne sont pas suffisants pour s'assurer que cet objectif d'investissement soit atteint. Les arbitrages d'actionnaire, légitimes du strict point de vue du droit des sociétés, peuvent, en effet, rentrer en conflit avec les investissements des activités régulées. Cette préoccupation du régulateur est valable indépendamment du régime de propriété des réseaux, même si elle peut être plus prégnante pour les entreprises verticalement intégrées.

Des garde-fous seraient utiles pour permettre au régulateur de s'assurer de la correcte exécution des investissements. En la matière, la CRE dispose d'un pouvoir d'approbation des investissements pour les gestionnaires de réseaux de transport. Ce n'est toutefois pas le cas pour les réseaux de distribution. Cependant, pour les réseaux de distribution de gaz, la majorité des investissements sont encadrés par des dispositions réglementaires (sécurité, pointe à 2 %, etc.) Par ailleurs, aucun dispositif ne permet d'encadrer aujourd'hui la structure des passifs des opérateurs. En effet, l'évolution de l'endettement et la politique de remontée des dividendes, décidées par l'actionnaire, constituent également des facteurs pouvant potentiellement rentrer en concurrence avec les besoins des réseaux régulés en termes d'investissements.



4. Le cadre de régulation dans lequel s'élaborent les tarifs est au service des investissements

1.1.1. La rémunération retenue de la base d'actifs régulée se fonde sur une évaluation de fourchettes d'estimations des paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC)

La CRE, comme la plupart des régulateurs, propose ses niveaux tarifaires de façon à couvrir l'amortissement et la rémunération des capitaux investis. Ces capitaux sont pris en compte à travers la BAR. La BAR augmente avec les nouveaux investissements, lors de la mise en service des actifs, et diminue du montant des amortissements et des actifs cédés. Elle est calculée à partir de la valeur des immobilisations telle qu'elle apparaît dans la comptabilité. Dans le cas de l'électricité, cette valeur est prise en compte en données nominales courantes et le taux de rémunération est également nominal. Dans le cas des opérateurs

gaziers, la valeur des actifs est réévaluée de l'inflation (prix à la consommation). Ce choix est lié à la méthode de valorisation adoptée par la commission Houri en 2002 pour valoriser les actifs de transport de gaz lors de leur cession par l'État à Gaz de France et à Gaz du Sud-Ouest (GSO). Cette valorisation a été, en effet, fondée sur une logique de coûts historiques réévalués. Par conséquent, et dans la mesure où l'inflation est portée par les actifs, le taux de rémunération retenu est exprimé en termes réels.

Les arbitrages d'actionnaire, légitimes du strict point de vue du droit des sociétés, peuvent rentrer en conflit avec les investissements des activités régulées.

Les taux de rémunération pris en compte se fondent sur la méthode usuelle du coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le coût des fonds propres est estimé sur la base du modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF). Les différents paramètres intervenant dans ces évaluations font l'objet de fourchettes d'estimations.

ENCADRÉ 8

ÉTUDE EXTERNE CONCERNANT LE COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL DES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES

→ Un consultant externe a mené une analyse comparative des pratiques des régulateurs européens ayant un cadre de régulation comparable au cas français et a procédé à un calcul (le calcul interne) du CMPC fondé sur une estimation d'une fourchette de valeurs pour chacun des paramètres du CMPC. Cette étude a également examiné et comparé certaines modalités de calcul des bases d'actif régulées, comme par exemple les modes de réévaluation, les durées d'amortissement, ou le périmètre d'inclusion des actifs dans la base d'actif régulée (BAR).

→ Huit pays ont été retenus pour effectuer l'analyse comparative: Autriche, Belgique, Irlande, Italie, Finlande, France, Pays-Bas et Royaume-Uni. L'analyse comparative des pratiques a été menée à l'aide d'échanges réguliers avec les régulateurs concernés. L'un des aspects principaux de cette analyse a consisté à harmoniser les taux de rémunération des différents régulateurs afin de les rendre comparables. Les régulateurs peuvent, en effet, adopter des conventions différentes pour le calcul du taux (nominal/réel, avant/après impôt, « vanille » i.e. hors impôt...) qui rendent erronées toutes comparaisons directes. Ces retraitements ont également permis de comparer les taux sur la base d'un taux d'impôt sur les sociétés homogènes au taux applicable en France (CMPC Isotax), afin également d'éviter toute distorsion dans la comparaison liée à la fiscalité propre de chaque pays.

→ Concernant le calcul interne, il s'est basé sur une évolution des fourchettes pour chacun des paramètres constitutifs du CMPC (taux sans risque, prime de risque du marché actions, coût de la dette, beta des actifs et des fonds propres, levier). L'estimation des paramètres liés à l'appréciation du risque des opérateurs (levier, beta, spread de la dette) a tenu compte des résultats de l'analyse comparative.

→ Ces résultats traduisent une dispersion dans les pratiques des différents régulateurs en matière d'estimation du CMPC. Dans le cas de l'électricité, sur une base nominale avant impôt et « iso-tax », les taux des régulateurs se situent en valeur médiane à 7,3 % pour le transport (au sein d'une fourchette large de 6,5 à 10,2 %) et à 7,5 % pour la distribution (fourchette de 7 à 10,2 %). Pour le gaz, sur une base réelle avant impôt et iso-tax, les taux des régulateurs se situent respectivement en valeur médiane à 6,3 et 6,1 % pour le transport et la distribution, les fourchettes du benchmark allant de 4,7 à 8,2 % pour le transport et de 5 à 7,25 % pour la distribution.

→ Enfin, le calcul interne effectué dans le cadre de l'étude a proposé une fourchette d'évaluation du CMPC pour le transport et la distribution d'électricité de 6,7 à 8,4 % (nominal avant impôt, avec une valeur moyenne à 7,5 %). Pour le gaz, les niveaux proposés (réels, avant impôt) se situent, pour le transport, de 4,9 à 6,6 % (moyenne à 5,7 %) et, pour la distribution, de 5,3 à 7 % (moyenne à 6,2 %).



La CRE a également confié à un cabinet externe une étude sur le CMPC des infrastructures électriques et gazières **ENCADRÉ 6**.

Pour l'électricité, la fourchette de taux envisagée dans la consultation publique du 26 août 2008 relative à TURPE 3 se situe entre 7,25 et 7,75 %, nominal avant impôt.

Dans le cas du gaz, la couverture du risque de variation des volumes acheminés par GrDF et donc de l'aléa climatique auquel il est particulièrement exposé du fait de la structure tarifaire, est à l'origine de la fixation du taux de rémunération des actifs de distribution de gaz à 6,75 % (réel, avant impôts), soit 50 points de base en dessous des niveaux retenus pour l'ATRD 2. Ce risque était précédemment laissé à la charge de l'opérateur. En revanche, le taux retenu pour le transport a été maintenu à 7,25 %.

L'écart de rémunération entre le transport et la distribution de gaz se matérialise dans le choix retenu pour le *beta* et donc le coût des fonds propres.

Il traduit le risque plus important supporté par les GRT lié à l'incertitude sur l'évolution des souscriptions de capacités. L'activité des transporteurs étant de permettre un meilleur fonctionnement du marché, les réseaux de transport de gaz naturel ne sont donc pas uniquement dimensionnés pour servir une consommation finale. Une part importante des investissements des transporteurs est liée à l'amélioration des conditions d'accès à leurs infrastructures (fluidification, simplification etc.). A noter que pour ces GRT, les mécanismes de rémunération mis en place comportent également une incitation, fixée à 300 points de base pendant 10 ans, pour tous les investissements sur le réseau gazier principal qui permettent la création de capacités additionnelles ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage.

Enfin, il convient de souligner que les orientations tarifaires de la CRE maintiennent un écart entre la rémunération des actifs d'acheminement d'électricité (pour lesquels les CMPC retenus sont nominaux) et le gaz (pour lesquels les CMPC sont exprimés en termes réels). Les taux de rémunération retenus pour les activités gazières sont supérieurs à ceux retenus pour l'électricité. Cette différence se matérialise structurellement, dans l'appréciation du risque des activités gazières sur le long terme, du fait du caract

ère substituable de l'énergie gaz à la différence de l'électricité.

Les immobilisations en cours représentent un cas particulier. Dans ses orientations tarifaires, la CRE a harmonisé le traitement des immobilisations en cours entre les différentes infrastructures. Désormais, une couverture de la charge financière associée à ces immobilisations en cours n'est envisagée que dans la mesure où les activités régulées concernées financent des investissements dont la phase de dépenses avant mise en service s'étale sur une durée longue. C'est le cas pour les activités de transport, mais non pour les réseaux de distribution. Par conséquent, aucune rémunération à ce titre n'est prévue pour les opérateurs de réseaux de distribution.

Pour les opérateurs de réseaux de transport, la rémunération de ces actifs est déterminée sur la base de la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette. Cette méthodologie est conforme avec les pratiques usuelles en termes de comptabilisation d'intérêts intercalaires en financement de projet.

Une étude sur cette problématique a, enfin, été confiée à un cabinet externe qui a examiné la question à la fois sur le plan comptable et sur le plan économique. L'étude a conforté l'approche de la CRE et a, en outre, recommandé d'éviter une double comptabilisation des intérêts intercalaires, dans le cas où ceux-ci seraient capitalisés dans la base d'actifs régulée.

1.1.2. Le traitement tarifaire assure la couverture des dépenses d'investissement réalisées

Les propositions tarifaires sont construites sur des hypothèses prévisionnelles de dépense, qui couvrent la période allant jusqu'à 2012. Des écarts entre prévisions et réalisations peuvent donc survenir. Pour plusieurs postes de charges, dont les charges de capital, ces dépenses sont éligibles au mécanisme de correction d'erreurs, le compte de régulation des charges et produits (CRCP). *Ex-post*, cela implique que les tarifs futurs couvriront les dépenses effectivement réalisées et non les hypothèses retenues lors des calages tarifaires initiaux (logique de *pass-through*).

Pour les investissements, les opérateurs sont donc assurés de recouvrer l'amortissement et la rémunération

associés aux investissements effectivement réalisés. Ils ne courrent donc pas de risque financier même dans l'hypothèse où les montants de ces investissements dépassent les hypothèses retenues. Les gestionnaires de réseaux ne retirent aucun bénéfice d'un sous-investissement éventuel par rapport à ces hypothèses.

Au total, le traitement tarifaire en *pass-through* des investissements élimine toute incitation à sous-investir dans le réseau, tout en garantissant à l'opérateur ses revenus tarifaires en cas de dépassement des budgets prévisionnels d'investissement. Ce cadre est donc particulièrement sécurisant et favorable à l'investissement dans les réseaux, tout en garantissant aux utilisateurs de réseau de ne payer que ce qui correspond aux investissements réalisés par les opérateurs.

Par ailleurs, un tel constat ne devrait pas être fondamentalement remis en cause par l'hypothèse d'une introduction à terme de dispositions incitatives qui ne porteraient que sur les coûts unitaires d'investissements. Les volumes d'investissements restent pour leur part dans une logique de *pass-through* **ENCADRÉ 9**.

1.1.3. Le cadre de régulation immunise contre le risque de variation des volumes acheminés

Outre les charges de capital, les orientations tarifaires de l'année 2008 incluent dans le périmètre du CRCP plusieurs autres postes, dont le plus important, en proportion des chiffres d'affaires des opérateurs, est celui lié aux variations des volumes ou des soutirages. 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. Parmi les autres postes éligibles au CRCP et donc atténuant le profil de risque des opérateurs, on peut également citer les achats de pertes sur les réseaux, tant en électricité qu'en gaz.

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 réalisée sur cette période. De fait, les tarifs proposés en 2008 garantissent une grande part des revenus futurs des opérateurs jusqu'à 2012.

Au total, ce cadre de régulation fournit aux opérateurs une rémunération des capitaux engagés et un profil de risque limité, particulièrement propices à la prévisibilité des flux financiers. Cette prévisibilité est d'autant plus appréciable dans le contexte actuel de crise économique et financière.

1.1.4. Les liquidités générées sont satisfaisantes, sous réserve des décisions actionnariales

Les recettes tarifaires constituent l'essentiel du chiffre d'affaires des opérateurs régulés et l'essentiel de leurs ressources. Par construction, ces recettes couvrent les hypothèses d'évolution des charges d'exploitation, ainsi que l'amortissement et la rémunération

Des garde-fous seraient utiles pour permettre au régulateur de s'assurer que les décisions actionnariales soient encadrées, lorsqu'elles peuvent affecter la solidité financière des opérateurs et leur capacité à mener leurs programmes d'investissement.

ENCADRÉ 9 VERS UNE RÉGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS

→ L'introduction de dispositions incitatives de la régulation des investissements pourrait être envisagée pour les prochaines propositions tarifaires de la CRE. L'objectif théorique de telles dispositions est d'éviter que les opérateurs ne surinvestissent au-delà des besoins des réseaux ou qu'ils hésitent à optimiser les coûts de leurs investissements. Dans la pratique, la mise en place d'incitations pourrait revêtir la forme de dispositions

tarifaires traitant une trajectoire prévisionnelle de référence de volume d'investissement en *pass-through*, et introduisant des règles incitatives de partage de gain sur les hypothèses de coûts-unitaires sous-jacentes. Le retour d'expérience des tarifs proposés depuis 2008, ainsi que des travaux engagés sur l'analyse des coûts unitaires des investissements, permettront d'alimenter la réflexion sur ce sujet.



de la BAR. Ainsi, hors effets intertemporels liés à la restitution des trop-perçus ou manques à gagner via le mécanisme du CRCP, la marge brute d'exploitation peut être estimée comme étant la somme de l'amortissement et de la rémunération de la BAR.

Sur la période 2009-2012, cette marge brute d'exploitation régulatoire peut être utilement rapprochée des investissements prévisionnels afin d'apprécier la capacité d'autofinancement des opérateurs. Pour les quatre opérateurs concernés par la tarification pluriannuelle, cette marge dépasse les investissements prévisionnels.

Cela permet d'apprécier la capacité des opérateurs à disposer de ressources financières adéquates pour financer leurs investissements dans de bonnes conditions, en particulier dans le contexte économique et financier actuel.

Toutefois, les tarifs proposés par le régulateur ne constituent pas le seul garant de la solidité financière des opérateurs. Celle-ci dépend également des décisions prises par les actionnaires de ces opérateurs, en particulier en termes de structure du passif et de son évolution.

Lors de la séparation juridique des activités de transport, puis de distribution, l'établissement des bilans d'ouverture de RTE, GRTgaz et GrDF s'est accompagné d'un transfert partiel de dette par les maisons mères EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez. Dans le cas d'ERDF, le niveau des capitaux propres affectés à la filiale a été de 2,7 Mds d'euros, en deçà du niveau constaté dans les derniers comptes dissociés disponibles.

Les opérateurs bénéficient d'un cadre de régulation sécurisant, en particulier en termes de prévisibilité de leurs recettes d'exploitation.

L'affectation des résultats et la remontée de dividendes vers la maison mère est susceptible de limiter la capacité financière des opérateurs. Sur la base des résultats 2007, le ratio de remontée des dividendes a été de 60 % pour RTE, 75 % pour ERDF et 95 % (i.e. 100 % du résultat distribuable) pour GRTgaz. Dans le cas de RTE, corrigé du trop perçu de l'année 2007 lié aux interconnexions, le taux de distribution calculé sur la base d'un résultat récurrent dépasse la totalité de ce résultat sur la période de TURPE 2. Ces taux de distribution sont à mettre en regard de l'indication donnée aux marchés

financiers par EDF et GDF Suez concernant la cible de taux de distribution de dividendes, égale à 50 % du résultat consolidé hors éléments exceptionnels.

Il convient par ailleurs de noter que le résultat potentiellement distribuable par les opérateurs de réseaux peut dépasser en théorie de façon significative les résultats d'une année (primes d'émissions, reports à nouveau, etc.).

Ces flux financiers peuvent compromettre la solidité financière des entreprises régulées et affecter leur capacité à financer les investissements. Dans le cas des groupes verticalement intégrés, à cette préoccupation s'ajoute celle du risque que les choix d'actionnaire ne relèvent d'arbitrages entre des investissements dans leurs activités concurrentielles, jugés plus rentables a priori même si également plus risqués, et des investissements dans les activités régulées ; mais aussi le risque que les transferts financiers décidés par la maison mère (remboursement de dette, dividende) ne constitue une remontée de trésorerie durable pouvant s'assimiler à une subvention croisée entre activités régulées et concurrentielles.

De ce point de vue, des garde-fous seraient utiles pour permettre au régulateur de s'assurer que les décisions actionnariales soient encadrées, lorsqu'elles peuvent affecter la solidité financière des opérateurs et leur capacité à mener leurs programmes d'investissement. En la matière, le pouvoir d'approbation des programmes d'investissements en vigueur pour les transporteurs pourrait utilement être élargi aux réseaux de distribution d'électricité. Sur le plan du passif financier, des pouvoirs d'encadrement des flux financiers vers la maison mère seraient nécessaires, par exemple de façon conditionnelle lors du déclenchement de certains critères (rating, ratios financiers, etc.).

On peut enfin noter que les dispositions relatives au modèle dit ITO d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport prévues dans le 3^e paquet énergie prévoient que soient mises à disposition du GRT, en temps voulu par l'entreprise verticalement intégrée à la suite d'une demande appropriée du gestionnaire de réseau de transport, des ressources financières appropriées pour des projets d'investissement futurs et/ou pour le remplacement d'actifs existants.

2. Investissements et tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité

2.1. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport

Le programme d'investissements 2009 de RTE est en forte progression.

Les besoins globaux recensés dans le plan d'investissements à long terme du réseau public de transport d'électricité pour la période 2008-2020 s'élèvent environ à 11 Mds €.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le programme d'investissements de RTE « [...] est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire ».

Le programme d'investissements présenté par RTE et approuvé par la CRE pour 2009 s'élève à 1 029,9 M€, en progression de 21 % par rapport au programme d'investissements 2008 approuvé en décembre 2007. Les projets les plus importants portent

sur le renforcement de l'axe 400 kV Tamareau – Tavel et sur les dispositions prises par RTE pour renforcer la sécurité d'alimentation du Var et des Alpes Maritimes à la suite de l'annulation par le Conseil d'État de la déclaration d'utilité publique (DUP) de la ligne 400 kV Boutre-Broc-Carros en 2006. Par ailleurs, RTE poursuit ses efforts concernant l'accélération des investissements de renouvellement **TABLEAU 3**.

2.2. De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont été proposés pour 2009

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE 3) sont nécessaires pour permettre aux gestionnaires de réseaux de financer les besoins croissants d'investissements, en particulier :

- la nécessité de faire face à l'augmentation de la durée moyenne de coupure sur la distribution ;
- les besoins de raccordement et de renforcement en réponse à un nouveau développement de la production d'électricité ;
- le renforcement des interconnexions justifié par l'intégration européenne ;
- la modernisation des dispositifs de comptage pour s'adapter à la production décentralisée et à l'exigence de maîtrise de la demande d'énergie.

TABLEAU 3
PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS
DE RTE POUR 2009, APPROUVÉ PAR LA CRE

Investissements	2009
Grand Transport et Interconnexions – Développement	215,9 M€
Grand Transport et Interconnexions – Renouvellement	66,6 M€
Réseaux Régionaux – Développement	324,9 M€
Réseaux Régionaux – Renouvellement	261,5 M€
Reprise de réseaux de transport	3,5 M€
Outils du système électrique	76,3 M€
Outils de gestion du marché	42,8 M€
Logistique	38,3 M€
Total	1 029,9 M€

Source : RTE – Chiffres arrondis

Les nouveaux tarifs sont conçus pour s'appliquer sur une période de quatre ans afin de garantir une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sur l'évolution de leurs recettes.

Le gouvernement n'a pas accepté la proposition initiale de la CRE et a souhaité qu'elle soit modifiée pour prendre en compte les deux objectifs suivants :

- une plus grande modulation des tarifs en fonction de l'heure et/ou de la saison pendant laquelle l'électricité est consommée, en conciliant le principe de reflet des coûts et l'objectif d'une plus forte incitation à limiter la consommation des clients en période de pointe ;
- l'achèvement de la sécurisation du réseau à haute tension dès 2017.

Pour l'élaboration des tarifs, la CRE a fixé, à travers les consultations publiques qu'elle a menées, les principes détaillés ci-après.

2.2.1. Un tarif donnant aux gestionnaires de réseaux les moyens de répondre à leurs missions de service public

Au premier rang des missions de service public des gestionnaires de réseaux figurent le développement et le renouvellement des réseaux pour améliorer la qualité et accompagner le développement de la production, de la consommation et des interconnexions.

Sur la période 2009-2012, le TURPE 3 devrait permettre de financer 11,9 Mds € d'investissements dans les réseaux de distribution, soit un montant annuel moyen en progression de 45 % par rapport à 2008. Ce chiffre correspond au scénario le plus favorable à l'amélioration de la qualité proposé par ERDF.

Les investissements sur le réseau de transport devraient représenter 4,7 Mds €, soit un montant annuel moyen en progression de 36 % par rapport à 2008. Ils portent, principalement, sur le développement du réseau de grand transport et des interconnexions.

2.2.2. Un tarif pluriannuel incitatif assurant la visibilité des opérateurs et des fournisseurs, et ayant un caractère incitatif

Les nouveaux tarifs sont conçus pour s'appliquer sur une période de quatre ans afin de garantir une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sur l'évolution de leurs recettes.

Cet allongement de la période tarifaire facilitera également pour les gestionnaires de réseaux la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité.

2.2.3. De nouvelles règles de fonctionnement du compte de régulation des charges et des produits

La CRE a proposé de reconduire le mécanisme du CRCP, mis en place dans le cadre du TURPE 2, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sa proposition tarifaire est fondée.

Toutefois, certaines modifications du fonctionnement du CRCP sont envisagées.

Les incertitudes pesant sur le niveau des soutirages et des injections ainsi que sur le nombre de raccordements sous l'effet du développement des actions de maîtrise de la demande de l'énergie et de la production décentralisée a conduit la CRE à inclure dans le périmètre du CRCP les écarts de recettes perçues au titre de l'ensemble des composantes tarifaires résultants d'écarts entre les prévisions de volumes d'énergie consommés et les volumes réalisés. Dans le cas d'ERDF, les charges d'accès au réseau payées par ERDF à RTE et les recettes perçues au titre des opérations de raccordements ont été également incluses dans le périmètre des charges éligibles au CRCP.

Compte tenu de l'allongement de la période tarifaire et afin d'éviter que le solde du CRCP ne soit trop important en fin de période tarifaire, la CRE a proposé un apurement annuel du CRCP dans une limite d'impact de $\pm 2\%$ sur la grille tarifaire. Dans le TURPE 2, ce solde n'était apuré qu'en fin de période tarifaire.

Les bonus et malus associés aux différents mécanismes de régulation incitative sont, également, comptabilisés dans ce CRCP. Néanmoins, afin de lisser dans le temps l'impact de ces mécanismes incitatifs, la somme des incitations financières sera calculée annuellement et imputée au solde du CRCP en fin de période tarifaire.

Enfin, le CRCP serait rémunéré à un taux équivalent au taux sans risque.



4. Le cadre de régulation dans lequel s'élaborent les tarifs est au service des investissements

2.2.4. La qualité d'alimentation et la qualité de service aux utilisateurs : une priorité pour la CRE

Afin de s'assurer que les investissements financés par le TURPE 3 conduiront à une amélioration de la qualité d'alimentation, la CRE proposera de mettre en place un mécanisme d'incitations financières portant sur la durée moyenne de coupure, applicable à RTE comme à ERDF. Dans ce cadre, si la durée moyenne de coupure est supérieure à une valeur de référence fixée *ex ante*, le gestionnaire de réseau se verra infliger un malus. Dans le cas contraire le gestionnaire de réseau bénéficiera d'un bonus. Les montants de ces bonus et malus seront plafonnés à 50 M€/an pour ERDF et 20 M€/an pour RTE.

Par ailleurs, plusieurs aspects de qualité de service seront soumis à des incitations financières. A titre d'exemple, en cas de non-respect par ERDF d'un rendez-vous fixé, le consommateur concerné pourra demander une compensation financière forfaitaire de l'ordre de 23 € HT (valeur pour l'année 2009). En outre, de nombreux indicateurs de qualité de service seront soumis à un suivi, en particulier ceux relatifs au temps de réalisation des mises en service et des résiliations.

2.2.5. De nouveaux chantiers à la suite de la concertation TURPE 3

Dans la continuité des travaux préliminaires sur la structure tarifaire qui auront été engagés et, à la suite de la demande des ministres chargés de l'économie et de l'énergie d'une plus grande différenciation temporelle des tarifs de distribution et de transport, la CRE a décidé d'engager une réflexion plus approfondie et de mettre en place un groupe de travail sur ce sujet avec comme objectif de proposer une structure tarifaire qui prenne en compte à la fois les coûts de réseaux et l'enjeu croissant de la maîtrise de la demande d'énergie.

Par ailleurs, une part significative des charges des gestionnaires de réseaux est constituée des coûts liés à la compensation des pertes. Face à ce constat, de nombreux acteurs s'interrogent sur la nécessité de faire évoluer le dispositif d'achat des pertes. C'est pourquoi la CRE a décidé de créer un groupe de travail sur les modalités de compensation des pertes sur les réseaux. Il a pour mission de proposer différentes évolutions envisageables. Les conclusions de ce groupe seront présentées fin 2009.

2.3. La mise en place d'une régulation incitative est destinée à encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficience

2.3.1. Une amélioration de la productivité et de la gestion des pertes de RTE et ERDF

2.3.1.1. Le schéma de régulation incitant à la minimisation du coût d'achat des pertes de RTE et d'ERDF

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 réseaux 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 selon les modalités indiquées dans la section 2.2.3. 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 propose de mettre en place des incitations à la minimisation du coût d'achat des produits à terme.

Un coût d'achat cible des produits à terme sera établi annuellement pour refléter les conditions d'achat d'un gestionnaire de réseau de référence. Il sera 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 (Powernext® 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 sera partagée en part égale entre les utilisateurs et le gestionnaire de réseaux. Néanmoins, le coût supporté par les utilisateurs d'une mauvaise performance du gestionnaire de réseaux (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

La CRE a décidé de créer un groupe de travail sur les modalités de compensation des pertes sur les réseaux. Il a pour mission de dresser un diagnostic des différentes évolutions envisageables.



réseau et sont justifiés par le fait que les gestionnaires de réseaux peuvent contrôler leur niveau de risque en modifiant leur politique d'achat.

2.3.1.2. Des incitations à une évolution maîtrisée des charges d'exploitation de RTE et d'ERDF

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire 2009-2012 les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, la CRE a proposé des incitations à la maîtrise des charges d'exploitation.

À cet effet, la trajectoire du revenu autorisé de RTE et d'ERDF intégrera les objectifs de productivité proposés par les gestionnaires de réseaux.

Les gestionnaires de réseaux seront 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 sera partagée à parts égales entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs.

Ces dispositions seront 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.

2.3.2. Le suivi de la qualité

2.3.2.1. Le suivi de la qualité de service et d'alimentation des réseaux d'électricité

Le suivi par la CRE de la qualité des réseaux publics de transport et de distribution s'effectue à travers des indicateurs comparables d'année en année portant sur l'ensemble des domaines de la qualité électrique : continuité d'approvisionnement, qualité de l'onde de tension et qualité de service.

Leur suivi permet de caractériser les performances des réseaux publics d'électricité, en s'attachant à :

- surveiller l'évolution des indicateurs ;
- prévenir des éventuelles dégradations locales de la qualité ;
- apprécier les objectifs de qualité des textes réglementaires ;
- comparer les données internationales grâce aux travaux du CEER.

2.3.2.2. Les performances du réseau public de transport d'électricité

Les données recueillies par la CRE relatives aux performances du réseau public de transport d'électricité sont réparties selon les thèmes suivants :

- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde de tension ;
- la qualité de service du gestionnaire, qui comprend la gestion des réclamations et des engagements liés à la démarche qualité ;
- le contrôle de l'obligation de prudence des utilisateurs, en particulier le nombre d'utilisateurs perturbateurs.

Ces informations sont transmises annuellement ou trimestriellement, selon le type d'indicateurs sur sept zones définies par RTE, dénommées régions, comme l'illustre la **FIGURE 8 p. 46**.

Sur la période 2002 à 2007, la CRE a noté une dégradation sensible de la qualité d'approvisionnement sur le réseau de transport des régions Ouest, Sud-Ouest, Sud-Est et Nord-Est. La dégradation est particulièrement forte dans la région Est. Cette analyse confirme celle effectuée sur les réseaux publics de distribution pour les deux régions du Sud de la France.

2.3.2.3. Les performances des réseaux publics de distribution d'électricité gérés par ERDF

Les indicateurs de suivi de la qualité du réseau de distribution sont répartis selon cinq thèmes :

- la connaissance du patrimoine de distribution, qui inclut la description de l'état du réseau et la description de la clientèle raccordée au réseau, ainsi que l'évolution physique des infrastructures de réseau ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde de tension ;
- la qualité de service du distributeur, qui comprend les conditions de raccordement ;
- la gestion courante des contrats et des engagements liés à la démarche qualité, ainsi que le suivi des activités de comptages.

Ces informations sont transmises annuellement selon le type d'indicateurs. Ces données sont connues soit à l'échelle de la concession, soit à celle des huit zones définies par ERDF dénommées régions (mais distinctes des régions définies par RTE), soit au niveau national.

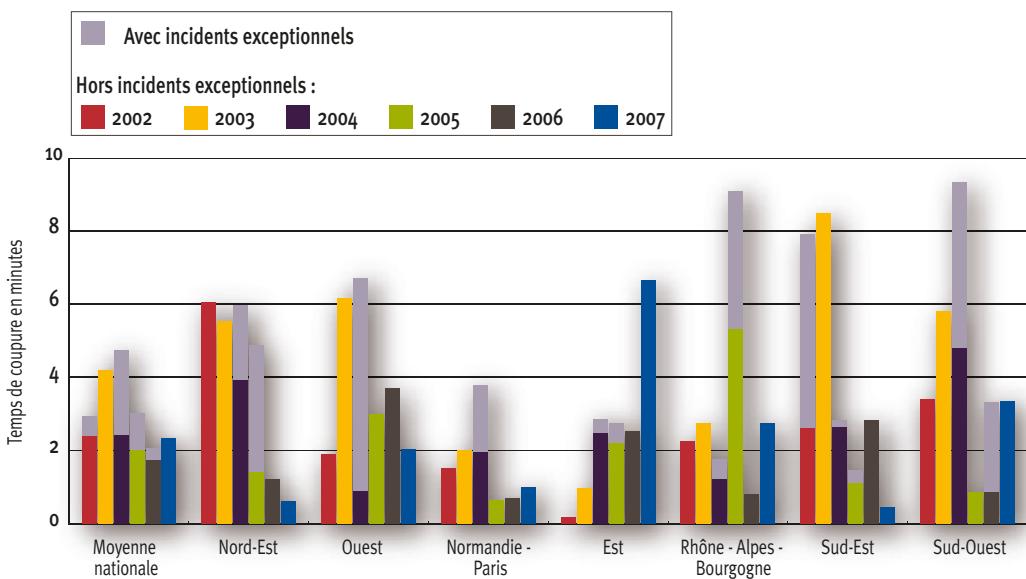
Depuis 2003, le distributeur EDF (ERD puis ERDF) transmet annuellement à la CRE un compte rendu



4. Le cadre de régulation dans lequel s'élaborent les tarifs est au service des investissements

FIGURE 8

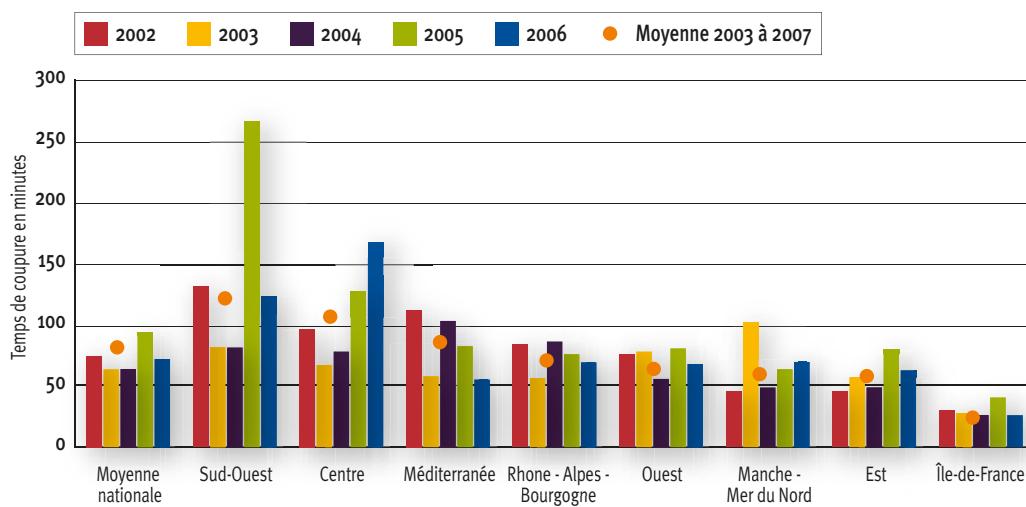
ÉVOLUTION DU TEMPS DE COUPURE ÉQUIVALENT PAR RÉGION SUR LE RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT DE RTE – RÉSULTATS 2002 À 2007



Source : RTE – Analyse : CRE

FIGURE 9

COMPARAISON RÉGIONALE DU TEMPS ANNUEL MOYEN DE COUPURE LONGUE SUR LES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION EXPLOITÉS PAR ERDF (UTILISATEURS RACCORDÉS EN BASSE TENSION, TOUTES CAUSES CONFONDUES – RÉSULTATS 2003 À 2007)



Source : ERDF – Analyse : CRE

d'activité dans lequel figure la qualité des réseaux publics de distribution à l'échelle de la concession. Ce compte rendu d'activité permet une analyse détaillée des performances et une détection fine des défaiillances du réseau. Toutefois, en raison du changement de système informatique, ERDF n'a pas transmis à la CRE l'ensemble des indicateurs pour l'année 2007. Ainsi, la CRE ne dispose pas, à ce jour, de l'ensemble des données permettant une analyse.

Un des principaux indicateurs de la continuité de la fourniture est le temps annuel moyen de coupure longue subi aux points de livraison en basse tension

FIGURE 9.

Cet indicateur connu au niveau régional et à celui de la concession permet une mise en perspective des « points noirs » du réseau de distribution. En effet,

avec une certaine homogénéité à l'échelle régionale, de grandes disparités sont constatées à l'échelle de la concession **TABLEAU 4**.

Les temps annuels moyens de coupure longue peuvent être plus élevés à l'échelle de la concession, que la moyenne nationale. Ainsi, en 2006, une commune du département de l'Aude, a connu un temps annuel moyen de coupure longue de 4838 minutes, soit plus de trois jours. Néanmoins, les temps annuels moyens de coupure longue les plus élevés des quatre dernières années s'expliquent souvent par des événements exceptionnels (par exemple, des inondations).

A contrario, on s'aperçoit que les dix villes comportant le plus grand nombre de clients ont un temps annuel moyen de coupure longue inférieure à la moyenne de leurs régions respectives **TABLEAU 5**.

TABLEAU 4
TEMPS ANNUEL MOYEN DE COUPURE LONGUE AU NIVEAU DE LA CONCESSION

Temps annuel moyen de coupure longue au niveau de la concession (en minutes)	2007	2006	2005	2004
Maximum	1551	4 838	1 768	1 484
Moyenne	99	181	92	70
Minimum	0	0	0	0

Source : ERDF - Analyse : CRE

TABLEAU 5
TEMPS ANNUEL MOYEN DE COUPURE LONGUE DES VILLES AYANT LE PLUS GRAND NOMBRE DE CLIENTS

Villes	Nbr de clients HTA / BT en 2007 (en milliers de clients)	Temps annuel moyen de coupure longue subi au point de livraison BT (en minutes)			
		2007	2006	2005	Moyenne 2005 à 2007
Paris	1 604	10,1	33,0	17,9	20,3
Marseille	472	32,9	48,4	102,3	61,2
Lyon	315	21,2	15,1	29,8	22,0
Toulouse	275	23,7	24,0	12,5	20,1
Nice	247	46,9	59,9	87,3	64,7
Nantes	174	21,9	43,3	38,8	34,7
Bordeaux	167	98,6	114,6	83,9	99,0
Montpellier	160	39,5	35,5	35,5	36,8
Lille	139	37,5	42,2	23,5	34,4
Rennes	125	8,5	33,5	17,8	19,9

Source : ERDF - Analyse : CRE



4. Le cadre de régulation dans lequel s'élaborent les tarifs est au service des investissements

2.3.2.4. La qualité de service des réseaux publics d'électricité

La qualité de service est suivie à travers des indicateurs qui existent, pour certains, depuis 2003. Caractérisant la relation entre gestionnaire ou fournisseur et utilisateur de réseau, ils sont définis distinctement pour chaque gestionnaire de réseaux.

On dénombre dix indicateurs de suivi de la qualité de service pour le gestionnaire de réseau de transport (RTE). Définis par types d'utilisateurs, ils sont transmis trimestriellement ou annuellement selon les cas. Du fait de la singularité des clients du réseau de transport, les indicateurs sont spécifiques et caractérisent les engagements pris dans les contrats, entre autres :

- le seuil moyen d'engagements annuels sur les coupures longues, par type d'utilisateurs ;
- le seuil moyen d'engagements annuels sur les coupures brèves, par type d'utilisateurs ;
- le nombre de contrats bénéficiant d'engagements personnalisés pour l'un ou plusieurs des critères suivants : coupures longues, brèves, creux de tension, par type d'utilisateurs ;
- le taux des contrats pour lesquels les engagements sont respectés pour les coupures longues, brèves, creux de tension par mois, par type d'utilisateurs.

Concernant ERDF, on dénombre 18 indicateurs nationaux ou régionaux. Ils répondent aux conditions de raccordement, à la qualité de service à proprement parler (nombre de mise en service de point de livraison, délai moyen de mise en service d'un point de livraison en basse tension, nombre de clients indemnisés, etc.) et aux activités de comptage (le taux de clients raccordés en basse tension relevés et le taux de clients raccordés en basse tension autorelevés, le taux de défaillance métrologique des compteurs, etc.).

Toutefois, comme cela a été évoqué précédemment, pour des raisons de changement de système informatique, ERDF n'a transmis à la CRE que sept indicateurs concernant la qualité de service sur les 18 prévus pour l'année 2007. Ainsi, la CRE ne dispose pas, à ce jour, de l'ensemble des données permettant une analyse.

L'historique des indicateurs de la qualité de services a alimenté la réflexion sur la mise en œuvre d'une régulation incitative dans le cadre des travaux pour la préparation du troisième TURPE 3.

3. Investissements et tarifs d'utilisation des infrastructures et réseaux gaziers

3.1. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport

3.1.1. Bilan à mi-année de la mise en œuvre des programmes d'investissements 2008 dans les infrastructures gazières

Depuis l'entrée en vigueur de la loi du 7 décembre 2006, la CRE dispose, dans le secteur du gaz, du pouvoir d'approbation des programmes d'investissements des transporteurs de gaz, GRTgaz et TIGF.

Les décisions de la CRE relatives aux programmes d'investissements des transporteurs de gaz sont fondées sur les principaux enjeux suivants :

- présence dans le programme d'investissements des projets ou des études sur les projets nécessaires au bon fonctionnement du marché ;
- traitement transparent et non discriminatoire des acteurs de marché, par exemple en ce qui concerne le raccordement de terminaux méthaniers et des centrales à cycle combiné à gaz ;
- maîtrise du coût des projets figurant dans les programmes d'investissements.

Par délibération du 12 décembre 2007, la CRE a approuvé les programmes d'investissements annuels des transporteurs de gaz naturel, GRTgaz et TIGF, qui s'élevaient respectivement à 585 M€ et 191 M€.

GRTgaz et TIGF ont présenté le 9 octobre 2008 à la CRE l'état de l'exécution de leurs programmes d'investissements pour le premier semestre 2008.

3.1.1.1. GRTgaz

Lors de cet examen, la CRE a constaté une hausse de 10 M€ du montant prévisionnel des dépenses d'investissements pour 2008, qui s'établit désormais à 595 M€. L'écart est dû à la hausse des coûts des projets et à l'augmentation du nombre d'études de raccordements de centrales à cycle combiné gaz.

Cependant, l'état d'avancement des projets majeurs de GRTgaz est conforme au programme prévisionnel approuvé par la CRE.



3.1.1.2. TIGF

Il ressort du même examen une baisse de 4 M€ du montant prévisionnel des dépenses d'investissements pour 2008, qui s'est établi à 187 M€. L'écart est dû à des reports de travaux de 2008 à 2009.

Le projet « Artère de Guyenne phase 1 » présente un retard important dû à la partie compression, toutefois sans répercussion opérationnelle du fait du report de la mise en service du terminal de Fos Cavaou. Le coût de ce projet est en forte hausse par rapport au budget prévisionnel.

Selon TIGF, ce surcoût s'explique par la hausse significative des dépenses d'ingénierie, de matériaux et de génie civil, par le respect des nouvelles obligations réglementaires relatives à la sécurité et à l'environnement, et par l'anticipation de la phase 2 de développement de cette artère. La CRE lancera un audit de la partie du projet « Artère de Guyenne phase 1 ». Elle a parallèlement engagé une étude relative aux coûts unitaires d'investissements supportés par les gestionnaires de réseau de transport afin de disposer d'éléments de comparaison nécessaires

à l'analyse des programmes d'investissements des deux transporteurs.

3.1.2. Approbation des programmes d'investissements annuels 2009 des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel

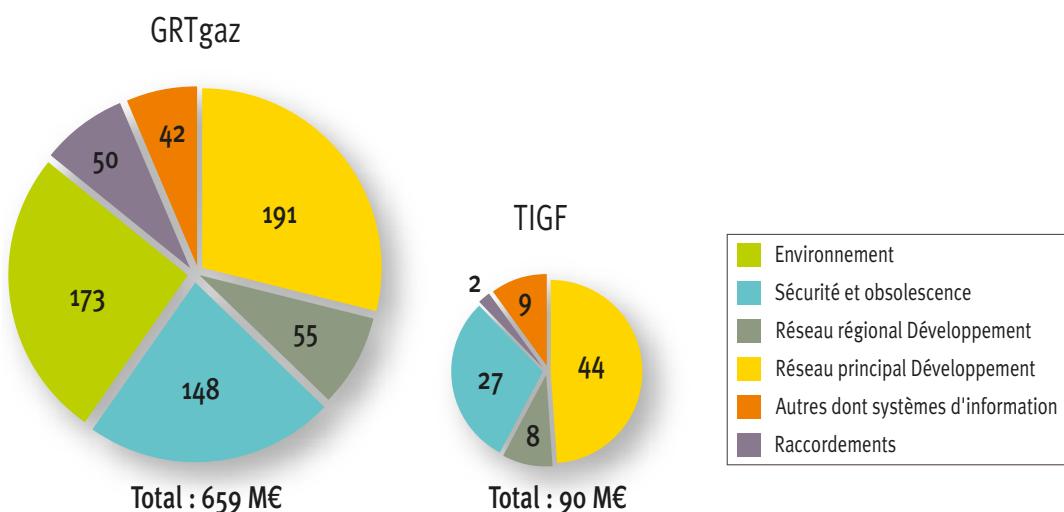
Dans sa délibération du 18 décembre 2008, la CRE a approuvé les programmes d'investissements annuels des transporteurs de gaz naturel, GRTgaz et TIGF.

Le programme d'investissements pour l'année 2009 de GRTgaz s'élevait à 659 M€, et celui de TIGF à 90 M€ **FIGURE 10**.

3.1.2.1. GRTgaz

Par rapport aux prévisions retenues dans le tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz en vigueur au 1^{er} janvier 2009, les investissements prévus pour cette année sont en augmentation. Cette hausse correspond principalement à l'accélération de certains projets ainsi qu'à la réévaluation à la hausse de l'impact de l'arrêté multifluides sur les dépenses de sécurité.

**FIGURE 10
PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS 2009 DE GRTgaz ET TIGF (EN M€)**



Source : CRE



4. Le cadre de régulation dans lequel s'élaborent les tarifs est au service des investissements

Pour l'année 2009, les projets de GRTgaz les plus importants pour le bon fonctionnement du marché sont :

- la seconde phase de l'augmentation des capacités d'entrée à Obergailbach, prévue pour novembre 2009 ;
- les derniers travaux relatifs au projet de fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest, qui est effective à compter du 1^{er} janvier 2009 ;
- la finalisation du raccordement au réseau principal de transport du terminal de Fos Cavaou, prévu courant 2009 ;
- la désodorisation du gaz à Taisnières H qui est toujours en phase d'étude, et dont la mise en service en 2010 est reportée à 2012.

D'autre part, le programme d'investissement comprend des études relatives à des investissements destinés à améliorer le fonctionnement du marché gazier portant sur :

- le développement du cœur de réseau de la zone Nord qui sera nécessaire pour augmenter les capacités d'entrée à Taisnières, accueillir les projets de terminaux méthaniers sur cette zone (Antifer, Dunkerque ou extension de Montoir) et augmenter la capacité à la liaison Nord-Sud ;
- le développement du cœur de réseau de la zone Sud qui sera nécessaire pour augmenter les capacités relatives aux interconnexions franco-espagnoles au niveau des axes ouest (« Artère de Guyenne phase II ») et est (« Artère du Rhône »), accueillir le terminal méthanier de Fos Faster et augmenter la capacité à la liaison Nord-Sud ;
- les raccordements des terminaux méthaniers d'Antifer, Montoir, Dunkerque et Fos Faster.

De nombreux projets de raccordement des centrales à cycle combiné à gaz figurent également dans le programme d'investissement 2009. Trois contrats de raccordement ont été signés en 2008, ce qui porte à douze le nombre total de raccordements de centrales à cycle combiné sur le réseau de GRTgaz. Dix autres projets sont en cours d'étude.

3.1.2.2. TIGF

Pour l'année 2009, les principaux projets de développement du réseau principal prévus par TIGF sont :

- l'achèvement de la phase I du projet « Artère de Guyenne ». Ce projet, dont la mise en service est prévue pour mi-2009, permettra d'augmenter les capa-

cités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF ;

- la première phase du développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne au point Larrau, pour une mise en service prévue au cours de l'hiver 2009 - 2010.

D'autre part, de nombreuses études destinées à améliorer le fonctionnement du marché gazier sont prévues en 2009 :

- la deuxième phase du développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne au point Larrau, prévue pour début 2013 ;
- l'augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF (« Artère de Guyenne phase II »), prévue pour 2012.

Des études pour le raccordement de deux projets de centrales à cycle combiné à gaz ainsi que le raccordement d'un projet de raccordement d'un terminal méthanier sur le site du Verdon sont également prévues pour l'année 2009 par TIGF.

3.1.3. Plans d'investissements indicatifs à 10 ans des transporteurs GRTgaz et TIGF

Les plans d'investissements à 10 ans présentés par GRTgaz (en juin 2008) et TIGF (en octobre 2008) s'élèvent respectivement à 5,4 Mds € et 1,7 Md €. Ils sont en forte hausse par rapport aux années précédentes.

Les plans 2008-2017 de GRTgaz et TIGF se caractérisent principalement par :

- une augmentation forte du nombre de grands projets ;
- une plus grande incertitude sur la réalisation des investissements des 10 prochaines années.

Ils intègrent des projets importants pour le développement des capacités aux points d'entrée (interconnexions et terminaux méthaniers) et pour la décongestion du réseau. Ces projets contribueront fortement à la sécurité d'approvisionnement. Ils permettront aux expéditeurs d'arbitrer entre plusieurs sources d'approvisionnement en gaz et de proposer de meilleures offres aux clients finals.

Les principaux projets figurant dans les programmes pluriannuels d'investissements des transporteurs sont les suivants.

Les plans d'investissements à 10 ans présentés par GRTgaz et TIGF s'élèvent respectivement à 5,4 milliards d'euros et 1,7 milliard d'euros.



3.1.3.1. GRTgaz

Les principaux projets de renforcements des points d'entrée de gaz en zone Nord figurent dans le programme pluriannuel d'investissements de GRTgaz.

Ils concernent le développement des interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne et font l'objet d'un suivi dans le cadre des initiatives régionales Nord-Ouest :

- renforcement de l'interconnexion d'Obergailbach à la suite de l'*open season* d'E.ON Gastransport pour 2009 et 2010, lancée en mai 2005 ;
- renforcement de l'interconnexion de Taisnières H dans le sens Belgique vers France pour 2012.

Ils concernent également le raccordement des projets de terminaux méthaniers dans la zone Nord (terminaux méthaniers d'Antifer et Dunkerque).

GRTgaz présente également le développement du cœur de réseau dans la zone Nord qui serait nécessaire à la réalisation de ces projets et dont le coût serait mutualisé.

Les principaux projets de développement des points d'entrée de gaz en zone Sud figurent également dans le programme pluriannuel d'investissements de GRTgaz.

En effet, la commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud fin 2007 a mis en évidence une forte congestion contractuelle dans le sens Nord vers Sud puisque la demande globale de capacités des expéditeurs correspondait à 7 fois la capacité offerte par GRTgaz.

GRTgaz prévoit deux étapes pour éliminer progressivement cette congestion dans son plan d'investissement à 10 ans :

- augmentation de 200 GWh/j de capacités d'acheminement entre la zone Nord de GRTgaz et la zone Sud de GRTgaz pour 2015 pour un coût de 1,9 Md € (certains investissements seront mutualisés avec d'autres projets) ;
- suppression de la liaison par fusion des zones Nord et Sud à l'horizon 2017 pour un coût supplémentaire de 1 Md €.

Conformément au plan défini dans le cadre de l'initiative régionale Sud de l'ERGEG, le plan à 10 ans de GRTgaz intègre deux axes de développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne :

- développement de capacités dans les deux sens au point Larrau en 2013 ;
- création d'un nouveau point d'interconnexion au point Perthus pour 2015.

ENCADRÉ 10

L'HARMONISATION FUTURE AU NIVEAU EUROPÉEN : LIGNES DIRECTRICES DU PLAN D'INVESTISSEMENT À 10 ANS DES TRANSPORTEURS DE GAZ NATUREL

- Le troisième paquet législatif prévoit la publication par l'ENTSOG, tous les deux ans, d'un plan décennal de développement des infrastructures non contraignant. Ce plan vise à donner une vision à long terme de l'évolution des infrastructures gazeuses en Europe avec pour ambition d'identifier les vulnérabilités du système en fonction de différents scénarios d'offre et de demande et d'établir les investissements à réaliser en priorité.
- Outil au service de la sécurité d'approvisionnement, le plan d'investissement à 10 ans devra comporter une cartographie précise des infrastructures existantes et en développement, recen-

ser les projets d'importation annoncés et intégrer des simulations permettant d'améliorer les mécanismes de coordination entre opérateurs voisins en cas de crise d'approvisionnement. Le plan européen devra s'articuler de manière cohérente avec des plans nationaux et régionaux.

→ L'ACER sera tenue d'émettre au moins un avis sur le plan européen et les régulateurs auront le pouvoir d'adopter les plans nationaux. L'ERGEG s'est donc saisie du sujet et a décidé de préparer des recommandations pour la rédaction des plans d'investissement à 10 ans. Ces travaux sont dirigés par la CRE.

3.1.3.2. TIGF

Les principaux projets de développement des points d'entrée de gaz venant d'Espagne figurent également dans le programme pluriannuel d'investissements de TIGF conformément au plan défini dans le cadre de l'initiative régionale Sud de l'ERGEG :

- développement de capacités dans les deux sens au point Larrau en 2013 ;
- création d'un nouveau point d'interconnexion au point Perthus pour 2015.

Le plan à 10 ans de TIGF intègre également le raccordement du terminal méthanier du Verdon prévu pour 2015 **ENCADRÉ @ p. 51.**

3.2. De nouveaux tarifs de transport de gaz sont entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2009 (délibération du 18/07/2008)

Le 1^{er} janvier 2009 est entré en vigueur le quatrième tarif d'utilisation des réseaux publics de transport (ATRT4). Il résulte d'une proposition envoyée par la CRE aux ministres de l'Économie et de l'Énergie le 10 juillet 2008. Les tarifs précédents, en vigueur depuis janvier 2007, avaient été conçus pour s'appliquer pendant une durée de deux ans.

Les nouveaux tarifs permettent de prendre en compte deux évolutions majeures :

- la fusion des trois zones d'équilibrage (nord, est et ouest) sur le réseau de GRTgaz en une grande zone d'équilibrage Nord avec un maintien des capacités fermes d'entrée. Cette zone permet, premièrement aux fournisseurs de mettre en concurrence leurs différentes sources d'approvisionnement en gaz, deuxièmement, d'avoir accès à une zone de consommation importante pour faire bénéficier le consommateur final des sources les plus compétitives et, troisièmement, le lancement d'une place de marché française dotée d'une liquidité suffisante pour attirer de nouveaux acteurs sur le marché français du gaz ;
- la levée des congestions entre GRTgaz et TIGF, la définition d'un point contractuel d'interface unique entre les deux zones et une commercialisation coordonnée des capacités.

Ces évolutions devraient permettre une amélioration significative du fonctionnement du marché.

3.2.1. La visibilité donnée par le nouveau cadre de rémunération

Dans le nouveau tarif de transport de gaz naturel, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés sur quatre ans pour les deux GRT. Cet allongement de ce cadre permet de donner aux deux transporteurs une meilleure visibilité.

Le taux de rémunération des actifs retenu pour le tarif précédent, soit 7,25 % réel avant impôt, a été reconduit dans le tarif ATRT4.

Un nouveau régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz a été mis en place. Il prévoit :

- la suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements sur le réseau de transport entrés en service à compter du 1^{er} janvier 2004 ;
- l'attribution d'une majoration de 300 points de base, pour dix ans, pour tous les investissements sur le réseau principal qui permettent la création de capacités additionnelles et la réduction du nombre de zones d'équilibrage, au lieu de décisions au cas par cas dans le régime précédent.

Il est important de souligner que les décisions passées relatives aux primes et aux majorations ne sont pas remises en cause par la mise en place de ce nouveau régime.

3.2.2. La trajectoire de tarif GRTgaz

Pour GRTgaz, la période tarifaire est portée à quatre ans, avec un mécanisme de fixation du revenu autorisé et une régulation incitative à la productivité. La grille tarifaire détaillée de GRTgaz sera mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter de 2010, pour tenir compte des nouvelles prévisions de souscriptions de capacité, des données d'inflation constatées et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie.

La trajectoire du revenu autorisé pour GRTgaz est définie, hors impact CRCP par :

- la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de GRTgaz ;
- la trajectoire des charges d'exploitation calculée :

Les nouveaux tarifs permettent de prendre en compte deux évolutions majeures : la fusion des trois zones d'équilibrage (nord, est et ouest) sur le réseau de GRTgaz et la levée des congestions entre GRTgaz et TIGF.



En augmentant les capacités d'entrée de gaz sur le territoire et en supprimant des congestions internes au réseau, les nouveaux investissements renforcent la sécurité d'approvisionnement et facilitent le développement de la concurrence.

- pour 2009, à partir du niveau de charges retenu par la CRE,
- 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 (indice des prix à la consommation hors tabac calculé par l'INSEE) et d'un facteur égal à + 1,1 %.

Compte tenu des prévisions de souscriptions, le tarif moyen de GRTgaz, exprimé en euros courants, augmente en 2009 par rapport au tarif précédent d'environ 6 %. Sur la période 2010-2012, il devrait augmenter en moyenne d'environ 2,8 % par an.

Ces hausses sont principalement liées à l'importance des programmes d'investissements prévus par le transporteur, aux dépenses de sécurité et aux coûts de l'énergie.

3.2.3. Le tarif de TIGF

Pour TIGF, la période tarifaire est fixée pour deux ans, afin de mieux appréhender les effets éventuels de la nouvelle réglementation sur la sécurité des réseaux. La grille tarifaire détaillée de TIGF pourra être revue au 1^{er} avril 2010 pour assurer la cohérence de la structure tarifaire entre les deux transporteurs ou du fait d'une variation significative du prix de l'énergie. Ce tarif prend en compte l'intégralité des dépenses prévues par le transporteur pour renforcer la sécurité et réaliser les investissements nécessaires au développement de son réseau.

Compte tenu des prévisions de souscription, le tarif moyen exprimé en euros courants est en hausse de 10 % pour TIGF sur la période 2009-2010 par rapport au tarif précédent. Les raisons de cette hausse sont identiques à celle de GRTgaz.

Pour les deux transporteurs, ces hausses s'accompagnent d'une amélioration du service offert aux utilisateurs des réseaux, rendue possible par la refonte de l'offre d'acheminement sur les réseaux de transport de gaz. De plus, en augmentant les capacités d'entrée de gaz sur le territoire et en supprimant des congestions internes au réseau, les nouveaux investissements renforcent la sécurité

d'approvisionnement et facilitent le développement de la concurrence.

3.3. La mise en place d'une régulation incitative est destinée à encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficience

3.3.1. L'amélioration de la productivité

3.3.1.1. GRTgaz

La grille tarifaire est élaborée à partir d'hypothèses de charges (le revenu autorisé) et de souscriptions de capacités.

Pour GRTgaz, la trajectoire du revenu autorisé est fixée pour quatre ans avec une incitation à la productivité invitant l'opérateur à maîtriser ses charges d'exploitation, tout en faisant bénéficier les utilisateurs d'une partie des gains de productivité réalisés.

Les gains de productivité éventuels, qui pourraient être réalisés par GRTgaz sur une assiette de charges d'exploitation maîtrisables, 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.

La CRE a également mis en place un système de régulation incitative à la qualité de service pour les deux transporteurs sur les domaines clés de leur activité que sont la qualité du comptage, la publication des programmes de maintenance, l'environnement et la qualité de la relation avec les expéditeurs.

Certains de ces indicateurs publiés sont soumis à un système d'incitation financière du type bonus/malus. L'objectif de cette mesure est de maintenir, voire d'améliorer la qualité de service offerte aux utilisateurs des réseaux, et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

Des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant, pourront être proposées afin de procéder à des ajustements.



4. Le cadre de régulation dans lequel s'élaborent les tarifs est au service des investissements

3.3.1.2. GrDF

Les dispositions relatives au mode de régulation même des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF (ATRT4), qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2009, sont dans la continuité des évolutions déjà introduites par le dernier tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF (ATRD3) le 1^{er} juillet 2008.

Ainsi, les tarifs sont pluriannuels (4 ans, notamment pour le taux de rémunération), une incitation à la maîtrise des coûts est instaurée par un effort de productivité demandé à l'opérateur et un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est mis en place accompagné d'indicateurs de suivi **ENCADRÉ 10**.

3.3.2. Le suivi de la qualité

3.3.2.1. Le suivi de la qualité de service sur le réseau de distribution de gaz de GrDF

La définition des indicateurs

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF (ATRD3), entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 par application de l'arrêté du 2 juin 2008, instaure un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de GrDF cohérent avec les attentes des fournisseurs et consommateurs dont les principales sont : la qualité des flux de relève et de facturation, les délais de réalisation des prestations du catalogue, les délais de dépannage, le respect des procédures, la disponibilité des portails des distributeurs et la qualité et la continuité de fourniture.

29 indicateurs – 5 sont soumis à un système d'incitations financières – permettant de suivre la qualité de service de l'opérateur sur les domaines clés de son activité ont été mis en place :

- indicateurs relatifs aux devis et interventions ;
- indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs ;
- indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs ;
- indicateurs relatifs aux données échangées avec les GRT ;
- indicateurs relatifs à la relève et à la facturation ;
- indicateur relatif à l'environnement.

Les cinq indicateurs incités financièrement sont les suivants :

- la qualité des relèves journalières transmises aux GRT pour les allocations journalières aux PITD (Point d'Interface Transport Distribution) ;
- le délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD ;
- le taux de disponibilité du portail OMEGA ;
- le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par GrDF ;
- le taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours.

Le suivi des indicateurs

À compter du 1^{er} juillet 2008, 25 indicateurs, dont les cinq indicateurs incités financièrement, sont suivis par GrDF. En effet, la mise en œuvre de l'indicateur relatif à l'environnement n'est prévue qu'au 1^{er} juillet 2009, et celle de trois indicateurs concernant les délais de publication des relèves par OMEGA est en cours d'instruction par GrDF.

Depuis début octobre 2008, les résultats de ces 25 indicateurs sont publiés mensuellement sur le portail OMEGA de GrDF, auquel seuls les fournisseurs ont accès. La publication de ce suivi par GrDF aura lieu à travers un média orienté « grand public », permettant ainsi de le porter à la connaissance de tous les acteurs de marché : les fournisseurs, mais aussi les clients finals, les collectivités locales, les pouvoirs publics, les autres régulateurs, etc.

La CRE envisage de publier semestriellement une synthèse sur la qualité de service des GRD, qui pourrait être complétée par la reprise dans le rapport annuel de la CRE des éléments majeurs des deux synthèses semestrielles de chaque année.

3.3.2.2. Le suivi de qualité de service sur les réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009 prévoit la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service.



Ce mécanisme permet d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les GRT et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs. Il porte sur les domaines suivants : environnement, programme de maintenance, qualité de la relation avec les expéditeurs et qualité des allocations et des relèves. Le domaine de la sécurité n'est pas intégré dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires.

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est constitué de trois types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats ;

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats et définition d'un objectif ;
- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités et/ou bonus reversés à travers le CRCP.

Ce mécanisme repose sur 13 indicateurs dont 3 seront soumis à un système d'incitation financière. L'ensemble de ces indicateurs seront transmis régulièrement par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. Ils devront également être certifiés par un organisme extérieur.

ENCADRÉ 11

LA MISE EN EXPLOITATION DU 24^e GRD DE GAZ PAR ANTARGAZ

→ Le tarif d'utilisation du réseau de distribution de gaz naturel de la commune de Schweighouse-Thann concédé à Antargaz a été proposé par le CRE le 25 juin 2008 et approuvé le 20 août 2008 par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

→ Première application des règles tarifaires relatives aux nouvelles concessions précisées dans l'arrêté du 2 juin 2008, la grille tarifaire consiste en l'application d'un coefficient de 2,45 à l'ensemble des termes de la grille tarifaire de GrDF entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2008.

→ Le réseau de la commune de Schweighouse-Thann, village du Haut-Rhin de 800 habitants, a été mis en exploitation avec succès le mercredi 15 octobre 2008, et permet la desserte de 90 foyers.

→ Cette concession de gaz naturel est la première attribuée à un opérateur autre que GrDF ou une des 22 entreprises locales de distribution, et qui n'appartient pas à un groupe exerçant une activité de fourniture de gaz naturel, faisant ainsi d'Antargaz le 24^e GRD de gaz naturel en France.



La **réduction des émissions carbonées** et la **maîtrise de la demande d'énergie** passent par le **renforcement des réseaux électriques**, par des **incitations financières** et par des **systèmes de comptage évolués**

p. 57 > Les négociations sur le paquet énergie-climat montrent que l'énergie et l'environnement sont indissociables

p. 58 > Le développement massif des énergies renouvelables rendra nécessaires le renforcement des réseaux électriques et leur intégration en Europe

p. 59 > La CRE expertise les dispositifs de soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables

5. La réduction des émissions carbonées et la maîtrise de la demande d'énergie passent par le renforcement des réseaux électriques, par des incitations financières et par des systèmes de comptage évolués

Les discussions européennes sur le paquet énergie-climat, sur le 3^e paquet énergie et leurs interactions montrent que les thèmes de l'énergie et de l'environnement sont, dorénavant, inextricablement liés.

L'objectif fixé à la France par la proposition de directive européenne, déjà en cours de transposition par le projet de loi « Grenelle 1 » (23 % d'électricité produite à partir de sources renouvelables en 2020), est particulièrement ambitieux. Il nécessitera un développement important de toutes les filières.

Le rôle de la CRE est de s'assurer que le développement de ces filières se fait dans des conditions économiquement raisonnables ; c'est dans cet esprit qu'elle rend ses avis sur les appels d'offres et sur les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

1. Les négociations sur le paquet énergie-climat montrent que l'énergie et l'environnement sont indissociables

Au Conseil Environnement du 20 octobre 2008, les États membres ont apporté leur soutien à l'ambition de trouver un accord en première lecture sur le paquet climat. Ils n'ont toutefois pas abordé en détail les points sensibles du paquet (accès prioritaire aux énergies renouvelables...). Les principaux sujets étaient : le système d'échange des quotas d'émission et l'article portant sur l'accès prioritaire au réseau pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables de la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

1.1. Le système d'échange des quotas d'émission

Le principal point de divergence entre le Parlement européen et les États membres portait sur le mécanisme de mise aux enchères des quotas. Les pays dont la production d'électricité dépend majoritairement du charbon craignaient que l'inclusion du secteur de l'électricité dans ce système entraîne une hausse du prix de l'électricité à partir de 2013, notamment en raison du risque de suppression de l'allocation de quotas gratuits. Un groupe de neuf pays menaçait de constituer une minorité de blocage au Conseil de décembre pour obtenir des concessions importantes.

Un accord politique des États membres sur le paquet énergie-climat a finalement été conclu lors du

5. La réduction des émissions carbonées et la maîtrise de la demande d'énergie passent par le renforcement des réseaux électriques, par des incitations financières et par des systèmes de comptage évolués

Conseil européen des 11 et 12 décembre 2008 et le paquet a été définitivement adopté dès la première lecture par le Parlement européen le 17 décembre 2008.

Le système d'enchères s'appliquera aux producteurs d'électricité dès 2013. Cependant, les installations existantes dans les pays où plus de 30 % de l'électricité est produite à partir d'un seul combustible fossile⁽ⁱ⁾ bénéficieront d'une entrée en vigueur progressive (au moins 30 % en 2013 et 100 % au plus tard en 2020). En outre, 10 % des quotas gratuits seront réservés aux pays les plus fragilisés. Ainsi la Bulgarie, Chypre, la Hongrie, Malte, les Pays baltes, la Pologne, la République tchèque et la Roumanie bénéficieront d'une dérogation aux dispositions relatives au système d'enchères.

1.2. La priorité d'accès telle que prévue par la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

Les discussions relatives au paquet climat ont notamment porté sur l'octroi d'un droit d'accès prioritaire aux réseaux électriques (ou d'un accès garanti) pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Cette disposition, entérinée lors de l'adoption du paquet climat le 17 décembre 2008, impose aux gestionnaires de réseaux un traitement prioritaire des demandes de raccordement concernant des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. En outre, l'électricité produite par une telle installation se verrait accorder une priorité d'injection.

Sur cet article, les positions ont été divergentes pendant plusieurs mois entre le Parlement européen et la Commission européenne d'une part, qui souhaitaient un accès privilégié des énergies renouvelables aux réseaux électriques, et les États membres d'autre part, qui préféraient une formulation plus souple permettant de prendre en compte les contraintes inhérentes aux réseaux et à la sécurité d'approvisionnement.

Le CEER a attiré l'attention du législateur européen sur les implications de cette disposition sur l'équilibre du système, la sécurité d'approvisionnement et sur les besoins d'investissements induits sur les réseaux.

Les institutions communautaires ont finalement opté pour une formulation souple de cette disposition en soumettant son application au respect des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau électrique.

2. Le développement massif des énergies renouvelables rendra nécessaires le renforcement des réseaux électriques et leur intégration en Europe

Le plan d'investissements à long terme du réseau public de transport d'électricité intègre l'accueil de 20000 MW de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2020.

L'intégration aux réseaux de ces nouvelles sources d'énergie renouvelables doit être « sûre et fiable » comme le recommande le rapport de la présidence française de l'Union européenne sur la sécurité énergétique présenté le 16 octobre 2008 au Conseil européen.

2.1. Le développement des énergies renouvelables ne peut se concevoir que dans un cadre européen

L'optimisation de la gestion de la production éolienne à une échelle plus large, en particulier européenne, présenterait l'avantage d'améliorer la sécurité d'exploitation. C'est aussi dans ce but que la CRE promeut l'intégration des marchés. À cet égard, la CRE soutient les projets de développement de mécanismes performants d'échanges infrajournaliers et de développement d'échanges d'ajustement.

2.2. La sécurité d'exploitation nécessite la surveillance du parc éolien

Dans son avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les instal-

(i) À cette condition s'ajoute celle d'un PIB par habitant aux prix de marché inférieur à 50 % du PIB par habitant de l'UE.



lations utilisant l'énergie mécanique du vent, la CRE a rappelé que l'énergie éolienne est par nature intermittente. Pour assurer la sécurité du système et faire face à cet aléa, RTE pourrait être amené, au-delà de 10 GW de capacités de production éolienne raccordées aux réseaux, à revoir ses marges à la hausse.

La mise en place par RTE d'une plateforme expérimentale d'insertion de la production éolienne dans le système électrique français devrait contribuer à une meilleure surveillance du parc éolien et, donc, à une meilleure sécurité d'exploitation. C'est pourquoi la CRE soutient une telle initiative.

2.3. Le renforcement du réseau de transport français est nécessaire à l'intégration des énergies renouvelables

Le développement du réseau public de transport d'électricité est un élément essentiel pour accompagner l'essor des énergies renouvelables et assurer leur intégration dans le système électrique.

Les capacités d'accueil de production sur le réseau sont limitées et dépendent de la répartition géographique des sources d'énergie renouvelables : pour l'éolien, 6 000 à 7 000 MW pourront être raccordés sur le réseau existant. Au-delà de ce volume, il est indispensable d'adapter les infrastructures.

Le plan d'investissements à long terme du réseau public de transport d'électricité intègre l'accueil de 20 000 MW de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2020.

3. La CRE expertise les dispositifs de soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables

3.1. Les appels d'offres portent sur la production d'électricité à partir de biomasse

Dans sa délibération du 5 juin 2008, la CRE a donné un avis favorable au choix envisagé par le

ministre des projets candidats au deuxième appel d'offres biomasse. À la suite du désistement de deux projets, elle a donné un avis favorable au choix de deux projets complémentaires. Le prix de vente moyen de l'électricité produite par les projets retenus, représentant une puissance totale de 310 MW, s'élève à 128 €/MWh.

Sollicitée pour la rédaction du projet de cahier des charges d'un troisième appel d'offres biomasse, la CRE a transmis un projet le 4 décembre 2008. L'appel d'offres a été publié par le ministre en charge de l'énergie le 6 janvier 2009 pour une puissance électrique recherchée qui s'élève, cette fois, à 250 MW.

3.2. La CRE a rendu son avis sur le tarif d'achat éolien

Le 30 octobre 2008, la CRE a émis un avis défavorable au projet de tarif d'achat éolien proposé par le ministre chargé de l'énergie. Ce tarif, destiné à remplacer celui de 2006 annulé par le Conseil d'Etat et qui lui était identique, a toutefois été adopté par un arrêté du 17 novembre 2008.

L'avis de la CRE a pour objet, non pas d'évaluer la pertinence du recours à l'éolien comme moyen d'atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables fixés par les directives et le droit national, mais seulement de formuler une appréciation économique sur le tarif d'achat de l'électricité éolienne.

Pour un objectif fixé de 17 GW d'éolien à l'horizon 2015, le tarif d'achat considéré induit un surcoût pour la collectivité estimé entre 1,7 et 2,1 Mds €/an. Ce surcoût est hors de proportion avec les bénéfices attendus de la production éolienne en matière de réduction des émissions de CO₂, évalués à 450 M €/an. De plus, au-delà de 5 à 10 GW installés, la filière éolienne induit un coût supplémentaire en termes d'ajustement et de marges.

Le surcoût dû à l'éolien conduit à une valorisation de la tonne de CO₂ évitée entre 230 et 280 €, et jusqu'à 490 € pour les éoliennes implantées en

5. La réduction des émissions carbonées et la maîtrise de la demande d'énergie passent par le renforcement des réseaux électriques, par des incitations financières et par des systèmes de comptage évolués

ENCADRÉ 12 LE COMPTAGE ÉVOLUÉ

En électricité:

- En électricité, les projets de déploiement des systèmes de comptage évolués font l'objet d'un suivi attentif de la CRE, par le biais du Comité de contrôle ou dans le cadre des instances de concertation.
- Pour ce qui concerne le projet de comptage évolué d'ERDF, les groupes de travail se sont attachés à analyser les conséquences opérationnelles de la mise en place à grande échelle de systèmes de comptage évolués sur le marché de masse. En septembre 2008, un document de cadrage décrivant les impacts de tels dispositifs sur les processus actuels et sur le mécanisme de reconstitution des flux a été élaboré par le groupe de travail « Consommateur » (GTC). Les conclusions de ce document doivent faire l'objet d'une instruction technique pour être déclinées en procédures et règles.
- ERDF a également présenté les modalités pratiques de fonctionnement et d'organisation de l'expérimentation, sur la base desquelles les acteurs ont exposé leurs attentes en termes de tests.
- Enfin, une grille d'évaluation de l'expérimentation a été soumise à la concertation des différentes parties prenantes, dans le cadre du GTC. Ainsi, la CRE s'assurera de la conformité des systèmes de comptage évolués avec la communication de la CRE du 6 juin 2007 et de valider leur déploiement à grande échelle.
- Pour ce qui relève du segment des grands clients, ERDF a présenté son projet de système de comptage évolué et recueilli les réactions des parties prenantes.
- Concernant le développement des systèmes de comptage évolué sur le territoire des ELD, la CRE a auditionné le 12 novembre 2008 un regroupement réunissant quatre d'entre elles qui ont développé un projet spécifique de systèmes de comptage évolués. Elle a également auditionné les fédérations d'ELD sur la problématique de déploiement de ce type de systèmes sur leurs territoires.
- La CRE estime que les ELD doivent mener des actions coordonnées de déploiement des systèmes de comptage évolués de manière à assurer un certain degré d'interopérabilité entre les systèmes et à bénéficier d'économie d'échelle. À cette fin, dès 2009, un groupe de travail spécifique aux modalités de déploiement des systèmes de comptage évolués des ELD sera lancé dans le cadre du GTC.

- Enfin, le 3 juin 2008, la CRE a lancé une consultation publique sur le projet de décret pris en application de l'article 4-IV de la loi du 10 février 2000 relatif aux systèmes de comptage évolués en électricité. Il ressort des contributions reçues qu'aucun acteur, à l'exception d'un opérateur spécialisé dans l'ajustement, n'est défavorable à la mise en place de tels systèmes à grande échelle. Les conditions de ce déploiement (délai, coût, bénéfices attendus) ont, néanmoins, suscité des remarques.
- La CRE a transmis au ministre le 12 février 2009 un projet de décret et effectuera en 2009 une mise à jour de sa communication du 6 juin 2007, pour intégrer notamment les remarques relatives à la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et à la réduction des émissions carbonées (CO_2).
- Les systèmes de comptage évolués constituent une première étape vers la mise en œuvre de « réseaux intelligents ». Ils permettront, en effet, une meilleure connaissance du fonctionnement des réseaux et ils offriront des perspectives pour le développement de nouvelles applications liées à leur exploitation.

En gaz:

- Différents scénarios de systèmes de comptage évolués pour le marché de masse ont été présentés par GrDF et évalués dans le cadre du GTC, en regard des attentes des acteurs en termes de fonctionnalités. Les résultats de ce travail ont fait l'objet d'un document de synthèse, publié en octobre 2008. Il fait état de la préférence des acteurs pour une solution de type « téléreport », compte tenu des contraintes réglementaires de sécurité en gaz qui limitent la possibilité d'interventions à distance.
- Concernant les clients relevés mensuellement, GrDF a présenté en GTC les résultats d'une expérimentation de télérélève des compteurs qui pourrait ultérieurement être généralisée. Dans le même temps, les grandes fonctionnalités attendues par les différents acteurs d'un système de comptage évolué en gaz pour les « grands clients » ont été synthétisées dans un document de référence, publié en novembre 2008. La CRE communiquera sur ce sujet en 2009.



En raison de la part très limitée des énergies fossiles dans son parc de production d'électricité, la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisé qui émet le moins de gaz à effet de serre par habitant.

mer. À titre de comparaison, le coût budgétaire de l'intervention publique est évalué à 2 € par tonne de CO₂ économisée pour l'isolation thermique des parois opaques, à 31 € pour la mise en place de chaudières à condensation et à 97 € pour la mise en place de pompes à chaleur géothermales.

Le développement de l'énergie éolienne doit être considéré comme un moyen, parmi d'autres, de parvenir à une diminution des impacts environnementaux de la consommation d'énergie. Si le choix d'un tel moyen est rationnel dans les pays européens dont le parc de production conventionnel recourt majoritairement à l'utilisation de combustibles fossiles, comme l'Allemagne, l'Espagne ou le Danemark, il est d'une efficacité moindre en France métropolitaine, où 78 % de l'électricité est produite par des centrales nucléaires et 10 % par des centrales hydrauliques.

En raison de la part très limitée des énergies fossiles dans son parc de production d'électricité, la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisé qui émet le moins de gaz à effet de serre par habitant.

En revanche, en Corse et dans les départements d'outre-mer, où une bonne partie de la produc-

tion d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fioul de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes, le développement de la production éolienne pourrait, en réduisant le coût de la péréquation tarifaire nationale, représenter dès aujourd'hui une économie pour la collectivité.

Avec une puissance installée de 25 GW en 2020, objectif envisagé dans le cadre du « Grenelle de l'environnement », l'éolien se substituera de plus en plus à du nucléaire et nécessitera de recourir davantage au parc de centrales thermiques à flamme, mieux adapté aux variations de charge. Il en résultera une dégradation du bilan environnemental et une augmentation des coûts dus à l'éolien, supérieure au rapport de proportion entre le parc de 17 GW et celui de 25 GW.

Bien que dégradée en comparaison de la situation constatée en 2006, la rentabilité des projets reste, dans la plupart des cas, très satisfaisante. Elle est même jugée manifestement excessive pour les installations implantées en France continentale fonctionnant 2 400 h/an ou plus (en équivalent pleine puissance) et pour les installations implantées sur le domaine portuaire.



La CRE veille au **bon fonctionnement des marchés** de l'électricité et du gaz

p. 63 > La CRE surveille la formation des prix sur les marchés de gros

p. 66 > La CRE contribue à garantir le bon fonctionnement des marchés de détail

p. 73 > Avec le dispositif énergie-info, la CRE et le Médiateur national de l'énergie ont pour objectif d'améliorer l'information des consommateurs

Dans un contexte où l'énergie est chère, la bonne gestion des réseaux doit permettre à l'ensemble des consommateurs, professionnels ou résidentiels, de bénéficier de la même qualité d'acheminement et de profiter de la diversité des offres sur le marché.

L'ouverture des marchés à la concurrence en France a connu diverses évolutions au cours du second semestre 2008. Le marché des clients résidentiels, en électricité comme en gaz, progresse nettement; pour les professionnels, le marché est stable en électricité, plus dynamique en gaz.

1. La CRE surveille la formation des prix sur les marchés de gros

1.1. La CRE a publié un premier rapport de surveillance, portant sur l'année 2007

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a confié à la CRE la mission nouvelle de surveiller les marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

Dans ce cadre, la CRE a défini un plan visant la mise en place, de manière graduelle, d'une surveillance de l'ensemble des segments des marchés de gros. Pour cela, elle a notamment étudié les dispositifs d'autres régulateurs européens et nord-américains.

La CRE a ainsi été en mesure, dès l'automne 2007, de mener une première investigation sur les pics de prix d'électricité observés sur la bourse Powernext en octobre et novembre 2007. Les conclusions de ces investigations ont été publiées en avril 2008.

À la suite de cette analyse ponctuelle, la CRE a étendu l'examen du comportement des acteurs de marché à la totalité de l'année 2007, en électricité comme en gaz. Après avoir développé les outils et mis en place les collectes et les bases de données nécessaires, elle a interrogé près de 20 sociétés et leur a demandé des informations complémentaires.

La CRE a publié le 15 janvier 2009 un rapport présentant les résultats des premières analyses qu'elle a



6. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

menées, ainsi que les actions qu'elle entend conduire pour analyser certains comportements observés.

Sur le marché de l'électricité, la CRE a fait les constats suivants :

- la progression de l'activité sur le marché de gros a été faible ;
- la pertinence de la méthode de valorisation des productions nucléaire et hydraulique sur le marché de gros reste à vérifier ;
- l'utilisation du parc de production a été optimale pendant la très grande majorité des heures. Néanmoins, ont été relevées quelques situations dans lesquelles les parcs nucléaire et au fioul paraissent avoir été sous-utilisés ;
- la transparence de la production doit être améliorée ;
- sur Powernext Day-ahead Auction, aucun comportement dont l'objet aurait été de manipuler les prix n'a été identifié ;
- aux interconnexions, aucun comportement dont l'objet aurait été de manipuler les prix n'a été identifié. Néanmoins, les modalités d'accès à ces capacités ont entraîné des inefficacités dans leur utilisation ;
- les enchères VPP semblent généralement s'être déroulées de manière satisfaisante. Toutefois, quelques interventions d'EDF sur les marchés à terme à l'approche des enchères restent à analyser.

Sur le marché du gaz, la CRE a fait les constats suivants :

- l'activité sur le marché de gros a progressé. Elle est toutefois restée faible et concentrée sur le négoce de produits de court terme pour livraison en zone Nord-H de GRTgaz. La majorité des transactions a été conclue de manière bilatérale sans intermédiaire ;
- les conditions d'approvisionnement des fournisseurs qui ne disposaient pas d'une situation d'opérateur historique en Europe n'ont pas été satisfaisantes.

Sur un marché efficace, le prix est déterminé, à chaque instant, par la centrale de production marginale parmi toutes celles qui contribuent à la satisfaction de la demande. La formation du prix de gros est donc conditionnée par la fréquence de la marginalité de chaque filière de production et par la valorisation de sa production. Sur le marché day-ahead, le prix a reflété la valorisation, décidée par EDF, de la production des centrales nucléaires et hydrauliques lorsque celle-ci était marginale. Le niveau de cette valorisation était généralement supérieur au coût marginal de production des centrales concernées. Or un producteur, même

dominant, peut légitimement rechercher l'optimisation de ses revenus, à condition que celle-ci ne soit pas constitutive d'un abus de position dominante ou d'une manipulation des prix. Par conséquent, il y a lieu de vérifier la pertinence de la méthode de valorisation des productions nucléaire et hydraulique sur le marché de gros.

Sur la base de ces constats, la CRE mènera des analyses complémentaires. Elle demandera des explications ou mènera des audits sur certaines décisions d'EDF concernant :

- la méthode mise en œuvre par EDF pour gérer les diverses contraintes de ses parcs nucléaire et hydraulique et valoriser la production correspondante sur le marché de gros ;
- les situations dans lesquelles les parcs nucléaire et au fioul paraissent avoir été sous-utilisés, pendant quelques dizaines d'heures ;
- quelques interventions sur le marché à terme à l'approche des enchères de VPP.

De plus, la CRE collectera auprès des acteurs de marché des données sur le volume de leurs achats et de leurs ventes sur le marché bilatéral du gaz, afin de publier des informations agrégées et anonymes. Les modalités de cette collecte seront définies en concertation avec les acteurs de marché.

1.2. La CRE publiera un rapport d'analyse spécifique sur les transactions en gaz et en électricité

Dans sa communication du 16 avril 2008, la CRE avait annoncé sa volonté de procéder à la collecte d'informations sur certaines transactions conclues sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. Les transactions concernées étaient celles conclues en 2007, portant sur des livraisons annuelles (saisonnières en gaz) en 2008 ou en 2009.

Après avoir conduit une consultation publique sur les modalités pratiques de cette collecte, dont les résultats ont été publiés le 2 juillet 2008, la CRE a fait parvenir aux acteurs concernés des demandes formelles d'informations. Afin de réduire la charge de travail des sociétés interrogées, la CRE a offert, à celles qui avaient conclu leurs transactions grâce à un intermédiaire de négociation (*brokers*), la possibilité de mandater cet intermédiaire pour transmettre les informations correspondantes.

La CRE a piloté, en coordination avec les régulateurs financiers, les travaux relatifs à la transparence des transactions sur les marchés de gros et aux obligations de conservation de données relatives à ces transactions.

La CRE analyse actuellement les données collectées dans le cadre de cette demande d'informations. À titre d'exemple :

- en électricité, la CRE analyse les mouvements de prix observés en 2007 et les raisons pour lesquelles EDF a été fortement acheteur sur les marchés à terme. En particulier, elle analyse les effets de cette stratégie sur le fonctionnement des marchés de court terme en 2008 ;
- en gaz, la CRE analyse les effets de la fin des programmes de *Gas release* sur l'approvisionnement et le développement de l'activité des fournisseurs alternatifs.

1.3. Sur son site Internet, la CRE a mis en ligne une section relative à la surveillance des marchés

Afin de mieux informer les acteurs de marché des modalités de surveillance qu'elle met en œuvre, la CRE a ouvert une section « Surveillance » sur son site Internet.

Dans cette section, sont disponibles :

- les textes réglementaires encadrant la mission de surveillance de la CRE ;
- les rapports de surveillance et d'investigation publiés par la CRE ;
- des informations sur les collectes périodiques de données réalisées par la CRE pour l'accomplissement de sa mission ;

- les modèles de données et de certificats de cryptage devant être utilisés dans le cadre des demandes d'informations de la CRE pour la mise en forme et la sécurisation des envois ;
- toutes les informations utiles pour contacter l'équipe de surveillance des marchés de la CRE.

1.4. La CRE a contribué aux travaux menés par les régulateurs financiers et énergie dans le cadre du mandat CESR/ERGEG

En décembre 2007, la Commission européenne a demandé aux groupes européens des régulateurs financiers (CESR) et sectoriels (ERGEG) de formaliser un avis dans le cadre de l'élaboration du 3^e paquet énergie.

Les sujets à traiter dans cet avis concernaient l'articulation des régulations sectorielles et financières en matière d'abus de marchés, la transparence du *trading*, les obligations de conservation de données relatives aux transactions sur les marchés de gros, et les échanges d'informations entre régulateurs financiers et sectoriels.

La CRE a activement contribué à la réflexion. Elle a piloté, en coordination avec les régulateurs financiers, les travaux relatifs à la transparence des transactions sur les marchés de gros et aux obligations de conservation de données relatives à ces transactions. Elle partage pleinement les conclusions remises à la Commission européenne le 1^{er} octobre 2008 et le 12 janvier 2009 **ENCADRÉ 13**.

ENCADRÉ 13

L'AVIS CONJOINT CESR/ERGEG À LA COMMISSION EUROPÉENNE

→ En juin et en décembre 2008, les groupes européens des régulateurs financiers (CESR) et sectoriels (ERGEG) ont communiqué à la Commission européenne deux avis dans le cadre de l'élaboration du 3^e paquet énergie.

→ Dans ces avis, les régulateurs recommandent :

- un cadre légal adapté à la prévention des abus de marché sur les marchés de l'électricité et du gaz, car la directive « Market abuse » en vigueur sur les marchés financiers ne peut être appliquée de manière efficace sur le marché de l'énergie. Ce cadre devra prévoir une transparence accrue des marchés ;
- des obligations de transparence portant sur les produits standards négociés sur les plateformes de négociation d'électricité et de gaz (pu-

blication, par ces plateformes, d'informations détaillées en temps quasi réel et d'indicateurs agrégés en fin de journée, accessibles de manière non-discriminatoire) ;

- des obligations de conservation de certaines données relatives aux transactions sur le marché de gros, sans prescription d'un format de stockage, mais avec l'obligation de pouvoir transmettre aux autorités compétentes, à leur demande, les données conservées sous un format électronique ;
- un cadre légal permettant aux régulateurs financiers de transmettre aux régulateurs sectoriels des informations sur certaines des transactions qu'ils supervisent.



6. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

2. La CRE contribue à garantir le bon fonctionnement des marchés de détail

2.1. La CRE fait le bilan de l'ouverture des marchés à la concurrence sur l'année 2008

2.1.1. Le marché de détail de l'électricité

Au 31 décembre 2008, bien que les tarifs réglementés de vente alimentent encore 96 % des consommateurs en électricité (contre 98 % au 31 décembre 2007), la part de marché de fournisseurs alternatifs a progressé au cours de l'année : 1046 000 sites sont clients d'un fournisseur alternatif, contre 364 000 sites au 31 décembre 2007 **FIGURE 10**.

Sur le segment des sites résidentiels :

Au cours de l'année 2008, l'ouverture à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu : les fournisseurs alternatifs ont gagné en moyenne 58 000 clients par mois.

Ils disposent, au 31 décembre 2008, d'un portefeuille de 692 000 clients résidentiels contre 31 000 au 31 décembre 2007. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (29,1 millions de clients au 31 décembre 2008).

Sur le segment des sites non résidentiels :

L'ouverture à la concurrence du marché s'est stabilisée en 2008. Les fournisseurs alternatifs ont gagné 1 250 professionnels par mois et disposent, à fin 2008, d'un portefeuille de 354 000 clients non résidentiels contre 333 000 au 31 décembre 2007.

Au 31 décembre 2008, les fournisseurs alternatifs détiennent 3 % du marché en nombre de sites et 3 % en consommation annualisée. Les sites au TaRTAM représentent 19 % de la consommation totale annualisée **FIGURE 12**.

2.1.2. Le marché de détail du gaz naturel

Au 31 décembre 2008, bien que les tarifs réglementés de vente alimentent encore 91 % des consommateurs de gaz (contre 98 % au 31 décembre 2007), la part

de marché des fournisseurs alternatifs a progressé au cours de l'année : 512 000 sites sont clients d'un fournisseur alternatif, contre 126 000 au 31 décembre 2007 **FIGURE 13 p.68**.

Sur le segment des sites résidentiels :

Au cours de l'année 2008, l'ouverture à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu : les fournisseurs alternatifs ont gagné en moyenne 30 000 clients par mois.

Ils disposent, à fin 2008, d'un portefeuille de 416 000 clients résidentiels contre 54 000 au début de l'année 2007 ; les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (10,4 millions de clients au 31 décembre 2008).

Sur le segment des sites non résidentiels :

La croissance du marché s'est poursuivie en 2008 : les fournisseurs alternatifs ont gagné en moyenne 2 000 clients par mois.

Ils disposent, à fin 2008, d'un portefeuille de 96 000 clients non résidentiels contre 72 000 au début de l'année 2007 ; les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (590 000 clients au 31 décembre 2008) **FIGURE 14 p.68**.

Au 31 décembre 2008, les fournisseurs alternatifs détiennent 4 % du marché en nombre de sites (512 000 sites) et 14 % en consommation annualisée (72 TWh).

2.2. La CRE est consultée sur les tarifs réglementés de vente et sur les tarifs sociaux

2.2.1. Tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz

Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont évolué le 15 août 2008 (+2 % sur les tarifs bleus, +6 % sur les tarifs jaunes, +8 % sur les tarifs verts A). Saisie sur le projet de hausse, la CRE a vérifié si les tarifs proposés couvraient les coûts d'EDF, conformément à la loi du 10 février 2000. Elle s'est appuyée en particulier sur une évaluation du coût comptable historique réévalué d'EDF, estimé par un cabinet de conseil entre 41 et 43 €/MWh en 2007, le coût comptable historique s'établissant à 35 €/MWh.

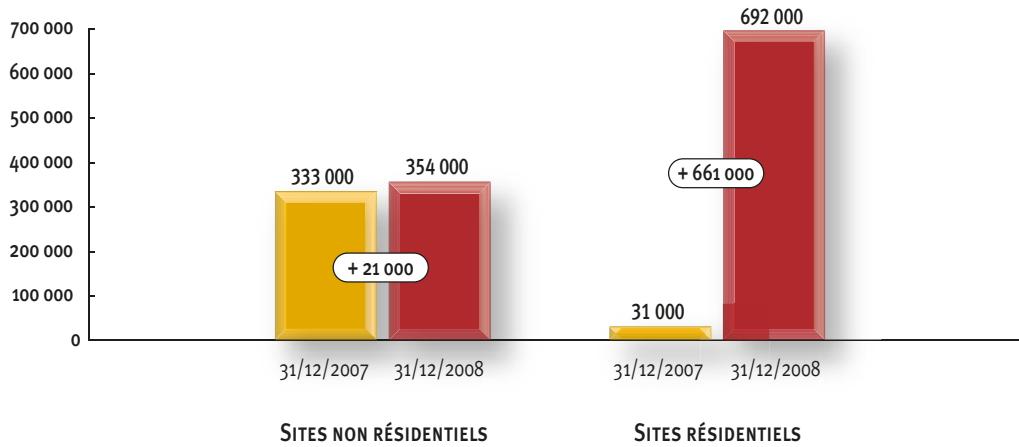


FIGURE 11
ÉLECTRICITÉ: LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS NATIONAUX⁽¹⁾ EN FRANCE



Sources: GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

FIGURE 12
ÉLECTRICITÉ: ÉVOLUTION DU NOMBRE DE SITES CHEZ LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS



Sources: GRD, fournisseurs – Analyse : CRE

(1) La liste regroupe les fournisseurs inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal (en ligne sur le site www.energie-info.fr) et actifs c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :

- avoir au moins un site en contrat unique ;
- être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

Les fournisseurs nationaux ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes françaises raccordées au réseau de l'électricité.



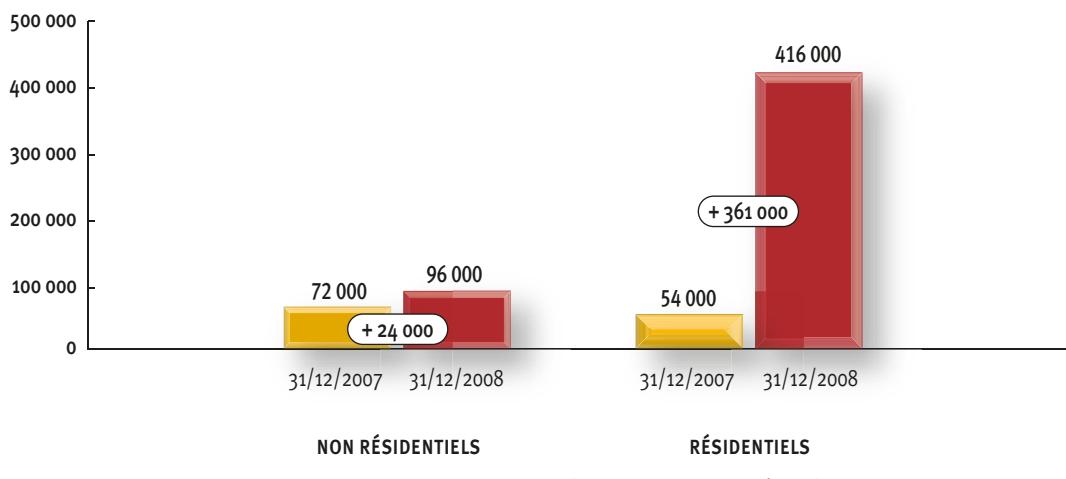
6. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

FIGURE 13
GAZ : LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS NATIONAUX⁽¹⁾ EN FRANCE



Sources : GRD, GRT, énergie-info – Analyse : CRE

FIGURE 14
GAZ : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE SITES CHEZ LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(1) La liste regroupe les fournisseurs inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal (en ligne sur le site www.energie-info.fr) et actifs ; c'est-à-dire qu'ils sont expéditeurs et fournissent au moins un client.
Les fournisseurs nationaux ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes françaises raccordées au réseau de gaz naturel. Cette condition de déploiement n'est pas appliquée aux fournisseurs de sites non résidentiels transport.



Sur cette base, la CRE a considéré, dans son avis du 11 août 2008, que les hausses des tarifs auraient dû être plus élevées ; elles constituaient toutefois une première étape importante sur la trajectoire visant à atteindre les niveaux de couverture des coûts prévus par la loi.

Dans cet avis, la CRE a demandé que la structure et le niveau des tarifs réglementés de vente soient réévalués dès l'entrée en vigueur du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Elle participe au groupe de travail mis en place à cet effet par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

La CRE a été saisie parallèlement sur une hausse des tarifs de cession d'électricité aux distributeurs non nationalisés (DNN) de 8 % en moyenne. Elle s'est prononcée favorablement à cette augmentation, qui était la première depuis l'entrée en vigueur de ces tarifs, tout en la jugeant insuffisante.

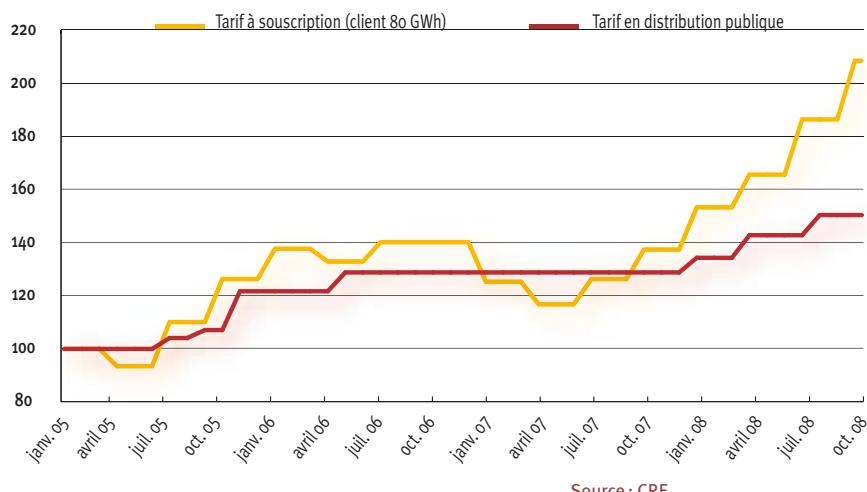
Aux mois d'août et d'octobre 2008, les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz déposées par

GDF Suez ont été basées sur une nouvelle formule d'évaluation du coût moyen d'approvisionnement du fournisseur, transmis à la CRE le 21 juillet 2008. En attendant les résultats de l'audit de cette formule, la commission ne s'est pas prononcée favorablement aux évolutions déposées. Elles ont néanmoins été appliquées **FIGURE 15**.

L'audit de la nouvelle formule a été engagé le 22 septembre 2008 par la CRE et s'est déroulé sur une période de trois mois.

Par rapport à la précédente, qui comportait des indexations sur le fuel lourd (BTS), le fuel domestique (FOD) et le taux de change euro/dollar, la nouvelle formule introduit une indexation supplémentaire sur les cours du pétrole (brent) exprimés en euros. Elle intègre également les résultats des renégociations intervenues depuis 2006 entre GDF Suez et ses fournisseurs. Cette formule a été établie par GDF Suez pour être appliquée sur les années 2008, 2009 et 2010.

FIGURE 15
ÉVOLUTIONS DES TARIFS EN DISTRIBUTION PUBLIQUE ET À SOUSCRITION DE GDF SUEZ ENTRE JANVIER 2005 ET OCTOBRE 2008 (BASE 100 JANVIER 2005)



6. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

ENCADRÉ 14 CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) finance les charges supportées par EDF, les distributeurs non nationalisés (DNN) et Électricité de Mayotte qui résultent des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, de la péréquation tarifaire en faveur des zones non interconnectées et des dispositifs au bénéfice des personnes en situation de précarité. La CSPE finance également le budget du Médiateur national de l'énergie. Si le montant qu'elle atteint alors est inférieur à 4,5 €/MWh, elle finance aussi une partie des charges liées au TaRTAM.

→ Charges constatées au titre de 2007

La CRE a évalué le montant des charges constatées au titre de 2007, sur la base des déclarations des fournisseurs. Il s'élève à 1 964,1 M€, dont 1 148,6 M€ au titre des contrats d'achat en métropole continentale, 771,7 M€ au titre de la péréquation tarifaire et 43,9 M€ au titre des dispositifs sociaux.

Le développement de l'éolien, et dans une moindre mesure de la biomasse et du photovoltaïque, associé à des prix de marché de gros en baisse en 2007, explique le triplement des charges liées aux énergies renouvelables entre 2006 et 2007. Le montant de ces charges résulte du volume acheté par les fournisseurs historiques et de l'écart entre le prix d'achat de l'électricité et les prix de marché.

Les charges liées à la péréquation tarifaire augmentent d'année en année en raison essentiellement de la croissance de la consommation et des coûts des combustibles.

→ La communication de la CRE sur les charges prévisionnelles 2009

Le 9 octobre 2008, la CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie un montant de charges prévisionnelles 2009 de 1 885,1 M€, qui inclut la régularisation des charges 2007 pour un montant de 353 M€. La CRE a aussi proposé le montant de la CSPE permettant de financer ces charges, soit 4,80 €/MWh pour 2009.

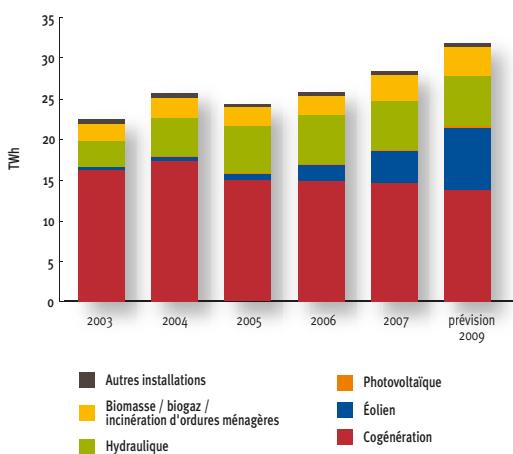
Toutefois, en l'absence d'arrêté fixant la CSPE pour 2009, la CSPE de l'année 2008 s'est trouvée automatiquement reconduite pour 2009, en application de l'article 5 de la loi du 10 février 2000. La CSPE applicable en 2009 est donc de 4,50 €/MWh.

Le 11 février 2009, la CRE a publié une nouvelle évaluation des charges de service public prévisionnelles 2009 prenant en compte l'évolution des données économiques depuis sa proposition (baisse des prix de marché à terme pour 2009, baisse du tarif de vente de gaz, etc.), qui a induit une hausse du montant des charges de 352,6 M€, les portant à 2 237,6 M€. C'est sur la base de cette communication qu'elle a notifié leurs charges aux fournisseurs concernés.

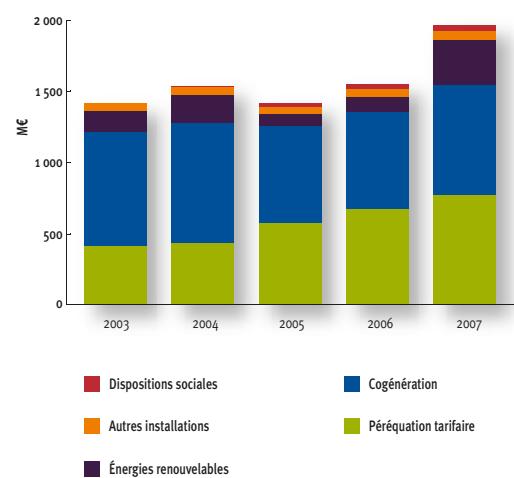
La contribution théorique pour couvrir ces charges est de 5,8 €/MWh et dépasse donc le plafond fixé par la loi du 10 février 2000, égal à 7 % du tarif réglementé de vente 6 kVA base (hors abonnement), soit 5,6 €/MWh actuellement. L'écart entre la contribution en vigueur et la contribution théorique entraînera un déficit de recouvrement évalué à 482 M€ sur la base d'une assiette de contribution prévisionnelle.

Ce déficit de recouvrement induira un défaut de compensation pour EDF qui sera pris en compte dans le calcul des charges de service public prévisionnelles 2011 de ces opérateurs et ne pourra donc être comblé qu'à cette échéance.

Évolution des volumes d'achat en métropole continentale



Évolution des charges de service public



Source : CRE



Le dispositif de compensation des fournisseurs supportant des charges liées au TaRTAM entraîne pour ces fournisseurs des difficultés de trésorerie qui sont contraires à l'esprit du dispositif de compensation.

Dans sa délibération du 17 décembre 2008, la CRE a indiqué que la nouvelle formule fournit une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GDF Suez sur le marché français. Il sera toutefois utile de procéder d'ici la fin de l'année 2009 à un nouvel audit afin de vérifier la robustesse de la formule dans un environnement de cours pétroliers à la baisse.

Le 24 juillet 2008, la CRE a rendu son avis sur un projet de décret visant à harmoniser les différentes procédures existantes en matière de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz en distribution publique et à souscription de Gaz de France, TEGAZ et des ELD. Dans son avis, la CRE a émis plusieurs recommandations précisant la procédure envisagée et la rendant plus transparente.

2.2.2. Tarifs sociaux de l'électricité et du gaz

L'arrêté du 5 août 2008 a aligné le plafond du montant annuel des ressources d'un foyer ouvrant droit au bénéfice de la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité sur celui ouvrant droit à la couverture maladie universelle complémentaire (CMUC). Dans son avis du 17 juillet 2008, la CRE a préconisé que la loi étende le droit des fournisseurs historiques d'appliquer la tarification spéciale à l'ensemble des fournisseurs d'électricité, pour leur garantir un égal accès aux consommateurs nationaux, comme le prévoit la directive du 26 juin 2003.

Le décret fixant le tarif spécial de solidarité pour la fourniture de gaz naturel a été publié le 14 août 2008. Plusieurs recommandations que la CRE avait formulées dans son avis du 27 mars 2008 sur le projet de décret ont été suivies.

Les charges prévisionnelles résultant de ce tarif et la contribution unitaire permettant de les financer ont été fixées pour 2008 et 2009 par un arrêté du 17 décembre 2008, sur proposition de la CRE du 13 novembre 2008. La CRE a mis sur son site Internet le modèle du formulaire de déclaration semestriel de la contribution due, que chaque fournisseur de gaz naturel doit compléter.

2.3. Le TaRTAM, un dispositif temporaire prolongé jusqu'en 2010, qui a entraîné des défauts de compensation des fournisseurs en 2008

Le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) a été prolongé jusqu'au 30 juin 2010

par la loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008. Mais le dispositif de compensation des fournisseurs supportant des charges liées au TaRTAM entraîne pour ces fournisseurs des difficultés de trésorerie qui sont contraires à l'esprit du dispositif de compensation.

Pour 2008, la contribution unitaire a été fixée par un arrêté du 10 avril 2008, conformément à la proposition de la CRE du 13 mars 2008. Cette proposition a été établie en fonction des éléments dont la CRE disposait alors, en particulier une estimation du plafond des coûts d'approvisionnement pris en compte dans la compensation, fondée sur les prix de marché de gros de l'électricité à cette date. Depuis lors, ces prix ont fortement augmenté, induisant une nette hausse des coûts d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité. De plus, un arrêté du 22 décembre 2008 a modifié les modalités de calcul du plafond des coûts d'approvisionnement des fournisseurs. Par conséquent, la contribution unitaire fixée pour 2008 a été très insuffisante pour compenser la somme des charges trimestrielles estimées par les fournisseurs. Sur la totalité de l'année 2008, environ 20 % des charges n'avaient pas encore été compensées à fin janvier 2009, soit 120 M€.

Le 9 octobre 2008, la CRE a adressé au ministre chargé de l'énergie sa proposition relative au montant des charges prévisionnelles et de la contribution unitaire pour 2009.

Les charges prévisionnelles 2009 ont été estimées par la CRE à 1 214 M€. La CSPE 2009 ne pouvant contribuer à leur financement, la contribution unitaire due par EDF et la CNR sur leur production nucléaire ou hydraulique doit les prendre en charge totalement. Elle s'élève à 2,57 €/MWh. Le plafond de cette contribution, qui était fixée à 1,30 €/MWh, a été porté à 3 €/MWh par la loi du 30 décembre 2008 de finances rectificatives pour 2008 ENCADRÉ 12.

2.4. La CRE favorise la concertation pour améliorer le fonctionnement des marchés de détail

Les instances de concertation sont encore nécessaires pour accompagner l'ouverture des marchés.

Le 17 juillet 2008, la CRE a délibéré sur les travaux menés depuis un an par le GTC (groupe de travail



6. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

« Consommateurs »), le GTE (groupe de travail « Électricité ») et le GTG (groupe de travail « Gaz »), instances de concertation placées sous son égide.

Un an après l'ouverture du marché à l'ensemble des consommateurs au 1^{er} juillet 2007, le retour d'expérience n'avait fait apparaître aucun dysfonctionnement majeur dans les relations entre les GRD et les fournisseurs. Les adaptations de procédures effectuées ont relevé du processus d'amélioration continue ou résulté d'évolutions réglementaires.

De nombreux travaux ont été lancés dès septembre 2008 en GTE et GTG, parmi lesquels :

- la mise à disposition automatisée, pour les fournisseurs d'électricité, des numéros de point de livraison (PDL) de leurs clients, à l'instar de ce qui existait déjà en gaz ;

- la prise en compte des index autorelevés dans le cas des mises en service avec alimentation maintenue (électricité) ;
- la mise en cohérence de la procédure « résiliation à l'initiative du fournisseur », pour les deux énergies ;
- l'élargissement aux grands clients des dispositions initialement prévues pour les clients à relève semi-strielle consommant sans fournisseur (gaz) ;
- la finalisation de la procédure de défaillance du fournisseur, compte tenu de la parution du décret du 19 avril 2008 relatif à la fourniture de dernier recours de gaz naturel aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général (MIG).

Concernant la relation entre les fournisseurs et leurs clients, traitée dans le cadre du GTC, des cas de contestation de souscription lors des changements de fournisseur ont été identifiés en électricité, en

**En électricité,
pour les clients
professionnels
aux tarifs
réglementés,
la séparation
des bases de
gestion clientèle
entre ERDF et
le fournisseur
historique EDF
sera effective
fin 2009.**

ENCADRÉ 15

RETOUR D'EXPÉRIENCE ET AMÉLIORATION DU FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL AU NIVEAU EUROPÉEN : LES TRAVAUX DU CUSTOMER FOCUS GROUP DE L'ERGEG

→ Le 23 septembre 2008 la CRE a accueilli au nom de l'ERGEG un séminaire consacré au changement de fournisseur. Une soixantaine de participants (associations européennes de consommateurs, de fournisseurs, de GRD, services de la Commission européenne, et régulateurs nationaux de l'énergie) se sont réunis pour confronter leurs expériences et discuter des recommandations de l'ERGEG.

→ L'ERGEG a rappelé les conditions d'une ouverture du marché au service des consommateurs (*ERGEG Status Review on Supplier Switching Process*, 19 septembre 2008) : un changement simple (le consommateur ne s'adresse qu'au nouveau fournisseur), rapide (un mois maximum pour changer de fournisseur et solder le compte chez l'ancien fournisseur) et gratuit (les fournisseurs ne doivent pas retenir leurs clients).

→ Ce séminaire avait également comme objectif de préparer la réunion de lancement du Forum des Citoyens pour l'Énergie. Les 27 et 28 octobre 2008 s'est tenue à Londres la première réunion du Forum rassemblant gouvernements, associations de consommateurs, associations professionnelles et régulateurs nationaux de l'énergie sous l'égide de la Commission européenne. La CRE y a participé en tant que régulateur national et président du *Customer Focus Group* de l'ERGEG.

→ Le Forum a défini un programme de travail commun pour 2009 entre les parties prenantes. L'ERGEG va ainsi travailler sur la question des consommateurs vulnérables, le traitement des plaintes, la mise en place d'indicateurs de surveillance du marché, ainsi que sur les outils permettant une maîtrise de la consommation par les clients (systèmes de comptage évolués).

→ À Londres, l'ERGEG a rendu publics son rapport sur la transposition des dispositions du droit européen pour la protection des consommateurs d'énergie. (*ERGEG Transposition of Consumer Rights Monitoring Report*, 13 octobre 2008).

→ En France, la CRE peut ainsi, sur la base de ce rapport, cibler son action sur quelques points prioritaires. En effet, si l'ERGEG y observe un niveau satisfaisant de transposition du droit des consommateurs, des améliorations restent à apporter. Ainsi, la gratuité du changement de fournisseur n'est pas garantie en France. Les consommateurs ne reçoivent pas d'information préalablement aux évolutions des tarifs réglementés de vente. De même, la comparaison des offres des fournisseurs reste difficile et, sur ce point, la CRE et le Médiateur national de l'énergie travaillent à la mise en place d'un outil accessible sur Internet.



nombre croissant, demeurant toutefois dans des proportions faibles (moins de 1 % des sites résidentiels en offre de marché). De tels cas restent en revanche très rares en gaz.

À l'issue d'un retour d'expérience demandé par la CRE, la procédure correspondante a été modifiée afin de préciser son périmètre d'application, détailler les relations entre le client et les fournisseurs impliqués, simplifier les démarches pour le client et le fournisseur initial, et préciser les délais de traitement. Cette procédure doit encore être travaillée pour définir, pendant la période litigieuse, les modalités financières entre le client et le fournisseur contesté.

La loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008, en modifiant le code de la consommation, impose désormais la signature écrite ou électronique de tout contrat de fourniture. Cette disposition a eu un effet de tassemement du nombre de contestations des souscriptions lors des changements de fournisseurs, qui a été constaté dès le mois de novembre 2008.

Les travaux du GTC ont également porté sur :

- le suivi des indicateurs de qualité de service des GRD, du point de vue des clients (changement de fournisseur, mise en service, résiliation, etc.) ;
- la présentation des statistiques sur les questions et réclamations des clients reçues par le service énergie-info.

Le Médiateur national de l'énergie s'implique dans la concertation mise en place par la CRE. Il participe au groupe de travail « Consommateurs ». En particulier, il présentera une synthèse argumentée de ses recommandations sur les règles de fonctionnement du marché, qui permettront d'identifier les évolutions éventuelles à y apporter

Le suivi des problématiques liées aux systèmes d'information (SI) reste une priorité pour la CRE.

En gaz, entre mai et juillet 2008, la CRE a commandé un audit du SI de gestion de l'acheminement et des processus clients associés de GrDF (« OMEGA »). Dans sa délibération du 25 septembre 2008, elle a fait connaître ses recommandations, ainsi que le plan d'action associé :

- renforcer la communication et la concertation avec les fournisseurs afin d'améliorer leur visibilité sur les évolutions du SI OMEGA à venir ;

- améliorer le pilotage du SI OMEGA pour limiter les versions de l'outil et mieux gérer les anomalies ;
- développer l'orientation « client » de GrDF ;
- supprimer les modes d'accès dérogatoires du fournisseur historique GDF Suez au SI du GRD.

Sur ce dernier point, les avancées suivantes ont été constatées :

- depuis le 23 septembre 2008, GDF Suez n'a plus la possibilité d'utiliser le mode dérogatoire, appelé EAD, pour transmettre certaines de ses demandes de mise en service ou de résiliation à GrDF. À l'instar des autres fournisseurs, toutes ses demandes doivent désormais transiter par OMEGA ;
- GrDF et GDF Suez sont parvenus à un calendrier de suppression des remontées directes des données de relève depuis les applications historiques du GRD, sous réserve que les indicateurs de qualité de service définis par GDF Suez soient respectés par GrDF.

En électricité, pour les clients professionnels aux tarifs réglementés, la séparation des bases de gestion clientèle entre ERDF et le fournisseur historique EDF sera effective fin 2009. Cette échéance est reportée fin 2010 pour les clients multisites et les collectivités locales. Dans le cas des clients particuliers, la séparation des bases ne pourra être effective avant plusieurs années. La séparation des données de gestion clientèle et de gestion des comptages dans le système historique fait cependant l'objet d'un plan dont l'objectif est que l'ensemble des données contractuelles soit intégré dans les nouveaux Systèmes d'Information d'EDF d'ici 5 ans. Un point d'étape décisif est positionné fin 2010, lorsqu'environ 10 millions de clients seront gérés dans les nouveaux systèmes d'information.

3. Avec le dispositif énergie-info, la CRE et le Médiateur national de l'énergie ont pour objectif d'améliorer l'information des consommateurs

3.1. Un déficit d'information des consommateurs persiste

Deux enquêtes annuelles ont été conduites pour mieux comprendre la perception de l'ouverture des marchés par les consommateurs.

La loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008, en modifiant le code de la consommation, impose désormais la signature écrite ou électronique de tout contrat de fourniture.



6. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

En novembre et décembre 2008, la CRE a réalisé une nouvelle édition des baromètres consommateurs : il s'agit du deuxième baromètre pour les clients résidentiels et du quatrième pour les clients non résidentiels. Les enquêtes ont été confiées à l'institut LH2. Elles présentent l'intérêt de porter sur deux marchés de maturité différente.

Deux échantillons de 1500 contacts, des foyers pour les clients résidentiels et des entreprises privées et publiques pour les clients non résidentiels, ont été interrogés par téléphone.

Si le droit de changer de fournisseurs d'électricité est identifié par 85 % des professionnels, seuls 39 % des particuliers le connaissent.

77 % des professionnels déclarent ne pas connaître les démarches liées au changement de fournisseur d'électricité, 61 % savent qu'il est gratuit et 45 % pensent que la procédure doit être compliquée. Concernant les consommateurs particuliers, 82 % des foyers ignorent les modalités de changement de fournisseur, seulement 52 % savent qu'il est gratuit et la démarche semble compliquée à 39 % des foyers (44 % en 2007).

3.2. Le dispositif énergie-info est le vecteur unique d'information des consommateurs

Le dispositif énergie-info repose sur un site internet et un service consommateurs. Ce dernier est lui-même constitué, d'une part, d'un centre d'appel externalisé, qui apporte des réponses aux questions simples sur l'ouverture des marchés, et d'autre part, d'une cellule d'expertise interne qui assure l'instruction des questions complexes.

Ce dispositif fournit des informations sur les démarches pratiques, les fournisseurs et leurs offres, et enfin sur les droits des consommateurs en matière d'énergie.

Créé à l'occasion de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel au 1^{er} juillet 2007, le site www.energie-info.fr enrichit son contenu pour mieux informer les consommateurs. Il a été développé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGEC et la DGCCRF.

Depuis le mois de septembre 2008, l'espace consacré aux consommateurs particuliers s'est enrichi d'informations relatives aux économies d'énergie, en partenariat avec l'ADEME. Un moteur de recherche des fournisseurs par code postal a également été développé avec la participation des fournisseurs et des GRD. Cet outil permet aux consommateurs particuliers et professionnels, de connaître, suivant leur profil de consommation, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel qui ont déclaré proposer des offres sur leur commune. Il permet aussi d'obtenir les coordonnées des gestionnaires de réseaux de distribution.

L'inscription des fournisseurs dans le moteur de recherche est soumise au respect de règles garantissant la fiabilité de l'information mise à la disposition du consommateur. Cette inscription s'effectue sur la base du volontariat et n'a pas valeur de déclaration légale. Fin décembre 2008, plus de 200 fournisseurs, historiques et alternatifs, se sont inscrits. Après seulement quelques mois d'utilisation, la page du moteur de recherche est devenue la plus consultée du site.

Les consommateurs professionnels⁽¹⁾ disposent par ailleurs d'un espace dédié depuis le mois de septembre 2008 : www.energie-info.fr/pro. Il regroupe des informations précédemment diffusées sur le site de la CRE ainsi que de nouveaux contenus.

Au cours du dernier semestre 2008, la fréquentation du site www.energie-info.fr a augmenté de manière significative pour atteindre près de 40 000 visites par mois. À la demande du Médiateur national de l'énergie, dans le cadre des obligations réglementaires contenues dans l'arrêté relatif aux factures d'électricité et de gaz du 2 juillet 2007, l'adresse du site énergie-info doit progressivement figurer sur les factures des quelque 40 millions de consommateurs d'électricité et de gaz naturel, avec la mention suivante : « tout sur vos démarches, vos droits et les économies d'énergie : www.energie-info.fr, le site d'information des pouvoirs publics » FIGURE 16.

Le service consommateurs énergie-info a aidé 241000 consommateurs au cours du deuxième semestre 2008 : - 65 % de ces consommateurs ont consulté la liste des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sur le

**Au cours
du dernier
semestre 2008,
la fréquentation
du site
[énergie-info.fr](http://www.energie-info.fr)
a augmenté
de manière
significative pour
atteindre près
de 40 000 visites
par mois.**

(1) Principalement les « Petits consommateurs professionnels » souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36 KVA ou consommant moins de 30000 kilowattheures de gaz naturel par an.



- serveur vocal interactif (disponible 24 heures sur 24 en appelant le Numéro Azur 0 810 112 212) ;
- 35 % des consommateurs ont obtenu une réponse personnalisée à leurs questions par un conseiller énergie-info (réponse apportée par téléphone, courrier ou courriel, en fonction du canal choisi par le consommateur) ;
 - au cours du deuxième semestre 2008, le service énergie-info a traité 3 512 questions complexes, soit 4,3 % des contacts « personnalisés ». Les questions complexes, en particulier celles relatives aux recours en cas de litige, donnent lieu à un suivi de dossier individuel : les conseillers énergie-info analysent la situation de chaque consommateur et l'informent des démarches qu'il peut accomplir pour résoudre son litige, mais aussi de l'étendue de ses droits.

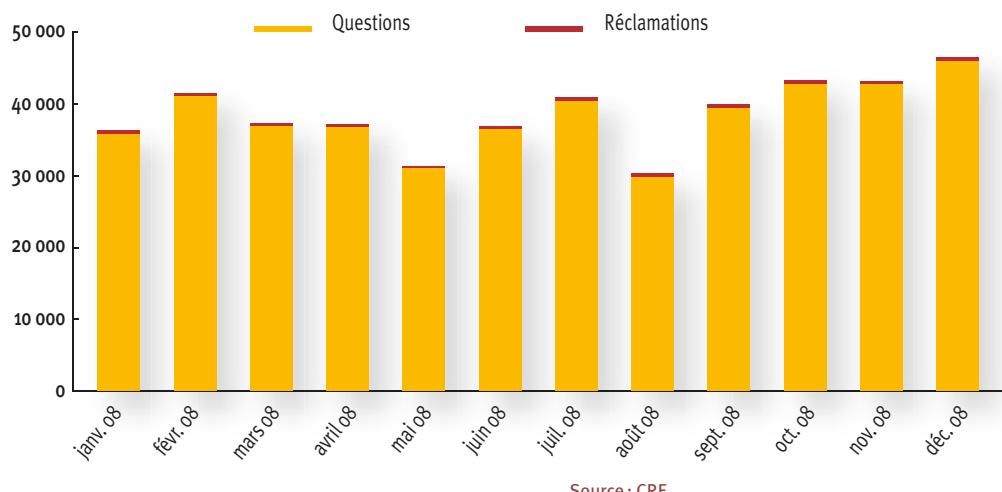
Dans le cadre de la loi du 12 avril 2000 relative aux relations des citoyens avec les administrations, les consommateurs sont orientés vers les autorités compétentes pour traiter leur litige : selon les cas, il peut

s'agir de la Direction générale de la consommation, de la concurrence et de la répression des fraudes – DGCCRF (infractions au Code de la consommation, non-respect par un fournisseur de ses obligations légales...), ou bien du Médiateur national de l'énergie (litiges entre un petit consommateur et son fournisseur nés de l'exécution du contrat de fourniture).

Au cours du deuxième semestre 2008, 2 372 cas de contestations de souscription ont été enregistrés par le service énergie-info. Les autres cas enregistrés concernent la facturation de l'énergie (et notamment le niveau des factures intermédiaires élaborées à partir d'index estimés), la qualité des services clientèle, ainsi que les difficultés rencontrées à l'occasion d'un raccordement au réseau, de la mise en service de l'énergie ou de la résiliation d'un contrat.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, plus de 660 000 contacts consommateurs qui ont été traités par le service énergie-info.

**FIGURE 16
CONTACTS CLIENTS REÇUS PAR LE SERVICE CONSOMMATEURS ÉNERGIE-INFO**





Annexes

- p. 77 > **Synthèse des principales délibérations de la Commission de régulation de l'énergie**
- p. 84 > **Calendrier des événements européens**
- p. 86 > **Conseil des régulateurs européens de l'énergie**
- p. 88 > **Glossaire**
- p. 96 > **Sigles**
- p. 97 > **Unités et conversions**
- p. 98 > **Index des encadrés, figures et tableaux**
- p. 99 > **Table des matières**

1. Synthèse des principales délibérations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Les délibérations de la CRE sont consultables sur le site internet www.cre.fr

1.1. De juin à août 2008

Avis du 5 juin 2008 relatif au choix des offres que le ministre délégué à l'industrie envisage de retenir au terme de l'appel d'offres pour des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse

En application de l'article 13 du décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002, le ministre délégué à l'industrie a saisi la CRE, le 29 novembre 2007, pour recueillir son avis sur le choix des offres qu'il envisage de retenir au terme de l'appel d'offres pour des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse. Sous réserve des reports prévus par le cahier des charges, les candidats retenus bénéficient, jusqu'au 1^{er} janvier 2030, d'une rémunération de l'électricité produite au prix proposé par le candidat, assortie de pénalités pour non respect des engagements contractuels. Les surcoûts induits par rapport aux prix du marché de gros sont financés par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Cinquante-six offres ont été remises avant la date limite du 9 août 2007. L'évaluation des offres a été remise au ministre par la délibération de la commission du 30 janvier 2008. Le choix envisagé par le ministre correspond au classement issu de l'évaluation de la commission. Le prix moyen pondéré de vente de l'électricité produite s'établit à 128,10 €/MWh. La CRE a émis un avis favorable sur le choix des projets envisagés par le ministre.

Vingt-deux projets figurent dans la liste des offres retenues à l'issue de l'appel d'offres, publiée par le ministre le 12 juin 2008.

Décision du 5 juin 2008 relative à l'approbation du rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2007

Le 5 juin 2008, la CRE a publié son deuxième rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2007.

Dans ce rapport, la CRE évalue les méthodes actuelles de gestion des congestions aux frontières françaises. Elle démontre qu'aujourd'hui les interconnexions ne sont pas utilisées au maximum de leur capacité. Ce rapport met l'accent sur trois projets en cours de développement par les gestionnaires de réseaux européens et par les bourses de l'électricité pour améliorer l'utilisation des interconnexions :

- dans la région Centre-Ouest (Benelux, Allemagne et France), la création d'une plateforme unique d'en-chères permettant d'allouer les capacités d'interconnexions à long terme ;
- dans cette même région, un couplage des bourses de l'électricité « flowbased », permettant une utilisation optimale du réseau, pour les échanges de la veille pour le lendemain ;
- dans la région « France – Royaume-Uni – Irlande », la mise en place d'échanges d'ajustement réciproques sur l'interconnexion France – Angleterre.

La CRE estime que la réalisation effective de ces projets jettera les bases d'une nouvelle gestion des congestions aux interconnexions en Europe et concrétisera ainsi le travail réalisé dans le cadre des initiatives régionales de l'électricité lancées en 2006 par le groupe européen des régulateurs.



Proposition tarifaire du 25 juin 2008 pour l'utilisation du réseau public de distribution de gaz naturel de la commune de Schweighouse concédé à ANTARGAZ

Le 25 juin 2008, la CRE a proposé un tarif pour l'utilisation du réseau public de distribution de gaz naturel de la commune de Schweighouse, devant entrer en vigueur le 1^{er} septembre 2008. Il s'agit de la première concession de distribution ne faisant pas l'objet d'une péréquation tarifaire.

À la suite d'un appel d'offres lancé en 2006 pour la distribution de gaz naturel sur le territoire de cinq communes du Haut-Rhin, Antargaz, seul candidat, a signé le 8 mars 2007 un contrat de concession pour la construction du réseau et la desserte de la commune de Schweighouse.

Les dispositions combinées du III de l'article 7 modifié et de l'article 25-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, établissent le principe de la non péréquation tarifaire des nouvelles concessions de distribution de gaz naturel attribuées après mise en concurrence. L'arrêté du 2 juin 2008, approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel proposés par la CRE le 28 février 2008, précise les règles tarifaires qui leur sont applicables. Ces dispositions mettent en place une structure tarifaire unique pour tous les réseaux de distribution de gaz naturel. Celles-ci doivent faciliter l'accès aux réseaux et les flux de données entre gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et fournisseurs. Elles simplifient également, pour les collectivités locales, l'analyse des offres des GRD candidats aux appels à concurrence. La grille tarifaire proposée par la CRE pour Antargaz consiste à appliquer un coefficient de 2,45 à la grille tarifaire de GrDF. L'arrêté du 20 août 2008 approuve la proposition de la CRE.

Proposition tarifaire du 10 juillet 2008 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

La CRE, conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, a proposé de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, destinés à s'appliquer le 1^{er} janvier 2009.

La proposition tarifaire aura pour conséquences :

1. Une réduction du nombre de zones d'équilibrage simplifiant l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF;
2. Un nouveau régime de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz;

3. Une meilleure visibilité tarifaire pour les transporteurs et pour les utilisateurs des réseaux. Pour GRTgaz, la période tarifaire est portée à quatre ans; pour TIGF, la période tarifaire est fixée pour deux ans. Pour les deux opérateurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans et un système de régulation initiative de la qualité de service est mis en place.

Pour GRTgaz, en 2009, la hausse du revenu autorisé, exprimée en euros courants, serait de 8 % par rapport au tarif actuel, ce qui se traduirait par une hausse moyenne du tarif unitaire d'environ 6 %.

Pour TIGF, sur la période 2009-2010, la hausse moyenne du revenu autorisé serait de 20 % par rapport au tarif actuel, ce qui se traduirait par une hausse moyenne du tarif unitaire d'environ 10 %, en euros courants.

Ces hausses s'expliquent par les nouveaux investissements que réaliseront les gestionnaires de réseau de transport (GRT) afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement, simplifier l'interface entre GRTgaz et TIGF pour améliorer les conditions d'accès au réseau de transport, et supprimer des congestions internes au réseau.

La CRE estime que de nouvelles évolutions de la structure du transport devront être envisagées pour simplifier encore l'offre d'acheminement et prendre en compte le développement des interconnexions avec la péninsule ibérique et, le cas échéant, la mise en service de nouveaux terminaux méthaniers.

Délibération du 17 juillet 2008 sur les travaux des instances de concertation GTC, GTE, GTG relatifs au fonctionnement du marché de détail de l'électricité et du gaz naturel

La CRE a mis en place, dès mai 2005, des instances de concertation réunissant l'ensemble des acteurs concernés par l'ouverture du marché de détail de l'électricité et du gaz : représentants des consommateurs, installateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et pouvoirs publics. Ces instances, dénommées GTC (groupe de travail « Consommateurs »), GTE (groupe de travail « Électricité »), et GTG (groupe de travail « Gaz »), ont poursuivi leurs travaux après le 1^{er} juillet 2007.

Dans sa communication du 27 septembre 2007, la CRE a demandé aux GTC, GTE et GTG de participer à la réalisation d'un retour d'expérience sur les procédures et les dispositifs mis en place.

Plus précisément, elle a demandé au GTC de poursuivre ses actions contribuant à renforcer l'information et la protection des consommateurs, d'assurer



la concertation autour du projet d'expérimentation, par le gestionnaire de réseau ERDF, d'un système de comptage évolué pour les clients raccordés en basse tension (≤ 36 kVA) et d'organiser les réflexions sur l'évolution des systèmes de comptage gaz. En ce qui concerne les GTE et GTG, la priorité a été donnée au suivi du déploiement des systèmes d'information (SI) des gestionnaires de réseaux publics de distribution (GRD), en vue d'une plus grande fluidité des échanges entre les GRD et les fournisseurs.

Un an après le 1^{er} juillet 2007, le retour d'expérience n'a fait apparaître aucun dysfonctionnement majeur. Les règles encadrant les relations entre les GRD et les fournisseurs sont comprises et appliquées par l'ensemble des acteurs, et les adaptations proposées relèvent davantage du processus d'amélioration continue que de la mesure corrective.

Par sa délibération, la CRE dresse l'état des lieux des travaux demandés dans sa communication du 27 septembre 2007 ainsi que des autres travaux menés depuis, fait connaître les décisions qu'elle a prises, et fixe les orientations des travaux des groupes de concertation à compter du 3^e trimestre 2008.

Elle rappelle que les procédures élaborées dans le cadre des instances de concertation placées sous l'égide de la CRE sont communément admises tant par les utilisateurs que par les gestionnaires de réseaux, et constituent, comme l'a relevé le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE dans sa décision du 26 septembre 2007, « des usages qui ne sont donc pas dépourvus de valeur normative ».

Avis du 11 août 2008 sur le projet d'arrêté relatif aux prix de vente de l'électricité

Le gouvernement a proposé une hausse des tarifs réglementés différenciée par catégorie tarifaire : + 2 % sur les tarifs bleus, + 6 % sur les tarifs jaunes et + 8 % sur les tarifs verts A. La CRE note avec satisfaction le fait que le gouvernement propose une évolution des tarifs réglementés différenciée entre les tarifs bleu, jaune et vert A qui s'appliquent respectivement aux clients résidentiels et aux petits professionnels, aux PME-PMI et aux grandes entreprises.

L'analyse menée par la CRE montre que les hausses de tarifs devraient être plus élevées que celles proposées. Elle considère que les hausses envisagées constituent toutefois une première étape importante sur la trajectoire visant à atteindre les niveaux de couverture des coûts prévus par la loi. En conséquence, la CRE émet un avis favorable sur les hausses proposées.

La CRE souligne que la structure et le niveau des tarifs devront être réévalués dès l'entrée en vigueur du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité afin que les tarifs reflètent les coûts, comme cela est exigé par la loi.

Enfin, les tarifs de cession ayant été mis en place pour permettre aux ELD de fournir leurs clients aux tarifs réglementés de vente, la CRE souhaite qu'ils évoluent rapidement pour tenir compte des évolutions des tarifs réglementés de vente intervenues depuis leur évaluation.

1.2. De septembre à décembre 2008

Délibération du 18 septembre 2008 relative à la création d'une instance de concertation sur les règles d'acheminement par les réseaux de transport de gaz

Les deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) français, GRTgaz et TIGF, ont mis en place ces dernières années, à la demande de la CRE ou de leur propre initiative, des groupes de concertation sur l'acheminement par leur réseau de transport de gaz.

Il existe aujourd'hui plusieurs groupes ou instances de concertation et d'échanges traitant de différents thèmes. Dans ce contexte, plusieurs utilisateurs des réseaux de transport ont sollicité la CRE pour la création d'une instance formelle de concertation sur les règles d'acheminement par les réseaux de transport de gaz. La CRE constate que les règles d'acheminement par les réseaux de transport de gaz sont susceptibles de connaître des évolutions substantielles sur de nombreux sujets.

Les groupes de concertation mis en place par GRTgaz et TIGF ont permis d'améliorer la transparence et le niveau d'information des utilisateurs des réseaux de transport de gaz. Toutefois, il est nécessaire que les différents sujets soient traités de façon homogène et que le pilotage par chaque transporteur de ses propres réunions de concertation ne conduise pas à des différences non justifiées des règles d'acheminement entre les deux réseaux.

Pour répondre à ces objectifs, une instance de concertation relative aux règles d'acheminement par les réseaux de transport de gaz sera mise en place.

Le groupe de travail « Gaz » (GTG) conserve l'ensemble de ses compétences, en particulier pour les questions relatives à la distribution et aux interfaces entre les réseaux de distribution et les réseaux de transport.

Le groupe de concertation transport est compétent pour les questions relatives au transport et aux inter-



faces avec les infrastructures gazières autres que les réseaux de distribution.

GRTgaz et TIGF prépareront et organiseront la première réunion du comité plénier pour le 31 octobre 2008 au plus tard.

Délibération du 25 septembre 2008 sur le système d'information de gestion de l'acheminement et des processus client de Gaz Réseau Distribution France (GrDF) et sur la séparation des systèmes d'information du fournisseur GDF Suez et de GrDF

L'une des conséquences de l'ouverture totale du marché du gaz naturel est l'accroissement notable du volume des données à gérer et à échanger par les systèmes d'information (SI) des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et des fournisseurs.

Pour y faire face, GrDF a choisi de remplacer son ancien SI de gestion de l'acheminement et des processus clients associés, déployé pour l'ouverture du marché aux clients non résidentiels au 1^{er} juillet 2004, « SYGARD », par un nouveau SI, « OMEGA ».

Compte tenu du rôle clé du SI des GRD pour le bon fonctionnement du marché du gaz naturel et de la persistance d'un certain nombre de difficultés rencontrées par les fournisseurs, la CRE a souhaité s'assurer que le développement et l'exploitation du SI OMEGA étaient bien maîtrisés. La CRE a ainsi fait réaliser un audit externe, entre le 13 mai et le 31 juillet 2008, portant sur l'appréciation des caractéristiques techniques et fonctionnelles d'OMEGA et l'évolutivité du système. L'audit a également porté sur les modalités d'accès dérogatoires du fournisseur GDF Suez aux applications historiques de GrDF et leurs calendriers de fin.

Les conclusions de l'audit sont positives pour ce qui concerne la capacité de GrDF à développer et faire évoluer OMEGA. En revanche, le fonctionnement d'OMEGA, soumis à de nombreuses anomalies récurrentes, s'avère insatisfaisant pour les fournisseurs, et les pénalise dans l'exercice de leur activité. Une clarification de l'organisation mise en place par GrDF pour piloter OMEGA, ainsi qu'une plus grande collaboration entre GrDF et les fournisseurs dans les prises de décisions concernant OMEGA, sont de nature à améliorer l'efficacité et la réactivité de GrDF, en vue d'un meilleur fonctionnement du système.

Enfin, pour ce qui est de l'égalité d'accès des fournisseurs aux SI de GrDF, l'audit met en lumière la nécessité de piloter de façon serrée la suppression des accès dérogatoires du fournisseur GDF Suez pour que celle-ci soit effective courant 2009.

La CRE formule des demandes et recommandations dans quatre domaines :

- le renforcement de la communication et de la concertation avec les fournisseurs ;
- l'amélioration du pilotage d'OMEGA ;
- le développement de « l'orientation client » ;
- la suppression des modes d'accès dérogatoires du fournisseur GDF Suez au SI de GrDF.

Délibération du 9 octobre 2008 sur le point d'exécution intermédiaire du programme d'investissements 2008 de GRTgaz

En application de la délibération de la CRE du 12 décembre 2007, GRTgaz a présenté à la Commission l'état de l'exécution de son programme d'investissements pour le premier semestre 2008.

Lors de l'examen du compte-rendu d'exécution présenté par GRTgaz, la CRE a constaté une hausse de 10 M€ du montant prévisionnel des dépenses d'investissements pour 2008, qui s'établit désormais à 595 M€. L'écart est essentiellement imputable à la hausse des coûts des projets et à l'augmentation du nombre d'études de raccordements de centrales à cycle combiné gaz.

L'état d'avancement des projets majeurs est conforme au programme prévisionnel approuvé par la CRE dans sa délibération du 12 décembre 2007. Les écarts constatés sur le programme d'investissements 2008 de GRTgaz ne justifient pas une modification du programme approuvé par la CRE le 12 décembre 2007.

GRTgaz présentera à la CRE, mi-2009, le bilan d'exécution du programme d'investissements 2008.

Délibération du 9 octobre 2008 sur le point d'exécution intermédiaire du programme d'investissements 2008 de TIGF

En application de la délibération de la CRE du 12 décembre 2007, TIGF a présenté à la Commission l'état de l'exécution de son programme d'investissements pour le premier semestre 2008.

Lors de l'examen du compte-rendu d'exécution présenté par TIGF, la CRE a constaté une baisse de 4 M€ du montant prévisionnel des dépenses d'investissements pour 2008, qui s'établit désormais à 187 M€. L'écart est essentiellement imputable à des reports de travaux de 2008 à 2009. Les écarts constatés sur le programme d'investissements 2008 de TIGF ne justifient pas une modification du programme approuvé par la CRE le 12 décembre 2007.



TIGF présentera à la CRE, mi-2009, le bilan d'exécution du programme d'investissements 2008.

Proposition du 30 octobre 2008 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

Le 30 octobre 2008, la CRE a transmis aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie sa proposition sur les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Conformément aux dispositions de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, la CRE propose aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Pour préparer cette proposition, la CRE a procédé à deux consultations publiques :

- la première, en février 2008, sur les principes de tarification envisagés ;
- la seconde, en août 2008, sur les orientations en termes de niveaux tarifaires, d'évaluation du cadre de régulation et de grille tarifaire moyenne.

Proposition du 30 octobre 2008 relative aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Le 30 octobre 2008, conformément aux dispositions du III de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, la CRE a transmis aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie une proposition motivée de tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Cette proposition fait suite à une 1^{re} proposition, datée du 15 mai 2007 et approuvée par la décision ministérielle du 19 juillet 2007. Cette première proposition tarifaire était limitée aux seules prestations annexes nécessaires au bon déroulement de l'ouverture du marché des clients résidentiels.

Cette deuxième proposition intervient de manière concomitante à celle relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), ces deux tarifs étant intimement liés.

Conformément à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 modifiée, la CRE a formulé sa proposition après avoir consulté les parties prenantes, notamment au travers d'une consultation publique réalisée entre le 18 septembre 2008 et le 8 octobre 2008.

La CRE rappelle que les prestations réalisées par les gestionnaires de réseaux publics sont réparties selon quatre catégories :

- les prestations de base qui sont couvertes par le TURPE et dont la consistance résulte notamment des cahiers des charges de concession ou des règlements de service des régies qui sont applicables aux gestionnaires de réseaux publics ;
- les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics, qui sont l'objet de la présente proposition ;
- les prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux publics dans un contexte concurrentiel. Les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux publics ;
- les prestations de raccordement aux réseaux qui relèvent notamment des dispositions des articles 4, 14 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée. Elle indique également que les gestionnaires de réseaux publics doivent préciser dans la documentation qu'ils publient la catégorie dont relève chaque prestation.

Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

La CRE a été saisie, le 30 septembre 2008, par le ministre de l'Énergie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et par le ministre de l'Économie, de l'industrie et de l'emploi, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

Cette proposition fait suite à l'annulation, par le Conseil d'État, le 6 août 2008, de l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2^o de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

L'avis de la CRE a pour objet de formuler un avis sur le niveau du tarif de l'obligation d'achat proposé pour l'énergie éolienne et non d'évaluer la pertinence du recours à l'éolien comme moyen d'atteindre les objectifs fixés tant par les directives que par le droit national.

L'arrêté proposé correspond en tous points à celui du 10 juillet 2006. Le tarif est inchangé, y compris dans ses modalités d'indexation (indexé annuellement).

Les tarifs proposés pour les installations implantées en France continentale et sur le domaine public maritime sont supérieurs au total des coûts de produc-



tion évités sur le long terme au système électrique, augmenté de la contribution de la filière éolienne aux objectifs de la politique énergétique française, tel qu'évalué par la CRE. Par suite, ils sont susceptibles de méconnaître les dispositions de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, précisées par le décret du 10 mai 2001.

Le surcoût de production lié à l'introduction d'un parc de 17 GW d'éoliennes dans le système électrique français à l'horizon 2015 est estimé entre 1,7 et 2,1 Mds€/an, en comparaison d'une situation de référence où la production d'électricité serait assurée par des moyens conventionnels. Ce surcoût est hors de proportion avec les bénéfices résultant de la contribution de la production éolienne aux objectifs définis par la loi du 10 février 2000, évalués à 450 M€/an sur la base d'hypothèses majorantes. Au surcoût de production, il convient d'ajouter les coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique. En effet, au-delà de 5 à 10 GW installés, la filière éolienne induit un coût supplémentaire en termes d'ajustement et de marges.

Le surcoût dû à l'éolien conduit à une valorisation de la tonne de CO₂ évitée entre 230 et 280 €, et jusqu'à 490 € pour les éoliennes implantées en mer. À titre de comparaison, le coût budgétaire de l'intervention publique est évalué à 2 € par tonne de CO₂ économisée pour l'isolation thermique des parois opaques, à 31 € pour la mise en place de chaudières à condensation et à 97 € pour la mise en place de pompes à chaleur géothermiques.

En conclusion, la CRE formule un avis défavorable au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

Délibération du 26 novembre 2008 portant décision sur l'évolution des règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz de GRTgaz

L'équilibrage des réseaux de transport est une mission fondamentale des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), GRTgaz et TIGF. En cas d'injection dans le réseau de quantités de gaz insuffisantes ou excédentaires par les utilisateurs du réseau de transport, le réseau de transport est déséquilibré physiquement. Afin de limiter l'ampleur des déséquilibres à compenser par les GRT, chaque expéditeur est soumis à une obligation générale d'équilibrage sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités.

Dans le cadre de l'entrée en vigueur du nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} janvier 2009 et conformément à la délibération de la CRE du 7 décembre 2006, GRTgaz a soumis à l'approbation de la CRE, le 31 octobre 2008, une proposition d'évolution des règles d'équilibrage applicables sur son réseau de transport de gaz :

- un ajustement de la répartition des tolérances pour prendre en compte les contraintes liées à la taille du portefeuille des expéditeurs et à la zone d'équilibrage ;
- la mise en place d'un dispositif d'accompagnement de la suppression du mécanisme de mutualisation des déséquilibres journaliers des expéditeurs entre zones d'équilibrage. Ce dispositif prévoit, pour chaque expéditeur et pour la zone Sud, de facturer à prix de marché non pénalisé le déséquilibre journalier constaté au-delà de la tolérance et dans certaines conditions.

En complément de la concertation menée par GRTgaz, la CRE a consulté les expéditeurs sur la proposition de GRTgaz du 7 au 14 novembre 2008. Les contributeurs sont apparus globalement favorables aux deux propositions de GRTgaz.

Par sa délibération portant décision, la CRE approuve la répartition des tolérances proposée par GRTgaz pour application au 1^{er} janvier 2009, ainsi que le dispositif temporaire d'accompagnement de la suppression du mécanisme de mutualisation des déséquilibres entre zones d'équilibrage, qui s'appliquera pour une durée de douze mois à compter du 1^{er} janvier 2009.

La CRE demande par ailleurs à GRTgaz de présenter un retour d'expérience de ces évolutions au cours du second semestre 2009 et de poursuivre les travaux en 2009, au sein de l'instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz.

Propositions du 13 novembre 2008 relatives aux charges liées au tarif spécial de solidarité du gaz naturel et à la contribution unitaire pour 2008 et 2009

Le tarif spécial de solidarité du gaz naturel (TSS) est entré vigueur le 15 août 2008 par décret n° 2008-778 du 13 août 2008. Afin de mettre en œuvre le mécanisme de compensation des fournisseurs de gaz naturel supportant des charges liées à l'application du TSS, conformément au décret n° 2008-779 du 13 août 2008, la CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie, pour chacune des années 2008 et 2009, le montant des charges prévisionnelles liées à la four-

niture au TSS et la contribution unitaire due par tous les fournisseurs de gaz naturel permettant de financer ces charges.

Les charges prévisionnelles liées à la fourniture au TSS supportées par les fournisseurs couvrent, pour une année donnée les déductions et versements dont bénéficient les clients résidentiels au TSS ainsi que les coûts de gestion supplémentaires directement induits par la mise en œuvre du TSS tant pour les fournisseurs que pour les organismes d'assurance maladie et la Caisse des dépôts et consignations.

La CRE a établi les prévisions de charges en considérant un scénario probable de développement du nombre de bénéficiaires du TSS sur 2008 et 2009 et sur la base des éléments prévisionnels transmis par les fournisseurs. La CRE a relevé que les coûts de gestion supplémentaires prévisionnels sont élevés au regard des charges en jeu. Elle se réserve la possibilité de procéder à l'audit des coûts constatés qui seront présentés par les fournisseurs.

Vingt-huit fournisseurs de gaz devraient supporter les charges liées au TSS en 2008, estimées à 12,8 M€, et vingt-neuf fournisseurs en 2009, pour des charges qui s'élèveraient à 44,1 M€.

Quant à la contribution unitaire due par tous les fournisseurs de gaz naturel, le décret prévoit que l'assiette permettant de la déterminer pour une année donnée est égale au nombre de kWh facturés au titre de l'année considérée par ces fournisseurs à tous les consommateurs finals.

Les assiettes de contribution prévisionnelles sont évaluées à 484 TWh pour 2008 et 492 TWh pour 2009, sur la base des données fournies par les gestionnaires de réseaux publics et l'administration. Un montant de contribution unitaire de 0,026 €/MWh en 2008 et de 0,089 €/MWh en 2009 est nécessaire pour financer les charges prévisionnelles liées au TSS.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 décembre 2008 portant décision sur l'évolution des règles relatives à la cession sur le marché secondaire des capacités de transport de gaz naturel

L'ERGEG (le groupe des régulateurs européens de l'énergie) a souligné l'intérêt du développement du marché secondaire des capacités de transport de gaz comme moyen d'optimiser l'utilisation des réseaux de transport. Partageant ce point de vue, la CRE a souhaité définir les règles relatives à la cession des capacités des réseaux de transport de gaz naturel sur le marché

secondaire. Pour préparer sa décision, la CRE a consulté les utilisateurs des réseaux de transport de gaz du 10 au 27 octobre 2008 et a organisé une table ronde avec eux le 27 novembre. Elle a également auditionné l'un des gestionnaires de réseau de transport (GRT) GRTgaz. La liquidité du marché secondaire de capacités de transport de gaz en France reste aujourd'hui très limitée. En effet, de janvier à septembre 2008, les cessions de capacités n'ont représenté que 2 % des capacités primaires, et 71 % des capacités échangées l'ont été exclusivement entre 4 acteurs principaux. À ce titre, la proposition par GRTgaz d'une plateforme permettant à l'offre et à la demande de capacités de se rencontrer est de nature à favoriser l'émergence d'un marché secondaire de capacité de transport plus liquide et plus transparent. En outre, la proposition de GRTgaz de partager cette plateforme avec Fluxys (gestionnaire du réseau de transport belge) et de l'ouvrir à tous les transporteurs européens permettra de contribuer à la construction du marché européen du gaz et de réduire les coûts pour les utilisateurs.

Par sa délibération portant décision du 3 décembre 2008, et conformément aux règles tarifaires en vigueur au 1^{er} janvier 2009, la CRE a précisé que GRTgaz peut proposer, à titre expérimental, les services liés à la plateforme d'échange de capacités de transport de gaz Capsquare. Le service d'enregistrement des notifications d'échange de capacités de transport, qui est un élément constitutif de l'offre régulée de transport de gaz, doit demeurer gratuit et d'un niveau de qualité équivalent à celui offert actuellement via le portail client ECT. Les conditions d'accès au service d'enregistrement des notifications d'échange de capacités, soumises préalablement à la CRE pour approbation, doivent être définies dans le contrat d'acheminement.

Par cette même délibération, la CRE a également étendu les règles de cession coordonnée des capacités à l'interface entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz (sortie du réseau d'un transporteur et entrée sur le réseau de l'autre transporteur) au marché secondaire. La CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de prévoir dans leurs règles opérationnelles applicables à compter du 1^{er} janvier 2009 que toute cession des capacités à l'interface GRTgaz-TIGF est notifiée aux deux transporteurs et concerne le même acquéreur ainsi que la même capacité (niveau et durée) des deux côtés de l'interface. Cette disposition s'applique à la cession du droit d'usage comme à la cession complète.



Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2008 portant avis sur la nouvelle formule servant de base au calcul de l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez

En application de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, il appartient à la CRE de donner des avis sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez en distribution publique et sur les tarifs dits à souscription.

Le 21 juillet 2008, GDF Suez a transmis à la CRE une nouvelle formule permettant d'estimer les coûts d'approvisionnement à prendre en compte dans les tarifs réglementés de vente, en remplacement de la formule précédemment utilisée. Cette formule, proposée par GDF Suez, est prévue pour s'appliquer sur les années 2008, 2009 et 2010.

Le 17 décembre 2008, la CRE a publié ses conclusions. Elle estime que cette nouvelle formule fournit une approximation correcte des coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF Suez sur le marché français et indique, compte tenu du nouveau contexte économique et de la tendance à la baisse du cours des produits pétroliers, cette formule fera l'objet d'un nouvel audit de la CRE d'ici un an.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 décembre 2008 portant sur le 4^e rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Dans son 4^e rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux, la CRE constate le succès de la mise en place des codes de bonne conduite qui concourent à la réussite de l'ouverture des marchés en contribuant à garantir l'accès transparent et non-discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution.

Toutefois, concernant l'indépendance des gestionnaires, la CRE recommande que le recours aux services du groupe intégré (services financiers, ressources humaines, comptabilité) soit exceptionnel. La CRE précise qu'elle restera attentive à ce que les politiques de dividendes et d'endettement menées par les maisons-mères n'entrent pas en concurrence avec les investissements prévus développer les réseaux et améliorer la qualité de service.

Dans son rapport la CRE souligne enfin que les actions de communication, relatives aux missions des gestionnaires de réseaux qui relèvent de leur seule compétence, doivent être renforcées afin que les gestionnaires soient mieux connus du grand public.

2. Calendrier des événements européens

2.1. Calendrier – Présidence française

PAQUET LÉGISLATIF « MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE »

Juin 2008

6 juin 2008 Conseil Transport, Télécommunications et Énergie (TTE)

18 juin 2008 Session plénière du Parlement européen :
vote en 1^{re} lecture de la Directive Électricité,
du Règlement Électricité et du Règlement ACER

Juillet 2008

9 juillet 2008 Session plénière du Parlement européen :
vote en 1^{re} lecture de la Directive Gaz et du Règlement Gaz

Octobre 2008

10 octobre 2008 Conseil Transport, Télécommunications et Énergie (TTE)

15-16 octobre 2008 Conseil européen

Décembre 2008

8 décembre 2008 Conseil Transport, Télécommunications et Énergie (TTE)

11-12 décembre 2008 Conseil européen

PAQUET LÉGISLATIF « ÉNERGIE-CLIMAT »

Septembre 2008

11 septembre 2008 Réunion de la Commission parlementaire ITRE (Industrie, recherche et énergie) : adoption du rapport sur les énergies renouvelables (ENR)

Octobre 2008

6 octobre 2008 Réunion de la Commission parlementaire Environnement : adoption des rapports relatifs au système de quotas d'émissions, au partage des efforts et au stockage géologique du dioxyde de carbone

10 octobre 2008 Conseil Transport, Télécommunications et Énergie (TTE)

15-16 octobre 2008 Conseil européen

Décembre 2008

5 décembre 2008 Conseil Environnement

8 décembre 2008 Conseil Transport, Télécommunications et Énergie (TTE)

11-12 décembre 2008 Conseil européen

17 décembre 2008 Session plénière du Parlement européen : vote en 1^{re} lecture du paquet « Énergie-Climat »

2.2. Calendrier – CEER/ERGEG et Forums

Assemblée générale CEER & ERGEG

3 juin 2008 43^e Assemblée générale du CEER

8 juillet 2008 44^e Assemblée générale du CEER

9-10 septembre 2008 45^e Assemblée générale du CEER et de l'ERGEG

7 octobre 2008 46^e Assemblée générale du CEER

19 novembre 2008 47^e Assemblée générale du CEER

9-10 décembre 2008 48^e Assemblée générale du CEER et de l'ERGEG

Forums

16 octobre 2008 Forum de gaz à Ljubljana: marchés du gaz de la Communauté de l'énergie

27-28 octobre 2008 Forum d'énergie à Londres: relatif aux consommateurs

6-7 novembre 2008 Forum de Madrid: marchés du gaz de l'UE

24-25 novembre 2008 Forum de Florence: marchés de l'électricité de l'UE

3 décembre 2008 Forum d'Athènes: marchés de l'électricité de la Communauté de l'énergie

19-21 octobre 2009 World Forum on Energy Regulation (Forum mondial sur la réglementation de l'énergie) à Athènes



3. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Allemagne

M. Matthias Kurth
Président
Federal Network Agency for
Electricity, Gas, Telecommunications,
Posts and Railway
Tulpenfeld 4 53113 Bonn
Tel: +49 228 14 0
Fax: +49 228 14 88 72
E-mail: poststelle@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

Autriche

M. Walter Boltz
Directeur Energie-Control GmbH
Rudolfsplatz 13a 1010 Vienna
Tel: +43 1 24 7 240
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-mail: info@e-control.at
www.e-control.at

Belgique

M. François Possemiers
Président
Commission pour la Régulation
de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie, 26 1040 Bruxelles
Tel: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09
E-mail: info@creg.be
www.creg.be

Bulgarie

Prof. Dsc. Konstantin Shushulov
Chairman of the State Energy &
Water Regulatory Commission
(SEWRC)
Dondukov 8-10 Sofia 1000
Tel: +3592 988 87 30
Fax: +3592 988 87 82
E-mail: dker@dker.bg
www.dker.bg

Cypre

M. Costas Ioannou
Président
Cyprus Energy Regulatory Authority
81-83 Gr. Digeni Avenue, 3rd Floor,
Lacovides Tower 1080 Nicosia
Tel: +357 22 666363
Fax: +357 22 667763
E-mail: cioannou@cera.org.cy
www.cera.org.cy

Danemark

M. Finn Dehlbæk
Directeur Général
Danish Energy Regulatory Authority
Nyropsgade 30 DK-1780 Copenhagen V
Tel: +45 72 26 80 70
Fax: +45 33 32 61 44
E-mail: et@ks.dk
www.dera.dk

Espagne

Mme Maria Teresa Costa Campi
Présidente
Comisión Nacional de Energía
Calle Alcalá 47 28014 Madrid
Tel: +34 91 432 96 00
Fax: +34 91 577 62 18
E-mail: dre@cne.es
www.cne.es

Estonie

M. Märt Ots
Directeur Général
Estonian Energy Market Inspectorate
Kiriku 2 10130 Tallinn
Tel: +372 6 201901
Fax: +372 6 201932
E-mail: eti@eti.gov.ee
www.eti.gov.ee

Finlande

Mme Asta Sihvonen-Punkka
Directrice Générale
The Energy Market Authority
Lintulahdenkatu 10, 00500 Helsinki
Tel: +358 9 62 20 36 11
Fax: +358 9 62 21 911
E-mail: virasto@
[energiemarkkinavirasto.fi](http://www.energiemarkkinavirasto.fi)
www.energiemarkkinavirasto.fi

France

M. Philippe de Ladoucette
Président
Commission de régulation de l'énergie
2, rue du Quatre-Septembre 75084
Paris Cedex 02
Tel: +33 1 44 50 41 00
Fax: +33 1 44 50 41 11
E-mail: com@cre.fr
www.cre.fr

Grande-Bretagne

Lord John Mogg
Président
Office of Gas and Electricity Markets
9, Millbank London SW1P 3GE
Tel: +44 207 901 70 00
Fax: +44 207 901 70 66
E-mail: media@ofgem.gov.uk
www.ofgem.gov.uk

Grèce

M. Michael Caramanis
Président
Regulatory Authority for Energy
Panepistimiou 69 Athens 10564
Tel: +30 210 372 74 00
Fax: +30 210 3255460
E-mail: info@rae.gr
www.rae.gr

Hongrie

M. Ferenc Horváth
Président
Hungarian Energy Office
Köztársaság Tér 7 1081 Budapest
Tel: +36 1 4597701
Fax: +36 1 4597702
E-mail: eh@eh.gov.hu
www.eh.gov.hu

Irlande

M. Tom Reeves
Commissaire Commission
for Electricity Regulation
Plaza House Belgard Square North,
Tallaght Dublin 24
Tel: +353 1 4000 800
Fax: +353 1 4000 850
E-mail: info@cer.ie
www.cer.ie

Islande

M. Gudni A. Jóhannesson
Directeur Général
National Energy Authority Orkugardur
Grensasvegur 9, 108 Reykjavík
Tel: +354 569 6000
Fax: +354 568 8896
E-mail: os@os.is
www.os.is

Italie M. Alessandro Ortis Président Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 5 Piazza Cavour 20121 Milano Tel: +39 02 65 56 52 01 Fax: +39 02 65 56 52 78 E-mail: info@autorita.energia.it www.autorita.energia.it	Norvège M. Agnar Aas Directeur Général Norwegian Water Resources & Energy Directorate Middelthunsgate 29 P.O. Box 5091 Majorstua 0301 Oslo Tel: +47 22 95 95 95 Fax: +47 22 95 90 00 E-mail: nve@nve.no www.nve.no	République Slovaque M. Josef Holjenčík Président Regulatory Office for Network Industries Bajkalska 27 820 07 Bratislava Tel: +421 2 58100436 Fax: +421 2 58100479 www.urso.gov.sk
Lettonie Mme Valentina Andrejeva Présidente Public Utilities Commission Brīvības str. 55 Riga, LV-1010 Tel: +371 7097200 Fax: +371 7097277 E-mail: sprk@sprk.gov.lv www.sprk.gov.lv	Pays-Bas M. Peter Plug Directeur Adjoint Office of Energy Regulation Box 16 326 2500 BH The Hague Tel: +31 70 330 35 00 Fax: +31 70 330 35 70 E-mail: info@nmanet.nl www.dte.nl	Roumanie M. Petru Lificiu Président Antoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei/Romanian Energy Regulatory Authority (ANRE) Constantin Nacu Str., 3 020995 Bucharest 37 Tel: +40 21 311 22 44 Fax: +40 21 312 43 65 E-mail: anre@anre.ro www.anre.ro
Lituanie M. Vidmantas Jankauskas Président National Control Commission for Prices and Energy Algirdo st. 31 LT-03219 Vilnius Tel/Fax: +370 5 2135270 E-mail: rastine.komisija@regula.lt www.regula.lt	Pologne Dr. Mariusz Maciej Swora President The Energy Regulatory Office of Poland 64 Chłodna Str. 00-872 Warsaw Tel: +48 22 6616302 Fax: +48 22 6616300 E-mail: ure@ure.gov.pl www.ure.gov.pl	Slovénie Mme Irena Práček Directeur Energy Agency of the Republic of Slovenia Strossmayerjevaulica 30 2000 Maribor Tel: +386 2 2340300 Fax: +386 2 2340320 E-mail: info@agen-rs.si www.agen-rs.si
Luxembourg Mme Odette Wagener Directrice Institut Luxembourgeois de Régulation 45, allée Scheffer L-2922 Luxembourg Tel: +352 4588 45 1 Fax: +352 4588 45 88 E-mail: ilr@ilr.lu www.ilr.lu	Portugal M. Vitor Manuel Da Silva Santos Président Energy Services Regulatory Authority Edifício Restelo Rua Dom Cristóvão da Gama nº 1 1400-113 Lisboa Tel: +351 21 303 32 00 Fax: +351 21 303 32 01 E-mail: erse@erse.pt www.erse.pt	Suède M. Tomas Kåberger Directeur Général Swedish Energy Agency Kungsgatan 43 631 04 Eskilstuna Tel: +46 16 544 20 00 Fax: +46 16 544 20 99 E-mail: registrator@energimyndigheten.se www.energimyndigheten.se
Malte M. Austin Walker Président Malta Resources Authority Millenia, 2 nd floor Aldo Moro Road Marsa Tel: +356 21220619 Fax: +356 22955200 E-mail: enquiry@mra.org.mt www.mra.org.mt	République Tchèque Dr. Ing. Jaromír Vastl Président Energy Regulatory Office Masarykovo náměstí 5 586 01 Jihlava Tel: +420 567 580111, +420 564 578111 Fax: +420 567 580640 E-mail: eru@eru.cz www.eru.cz	



4. Glossaire

Accès des Tiers au Réseau (ATR): droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteurs) d'utilisation d'un réseau de transport (ATRT) ou de distribution (ATRD) contre le paiement d'un droit d'accès.

Accès réglementé des Tiers au Réseau: dans le cas de l'ATR régulé, les tarifs d'utilisation du réseaux sont proposés par le régulateur. Les conditions d'accès sont transparentes et non discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.

Accès négocié des tiers au réseau: les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs...) au cas par cas.

Année gazière (stockage): période de 12 mois allant du 1^{er} avril au 31 mars.

Base (ou Produit baseload): sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « base » implique la livraison d'une puissance constante pendant toute la durée du contrat. Les autres profils de livraison standard sont les profils « pointe », « hors pointe » ainsi que les blocs.

Bloc d'électricité: sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « bloc » implique la livraison d'une puissance constante pendant plusieurs heures consécutives. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « pointe » et « hors pointe ».

CEER (Council of European Energy Regulators): association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (board), des groupes de travail (working groups) spécialisés dans différents domaines – électricité et gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

Centrale électrique à cycles combinés: centrales thermique, fonctionnant généralement avec des turbogénérateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu par la combustion du gaz dans les turbines, et en deuxième lieu par l'utilisation de l'énergie des produits

de la combustion du gaz dans des chaudières alimentant des turbogénérateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60 %, contre seulement 33 à 35 % pour les centrales thermiques classiques).

Client éligible: consommateur d'électricité ou de gaz autorisé, pour alimenter un de ses sites ou revendre de l'énergie, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité ou de gaz de son choix.

Cogénération: production simultanée de chaleur et d'électricité.

Comptage: mesure des différentes caractéristiques de l'électricité ou du gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

Congestion: état de saturation d'une ligne électrique ou d'une canalisation de gaz ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

Contrat d'acheminement transport (contrat de transport) / contrat d'acheminement distributions (contrat de distribution): contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution et un expéditeur transport ou distribution, pour acheminer des quantités d'énergie entre un ou plusieurs points d'entrée et un ou plusieurs points de livraison.

Contrat d'acheminement distribution (CAD): contrat qui détermine les conditions d'acheminement de gaz sur le réseau de distribution en application de la loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003 relative au marché du gaz. Le CAD se compose de conditions générales, de conditions particulières et d'annexes.

Contrat de fourniture: contrat de vente d'électricité ou de gaz naturel d'un fournisseur à un client final ou à un négociant.

Contrat de conditions de livraison: contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de distribution d'une part et un client final ou un autre gestionnaire de réseau de distribution d'autre part, relatif :

- aux conditions de livraison du gaz naturel (pression, débit...) ;
- aux caractéristiques et régimes de propriété des équipements de livraison (location du poste de livraison, ...) ; et
- aux conditions de détermination des quantités d'énergie livrées.

Contrat GRD-F (Gestionnaire de Réseau de Distribution – Fournisseur): contrat bipartite, entre un Gestionnaire de Réseau (GRD) et un Fournisseur (F), qui énonce les droits et devoirs des parties en matière d'accès au réseau, d'utilisation de ce réseau et d'échange des données nécessaires, relativement aux points de livraison des clients raccordés au réseau de distribution, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux clients, dont il assure la fourniture exclusive, la conclusion d'un contrat unique regroupant la fourniture d'électricité, l'accès au réseau de distribution et son utilisation.

Conversion: le réseau de transport exploité par GRTgaz comporte deux zones distinctes : plusieurs zones alimentées en gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H), et une zone alimentée en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B). Les deux gaz ne sont pas interchangeables. Gaz de France propose un service de conversion permettant aux expéditeurs d'échanger des ressources dont ils disposent en zone H contre du gaz B.

Couplage des marchés (enchères explicites, enchères implicites): le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. Cela est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

Coûts évités: lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait dû se procurer (production, achat). Les économies ainsi induites constituent les coûts évités.

CRCP (Compte de régulation des charges et des produits) : compte fiduciaire extra-comptable où seront placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseaux publics. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes.

Cycles combinés: voir centrale électrique à cycles combinés.

Dissociation comptable: obligation faite aux entreprises intégrées, de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production (électricité), de transport, de distribution (électricité et gaz), de stockage (gaz), et les autres activités. Ces comptes, ainsi que les principes ayant régi leur élaboration (règles d'imputation, périmètres, relations financières entre activités) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs.

Distributeurs nationaux non nationalisés (DNN): voir ELD.

Écarts: différence dans un périmètre donné entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées.

Entreprise locale de distribution (ELD): entreprise locale de distribution (distributeur non nationalisé) qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé.

Entreprise d'électricité intégrée: entreprise verticalement ou horizontalement intégrée. Une entreprise horizontalement intégrée est une entreprise assurant au moins une des fonctions de production, de vente, de transport ou de distribution d'électricité, ainsi qu'une autre activité en dehors du secteur de l'électricité ; une entreprise verticalement intégrée est une entreprise assurant au moins deux fonctions dans le secteur de l'électricité : production, transport, distribution ou commercialisation d'électricité.

ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) : créé par la Commission Européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'ERGEG a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. L'ERGEG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'ERGEG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'ERGEG consulte largement les acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent également la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de la comitologie.



Événements exceptionnels: circonstances indépendantes de la volonté ou de l'action des gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution d'électricité, non maîtrisables en l'état des techniques, revêtant le caractère d'un cas de force majeure, et qui engendrent une situation d'exploitation perturbée des réseaux. Les événements exceptionnels impactant les réseaux publics d'électricité sont définis à l'article 19 du cahier des charges type du gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

Expéditeur transport ou expéditeur distribution: signataire d'un contrat d'acheminement transport ou distribution avec un gestionnaire de réseau transport ou distribution. Un expéditeur transport ou distribution peut être un client final éligible, un fournisseur ou leur mandataire.

Feuilles de route: plans d'actions proposés par les régulateurs.

Fixage: système de cotation d'un produit (par exemple bloc horaire sur Powernext) par croisement, à une heure donnée de la journée, des courbes agrégées d'offre et de demande afin de déterminer le prix et le volume d'équilibre. Mécanisme utilisé par exemple sur Powernext Day-ahead Auction.

Forum de Florence (électricité) et de Madrid (gaz): rencontres périodiques, créées à l'initiative de la Commission européenne, réunissant, respectivement pour l'électricité et le gaz, les représentants des gouvernements, des régulateurs, des GRT, des associations de producteurs, d'utilisateurs et de consommateurs sous l'égide de la Commission européenne.

Fournisseur: personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

Fournisseur alternatif: sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Fournisseur historique: les fournisseurs historiques sont EDF, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales pour l'électricité; Gaz de France, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales pour le gaz. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fourniture électrique: on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année;

- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

Gas release: obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour finalité de permettre à la concurrence de se développer, en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnements sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

Gaz naturel liquéfié (GNL): gaz naturel amené à l'état liquide par refroidissement à moins 160 degrés C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD): personne responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau public de transport ou de distribution, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

Guichet:

- s'agissant de la programmation de la production et du mécanisme d'ajustement: heure limite de soumission, de modification, de retrait d'une offre d'ajustement, ou de redéclaration du programme de production, des performances et des contraintes techniques d'un groupe ;
- s'agissant des interconnexions: heure limite de dépôt soit des demandes de capacité d'interconnexion (allocation) soit des nominations des capacités acquises.

Hors pointe (ou Produit off-peak): sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « hors pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus basse. Ainsi, en France, la période « hors pointe » désigne les plages comprises entre 20 h et 8 h du lundi au vendredi, ainsi que le week-end. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « hors pointe » ainsi que les blocs.

HTA: Haute Tension du domaine A: tension comprise entre 1 et 50 kV.

HTB: Haute Tension du domaine B: tension supérieure à 50 kV.

Hub notionnel: point d'échange d'électricité ou de gaz qui ne peut pas être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple : Le NBP au Royaume-Uni, ou le réseau de



transport d'électricité ou les points d'échange de gaz (PEG) en France : l'échange s'y fait entre l'entrée et la sortie du réseau de transport de la zone correspondante, sans plus de précision).

Hub physique: point d'échange d'électricité ou de gaz qui peut être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple : Zeebrugge en Belgique où l'échange se produit sur une plateforme physique).

IFA 2000 : interconnexion électrique France-Angleterre, d'une puissance de 2 000 MW en courant continu.

Informations commercialement sensibles (ICS): les informations commercialement sensibles (ICS) sont des informations dont la révélation à des personnes non autorisées est susceptible de porter atteinte aux règles d'une concurrence libre et loyale entre les fournisseurs de gaz naturel et d'électricité. En gaz naturel, les informations dont la confidentialité doit être préservée sont encadrées par l'article 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et le décret n° 2004-183 du 18 février 2004. En électricité, elles sont encadrées par l'article 20 de la loi du 10 février 2000 et le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 modifié par le décret n° 2007-1674 du 27 novembre 2007. Il appartient aux gestionnaires de réseaux de mettre à la disposition de tous les fournisseurs l'ensemble des informations nécessaires à un accès efficace au réseau pour leur permettre d'exercer leur activité.

Interconnexion: équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisation reliant deux réseaux de transport de gaz.

Journée gazière: période de 23, 24 ou 25 heures consécutives, commençant à 6 heures un jour donné et finissant à 6 heures le jour suivant.

Mécanisme d'ajustement: mécanisme permettant à un GRT d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir ou aux réductions de consommation que les consommateurs peuvent prodiguer.

Marché day ahead: marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables le lendemain.

Méthanier: navire transportant dans ses cuves du gaz naturel liquéfié (GNL).

Mibel: marché unique de l'électricité de la péninsule ibérique, depuis juillet 2007

Mibgas: marché hispano-portugais du gaz. Les travaux pour la création de ce marché régional intégré du gaz ont débuté en 2007.

Modulation: terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages- régulé ou négocié- est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas de la France).

Monopole naturel: On désigne ainsi les secteurs d'activité économique qui se caractérisent par des rendements strictement croissants, c'est-à-dire que le coût de la dernière unité produite est inférieur à celui de toutes les précédentes. Dans ces conditions les coûts moyens de production sont strictement décroissants, c'est-à-dire que le coût moyen diminue avec le volume produit. Il en découle qu'un opérateur unique est nécessairement plus performant que plusieurs opérateurs, dès lors qu'il est empêché d'abuser de sa situation de monopole. Les secteurs concernés sont généralement ceux dans lesquels les coûts d'investissements (coûts fixes) sont si élevés qu'il ne serait pas justifié de les multiplier pour permettre l'introduction de la concurrence. Les exemples de monopoles naturels généralement cités sont ceux des réseaux d'infrastructures: réseau ferroviaire, routier et autoroutier, réseau de distribution d'eau, de gaz, d'électricité.

NBP (National Balancing Point): hub gazier du Royaume-Uni. En raison des volumes importants échangés sur ce hub notamment, les prix qui y sont pratiqués sont une référence importante pour les échanges en gros de gaz en Europe.

Négoce (trading): activité d'achat et de revente sur les marchés de gros.

Netting de capacité: cette action des gestionnaires de réseaux consiste à tenir compte des flux commerciaux nominés fermement dans chacun des sens dans le but de dégager de la capacité supplémentaire.

Nordpool: bourse de l'électricité des pays du nord de l'Europe (Norvège, Finlande, Suède et Danemark).

Obligation d'achat: dispositif législatif obligeant EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production (notamment à base d'énergies renouvelables) à des conditions imposées.



Off shore (installation éolienne): capacité de production éolienne implantée en mer.

On shore (installation éolienne): capacité de production éolienne implantée sur terre.

Open season: procédure qui sert à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire.

Open subscription period (OSP, Vente à guichet): fenêtre de réservation lors de laquelle toutes les demandes émises par les expéditeurs sont réputées avoir été reçues simultanément. À l'issue de cette période, toutes ces demandes sont traitées, le cas échéant en allouant au prorata de la capacité disponible.

Ouvrages de raccordement: canalisations et installations assurant le raccordement d'un client final ou d'un réseau de distribution à un réseau de transport ou de distribution de gaz. Ces ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou de plusieurs des éléments suivants : branchement, poste de livraison, extension de réseau de distribution.

Pay-as-bid: règle de paiement d'une procédure d'enchère appliquée aussi bien pour la vente de capacité d'interconnexion ou pour l'achat et la vente d'énergie dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Selon cette règle, chaque agent dont l'offre est acceptée reçoit (ou paye) le prix qu'il a proposé et offre (ou reçoit) la quantité proposée.

Plafond de prix: mécanisme de régulation tarifaire par lequel l'autorité de régulation fixe à l'avance pour plusieurs années le rythme d'évolution des niveaux de prix. Ce mécanisme est généralement considéré comme incitatif à des améliorations de productivité car les entreprises dont les tarifs sont régulés peuvent bénéficier de tout ou partie des économies qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

Plaque continentale: ensemble de réseaux européens (Allemagne, Autriche, Suisse, Benelux, France) dont le degré d'interconnexion est suffisant pour permettre la fluidité des échanges physiques.

Point de comptage ou d'estimation: point d'un réseau de transport ou de distribution où une quantité d'énergie est déterminée à partir de compteurs ou d'estimations.

Point d'échange de gaz (PEG): points virtuels du réseau de transport de gaz français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français. Chaque PEG est un hub notionnel.

Point de conversion: points virtuels rattachés aux zones d'équilibrage Nord H et Nord B et où s'effectue le service de conversion entre ces deux zones.

Point d'entrée: point d'un réseau de transport ou de distribution où un expéditeur transport ou distribution met du gaz à disposition d'un gestionnaire de réseau de transport ou distribution en exécution d'un contrat acheminement transport ou distribution signé avec lui.

Point d'interface transport distribution (PITD): point où le gaz acheminé par un gestionnaire de réseau de transport est pris en charge par le gestionnaire d'un réseau de distribution.

Point de livraison: point d'un réseau de transport ou de distribution où un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution met du gaz à la disposition d'un expéditeur, d'un client final ou d'un autre gestionnaire de réseau.

Point de sortie: point du réseau de transport de gaz naturel servant d'interface entre un réseau de transport principal et un réseau de transport régional.

Pointe (ou Produit peak): sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus élevée. Ainsi, en France, la période « pointe » désigne les plages comprises entre 8 h et 20 h du lundi au vendredi. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « hors pointe » ainsi que les blocs.

Pool: marché électrique obligatoire sur lequel les producteurs ont l'obligation d'offrir tous leurs moyens de production.

Poste de livraison: installation située à l'aval d'un réseau de transport ou de distribution, assurant une ou plusieurs des fonctions suivantes : détente, régulation comptage. Un poste de livraison permet de livrer du gaz à un réseau de distribution ou à un client final.



Pression: suivant la nature du réseau, trois niveaux de pression sont généralement utilisés dans l'industrie du gaz :

- pour les grands transports internationaux, les pressions sont comprises entre 60 et 100 bar ;
- pour les réseaux français de transport principal et régional, de 40 à 80 bar ;
- pour les réseaux de distribution, on distingue la moyenne pression (de 400 mbar à 4 bar) et la basse pression, alimentant directement les clients domestiques, (inférieure ou égale à 50 mbar).

Producteur: personne physique ou morale qui produit du gaz naturel ou de l'électricité.

Produit day ahead: contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

Produit forward: contrat passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée.

Produit future: contrat forward négocié sur une bourse (marché organisé). Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

Produit de capacité interruptible: produit de capacité dont le transporteur n'est pas en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription. En conséquence de quoi, dans certaines conditions, le transporteur peut refuser les demandes de nominations faites par l'expéditeur détenteur de ce produit de capacité interruptible.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI): dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'Énergie en matière de répartition des capacités de production d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Protocole d'accès: accord interne, équivalent au contrat d'accès aux réseaux, régissant au sein de l'entreprise EDF l'accès au réseau de transport d'EDF-Production ou de EDF-Distribution.

Qualité du gaz: ensemble des caractéristiques physiques (pression, température, pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur, indice de Wobbe) et chimiques (teneurs en méthane, propanes, butanes, teneurs en azote et autres gaz inertes) d'un gaz naturel distribué.

Raccordement: action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

Réseau interconnecté: réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité ou de gaz reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Réseau synchrone: réseau de transport dont l'ensemble des ouvrages sont interconnectés par des liaisons à courant alternatif et où la fréquence est donc la même en tout point. En Europe, les principaux réseaux synchrones sont : UCTE; Nordel, et les réseaux insulaires (Grande-Bretagne, Irlande...).

Réseau de transport et de distribution d'électricité: réseau conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive.

On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V, qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz:

- le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations de transport à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations de transport à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution.



Responsable d'équilibre (RE): tout opérateur qui s'engage contractuellement à financer, auprès de RTE (le gestionnaire du réseau de transport), le coût des écarts constatés a posteriori, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel, entre électricité injectée (par des producteurs du périmètre) et électricité consommée (par des consommateurs du périmètre).

Réversibilité: faculté dont dispose un client éligible ayant souscrit une offre de marché de souscrire à nouveau, sous certaines conditions, une offre au tarif réglementé.

Ruban: voir fourniture électrique.

Service de modulation: prestation proposée en complément au contrat de transport / acheminement, en vue de gérer au mieux les irrégularités de la consommation de gaz des clients, au niveau journalier, mensuel ou saisonnier. Ce service est assuré en un point virtuel, dit point de modulation, au sein de chacune des zones d'équilibrage du réseau de transport.

Services système: services nécessaires pour transmettre l'énergie depuis les groupes de production jusqu'aux charges tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Station de compression: installation industrielle visant à compimer le gaz pour effectuer son transport par canalisation.

Stockage de gaz: ensemble des installations permettant de constituer une réserve de gaz, sous forme gazeuse (stockage souterrain) ou sous forme de GNL (stockage en réservoirs de surface).

Stockage en conduite: stockage du gaz par compression dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

Stockage souterrain: utilisation de formations géologiques (nappes aquifères ou dômes de sel) pour le stockage des hydrocarbures gazeux.

Subventions croisées: utilisation des ressources d'une activité au profit d'une autre dans des conditions ne reflétant pas celles qui régiraient les relations de marché entre deux entreprises distinctes.

Take-or-pay: clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Tarif réglementé de vente: tarif de vente d'électricité ou de gaz aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaR-TAM): tarif réglementé dont peuvent bénéficier les clients ayant exercé leur éligibilité qui en ont fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007, pour une durée de deux ans.

Tarif timbre-poste: principe de tarification qui permet d'avoir accès à toute une zone de desserte, contre le paiement d'un droit d'accès unique, indépendant de la distance parcourue par l'électricité.

Ce tarif se subdivise en deux parties :

- un timbre d'injection : paiement par le producteur pour livrer son énergie en un point de connexion du réseau ;
- un timbre de soutirage : paiement par le consommateur pour être alimenté en un point de connexion du réseau.

Tarif STS: le tarif STS (Souscriptions Transport Saisonnalisées) est le tarif réglementé intégré qui s'applique aux ventes de gaz aux clients industriels n'ayant pas exercé leur éligibilité ainsi qu'aux clients industriels non-éligibles et aux distributions publiques.

Tarification « entrée-sortie »: système tarifaire en application sur les réseaux gaziers de nombreux pays européens (Grande-Bretagne, Pays-Bas, Italie, France). Il consiste à dé-coupler les souscriptions de capacités à l'entrée et à la sortie du réseau principal, et à facturer séparément les deux composantes du transport (entrée et sortie).

Tarification des transits: tarification d'un flux d'énergie électrique traversant une zone de réglage.

« Task Force »: sous-groupe de travail du CEER ou de l'EREGE portant sur une question spécifique au sein des groupes de travail sectoriels (électricité, gaz, protection des consommateurs...).

Télérelève: comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée sur le réseau. En France, l'équipement utilisé pour effectuer cette télérelève est conforme aux règles applicables en matière de métrologie, en application de l'article 13 du décret du 23 décembre 1994 approuvant le cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG).

Terminal méthanier: installation qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après re-gaéification du GNL.



Transits purs: flux traversant une zone de réglage sans y être injectés ou soutirés (par exemple, un flux allant de Belgique en Espagne est un flux de transit en France).

Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE): association qui a pour but de définir les règles d'exploitation des interconnexions entre les pays européens. L'UCTE est un des quatre membres fondateurs d'ETSO. Cette organisation regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Autriche, Belgique, Bulgarie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, République Tchèque, Danemark Ouest, France, Serbie et Monténégro, Macédoine, Allemagne, Grèce, Hongrie, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, République Slovaque, Slovénie, Espagne et Suisse.

Use-it-or-get-paid-for-it: cette règle donne le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre :

- utiliser son droit physiquement, en nominant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseau ou ;
- transformer son droit « physique » en droit « financier ». Dans ce cas, le détenteur du droit prévient les gestionnaires de réseaux qu'il décide de renoncer à exercer physiquement son droit. La capacité non utilisée est alors automatiquement réallouée au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, en contrepartie de quoi le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

Use-it-or-lose-it: cette règle oblige les détenteurs de droits physiques de capacité d'interconnexion de nominer fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseaux.

Cette nomination ferme a pour triple intérêt :

- de limiter les risques de rétention de capacité de la part d'acteurs de marché malveillants ;
- de permettre aux gestionnaires de réseaux de réallouer au marché la capacité attribuée mais non utilisée ;
- et enfin, de permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser du netting de capacité et donc d'allouer au marché la capacité supplémentaire ainsi dégagée.

Use-it-or-sell-it: règle donnant le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre :

- utiliser son droit physiquement, en nominant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseau ou ;
- transformer son droit « physique » en droit « financier ». Dans ce cas, la capacité non utilisée est automatiquement réallouée au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, et le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

tion suivant, et le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

VPP (centrale virtuelle): contrat de vente d'électricité modélisant le fonctionnement d'une centrale de production. Un tel contrat permet généralement à l'acheteur d'acheter sur demande préalable, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé.

Zone de réglage: zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire ; il existe une seule zone de réglage en France mais certains pays peuvent en compter plusieurs.

Zone d'équilibrage: zone géographique du réseau de transport principal sur laquelle l'expéditeur doit assurer l'équilibrage journalier de son bilan d'entrée et de sortie de gaz.

Zones non interconnectées (ZNI): zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

Zone de sortie: regroupement géographique de points de livraison appartenant à la même zone d'équilibrage, et caractérisé par le même tarif de sortie.



5. Sigles

ACER: Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie
AEEG: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Autorité italienne pour l'énergie électrique et le gaz)
AIE: Agence Internationale de l'Énergie
ANROC: Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales
APX: Amsterdam Power Exchange (Pays-Bas)
ARN: Autorité de Régulation Nationale
ATR: Accès des Tiers aux Réseaux
ATRT: Accès des Tiers aux Réseaux de Transport
ATRD: Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution
ATTM: Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers
BT: Basse Tension
CDC: Caisse des Dépôts et Consignations
CEDIGAZ: Centre d'Information et de Documentation sur le Gaz
CEER: Council of European Energy Regulators
CFM: Compagnie Française du Méthane
CoRDIs: Comité de Règlements des Différents et des Sanctions
CNE: Comision Nacional de Energia (Commission nationale de l'énergie) (Espagne)
CNR: Compagnie Nationale du Rhône
CRCP: Compte de Régulation des Charges et des Produits
CREG: Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (Belgique)
CSPE: Contribution au Service Public de l'Électricité
DIDEME: Direction de la Demande et des Marchés Énergétiques
EEX: European Energy Exchange
ELD: Entreprise Locale de Distribution
ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOG: European Network of Transmission System Operators for Gas
ERDF: Électricité Réseau Distribution France
ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas
ERI: Electricity Regional Initiative
ETSO: European Transmission System Operators
EUROGAS: European Gas Association
FNCCR: Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

FNSICAE: Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité
GES: Gaz à Effet de Serre
GGPSSO: Guidelines for Good TPA Practice for Gas Storage System Operators
GNL: Gaz Naturel Liquéfié
GRD: Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT: Gestionnaire de Réseau de Transport
GrDF: Gaz Réseau Distribution France
GRI: Gas Régional Initiative
GRT: Gestionnaire du Réseau de Transport
GRTgaz: Gestionnaire de Réseau de Transport Gaz
GSO: Gaz du Sud-Ouest
GTC: Groupe de travail « Consommateur »
GTE: Groupe de travail « Électricité »
GTG: Groupe de travail « Gaz »
HT: Haute Tension
ICS: Informations Commercialement Sensibles
LPX: Leipzig Power Exchange
NBP: National Balancing Point
NGC: National Grid Company
OCM: On-the-day Commodity Market (marché spot au NBP)
OTC: Over The Counter
PPI: Programme Pluriannuel d'Investissement
RE: Responsable d'Équilibre
RPD: Réseau Public de Distribution
RPT: Réseau Public de Transport
RTE: Réseau de Transport d'Électricité
SNET: Société Nationale d'Électricité et de Thermique
SPEGNN: Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières
TaRTAM: Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché
THT: Très Haute Tension
TIGF: Total Infrastructures Gaz France
TTF: Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des Pays-Bas)
TURPE: Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité
UCTE: Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité
UNIDEN: Union des Industries Utilisatrices d'Énergie
VPP: Virtual Power Plant (centrale virtuelle)
ZNI: Zone Non Interconnectée



6. Unités et conversions

6.1. Gaz

Volumes

1 mètre cube (m^3) = 35,315 pieds cubes (pi^3)

1 tonne de gaz naturel liquéfié (t GNL) = 1350 m^3 de gaz

1 m^3 de GNL = 593 m^3 de gaz

Conversion masse / volume-énergie

1000 m^3 de gaz naturel = 0,816 tonne équivalent pétrole (tep)

1 m^3 de gaz naturel = 10,8 kilowatt heure (kWh)

1 tonne de GNL = 1,3 tep

Conversion masse / volume en Btu (conventions Agence Internationale de l'Énergie)

Équivaut à	GNL	Gaz			
		Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie
1 m^3	39 343	40 290	33 550	35 855	37 125
1 kg	51 300	49 870	42 830	51 675	47 920

Équivalences énergétiques

Équivaut à	GJ	kWh	MBtu	th	therm
1 gigajoule (GJ)	1	277,8	0,948	238,9	9,479
1 kWh	$3,6 \times 10^{-3}$	1	$3,411 \times 10^{-3}$	0,86	$3,411 \times 10^{-2}$
1 million MBtu	1,055	293,2	1	252	10
1 thermie	$4,186 \times 10^{-3}$	1,162	$3,968 \times 10^{-3}$	1	$3,968 \times 10^{-3}$
1 therm	0,1055	29,32	1×10^{-1}	25,2	1

1 baril de pétrole (West Texas Intermediate-WTI) = 0,17 MBtu
(conventions USDOE)

6.2. Électricité

Pour mesurer la puissance, c'est-à-dire l'énergie par unité de temps, l'unité utilisée est le watt (W). Le watt représente la puissance correspondant à une production d'énergie égale à un joule (J) par seconde.

Le joule représente le travail produit par un newton (N) dont le point d'application se déplace d'un mètre dans la direction de la force, sachant que le newton est la force qui communique à un corps ayant une masse d'un kilogramme, l'accélération d'un mètre par seconde.

Le kilowattheure (kWh) est l'énergie consommée par un appareil de puissance 1-kW pendant une heure.

Le volt (V) ou kilovolt (kV) exprime l'unité de tension, c'est-à-dire la différence de potentiel électrique entre deux points d'un conducteur parcouru par un courant (A) constant d'un ampère (unité d'intensité de courant électrique) lorsque la puissance dissipée entre ces points est égale à un watt.

Dans le domaine de l'énergie, les coefficients multiplicateurs des unités de base s'appliquent de la même manière que pour les autres unités physiques, à savoir :

Facteurs	Unités de puissance	Unités d'énergie
Kilo (k)	Kilowatt (kW) soit 1000 W	Kilowattheure (kWh) soit 1000 Wh
Méga (M)	Mégawatt (MW) soit 1000 kW	Mégawattheure (MWh) soit 1000 kWh
Giga (G)	Gigawatt (GW) soit un million de kW	Gigawattheure (Gwh) soit un million de kWh
Tera (T)	Térawatt (TW) soit un milliard de kW	Térawattheure (TWh) soit un milliard de kWh

À titre d'exemple, la consommation globale d'électricité, en France, pour l'année 2008 a été de 436,1 TWh (source RTE du 14/01/2009) et la consommation moyenne annuelle d'un ménage français est de 4 700 kWh.

La puissance des dernières tranches nucléaires construites est de 1450 MW, celle d'une éolienne peut atteindre 3 MW et celle d'un fer à repasser est de 1 kW.



7. Index des encadrés, figures et tableaux

7.1. Encadrés

Encadré 1: Les principales compétences de la CRE (hors compétences du CoRDiS)	5
Encadré 2: Les types de délibérations de la CRE	6
Encadré 3: Le 3 ^e paquet énergie et le rôle essentiel du régulateur pour garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux.....	17
Encadré 4: La CRE contribue à établir une approche commune de la régulation des marchés de l'énergie au niveau international	18
Encadré 5: La CRE contribue activement aux travaux des régulateurs sur la future mise en œuvre du 3 ^e paquet et la période transitoire	19
Encadré 6: La position de l'ERGEG sur la fermeté des programmes d'échanges.....	23
Encadré 7: L'indemnisation au différentiel de prix en cas de réduction des capacités allouées à long terme	24
Encadré 8: Étude externe concernant le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières	38
Encadré 9: Vers une régulation incitative des investissements.....	40
Encadré 10: L'harmonisation future au niveau européen : lignes directrices du plan d'investissement à 10 ans des transporteurs de gaz naturel.....	51
Encadré 11: La mise en exploitation du 24 ^e GRD de gaz par Antargaz	55
Encadré 12: Le comptage évolué	60
Encadré 13: L'avis conjoint CESR / ERGEG à la Commission européenne	65
Encadré 14: Contribution au service public d'électricité	70
Encadré 15: Retour d'expérience et amélioration du fonctionnement des marchés de détail au niveau européen : les travaux du <i>Customer Focus Group</i> de l'ERGEG	72

7.2. Figures

Figure 1: Pyramide des âges et âge moyen des effectifs	10
Figure 2: Les initiatives régionales « électricité »	22
Figure 3: Les initiatives régionales « gaz »	27

Figure 4: Réservation des capacités d'entrée ou de sortie sur les réseaux de transport de gaz (période de janvier à juin 2009)	30
Figure 5: Stockages de GDF Suez DGI	31
Figure 6: Stockages de TIGF	31
Figure 7: L'évolution du prix d'équilibrage en 2008	33
Figure 8: Evolution du temps de coupure équivalent par région sur le réseau public de transport de RTE – résultats 2003 à 2007	46
Figure 9: Comparaison régionale du temps annuel moyen de coupure longue sur les réseaux publics de distribution exploités par ERDF (utilisateurs raccordés en basse tension, toutes causes confondues) résultats 2003 à 2007	46
Figure 10: Programmes d'investissements 2009 de GRTgaz et TIGF (en millions d'euros)	49
Figure 11: Électricité : les fournisseurs alternatifs nationaux en France	67
Figure 12: Électricité : évolution du nombre de sites chez les fournisseurs alternatifs	67
Figure 13: Gaz : les fournisseurs alternatifs nationaux en France	68
Figure 14: Gaz : évolution du nombre de sites chez les fournisseurs alternatifs	68
Figure 15: Évolutions des tarifs de distribution publique et à souscription de GDF Suez entre janvier 2005 et octobre 2008 (base 100 janvier 2005)	69
Figure 16: Contacts clients reçus par le service consommateurs énergie-info	75

7.3. Tableaux

Tableau 1: L'activité de la CRE en chiffres du 1 ^{er} juin 2008 au 31 décembre 2008	8
Tableau 2: Nombre d'utilisateurs par type d'infrastructure	29
Tableau 3: Programme d'investissement de RTE pour 2009, approuvé par la CRE	42
Tableau 4: Temps annuel moyen de coupure longue au niveau de la concession	47
Tableau 5: Temps annuel moyen de coupure longue des villes ayant le plus grand nombre de clients	47



8. Table des matières

Le message du collège 1

PARTIE 1	
LE FONCTIONNEMENT DE LA CRE	
ET L'ACTIVITÉ DU CoRDIs	4
1. Les compétences et l'organisation de la CRE	5
1.1. Les compétences	5
1.1.1. La CRE veille aux conditions d'accès aux réseaux et aux infrastructures de gaz et d'électricité	6
1.1.2. La CRE surveille les marchés	6
1.1.3. La CRE participe à la mise en œuvre des dispositions relatives au service public de l'énergie	6
1.2. L'organisation	6
1.2.1. Le collège	7
1.2.2. Le CoRDIs	7
1.2.2.1. La création du CoRDIs	7
1.2.2.2. La composition du CoRDIs	8
1.2.3. Les services	8
1.3. L'activité en chiffres	8
1.4. Les moyens budgétaires	8
1.5. Les personnels	10
2. L'activité du CoRDIs	11
2.1. Recevabilité	11
2.2. Questions de fond	12
2.2.1. Droit d'accès des tiers aux stockages de gaz naturel	12
2.2.2. Obligation de moyen renforcée de RTE en matière de creux de tension	13
2.2.3. Fin de la concertation sur le nouveau contrat GRD-F	13
PARTIE 2	
LA POURSUITE DE LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE IMPOSE L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX ET LE RENFORCEMENT DE LA RÉGULATION	14
1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux et les codes de bonne conduite	15
1.1. Des codes de bonne conduite globalement connus et appliqués	15
1.2. Une indépendance à géométrie variable des gestionnaires de réseaux de transport	16
1.3. Une indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution à renforcer	16
2. Le renforcement et l'harmonisation des missions et des compétences des régulateurs nationaux se confirment	16
2.1. Le déroulement des négociations du 3^e paquet énergie	16
2.1.1. La clause des pays tiers	17
2.1.2. Une clause de concurrence équitable (<i>level playing field</i>)	17
2.2. Le contenu de l'accord du Conseil de l'Union européenne du 10 octobre 2008	18
2.2.1. Une indépendance renforcée des régulateurs nationaux	18
2.2.2. Des compétences élargies	18
3. La création d'une Agence européenne de régulation a fait l'objet d'un accord politique entre les États membres	19



PARTIE 3 LE RÉGULATEUR CONTRIBUE À L'INTERCONNEXION DES RÉSEAUX EUROPÉENS, À LA SÉCURITÉ DE LEUR EXPLOITATION ET À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT 20

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES 21

1. Les initiatives régionales et les travaux au sein de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur 21

1.1. En attendant l'adoption du 3^e paquet énergie, l'ERGEG prépare les futures règles de fonctionnement des réseaux électriques 21

1.2. La CRE s'implique fortement dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité 21

1.2.1. Le rapport *Interconnexions* publié par la CRE en juin 2008 a recueilli l'assentiment des acteurs 22

1.2.2. Un effort d'harmonisation important et des améliorations notables ont été réalisés au sein des initiatives régionales 23

1.2.2.1. La région Centre-Ouest (France, Benelux et Allemagne) 23

1.2.2.2. La région Sud-Ouest (péninsule ibérique) 24

1.2.2.3. La région Centre-Sud (frontières de l'Italie et Allemagne) 24

1.2.2.4. La région France – Royaume-Uni – Irlande 24

1.2.2.5. La mise en place de mécanismes incitatifs à l'intégration des marchés 24

1.2.2.6. Une intégration progressive des mécanismes d'ajustement 25

2. Les régulateurs interviennent pour renforcer la sécurité d'exploitation et d'approvisionnement des réseaux interconnectés européens d'électricité 25

2.1. Une participation plus active des consommateurs au mécanisme d'ajustement sur les réseaux d'électricité 25

2.2. La mise en place du projet BALIT d'échange d'ajustements entre la France et la Grande-Bretagne 25

LES INFRASTRUCTURES ET LES RÉSEAUX GAZIERS 26

1. Les initiatives régionales et les travaux au sein de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur 26

1.1. En attendant l'adoption du 3^e paquet énergie, l'ERGEG prépare les futures règles de fonctionnement des infrastructures et réseaux gaziers 26

1.2. Les initiatives régionales gaz permettent d'intégrer les marchés et de renforcer la sécurité d'approvisionnement 26

1.2.1. Les avancées de la zone Nord-Ouest : optimiser l'utilisation des capacités existantes et investir pour créer de nouvelles capacités 26

1.2.1.1. Les résultats de l'*open season* GRTgaz et Fluxys à Taisnières H 27

1.2.1.2. Les résultats de l'*open season* d'E.ON Gastransport à Obergailbach 28

1.2.2. Dans la zone Sud, le développement des interconnexions gazières entre la France et la péninsule ibérique progresse 28

1.2.2.1. Les résultats de l'attribution conjointe des capacités à Larrau d'avril 2010 à avril 2013 28

1.2.2.2. Le développement des capacités futures : consultation de marché et *open seasons* pour l'interconnexion 2013-2015 28

2. Les régulateurs poursuivent leurs efforts pour améliorer le fonctionnement des infrastructures gazières et renforcer la sécurité d'approvisionnement 29

2.1. L'accès aux infrastructures gazières est déterminant pour le bon fonctionnement des marchés 29

2.1.1. Le bilan des infrastructures gazières au 31 décembre 2008 : un dynamisme dans l'accès aux infrastructures 30

2.1.2. Un recul du recours au GNL 30

2.1.3. Stabilité de l'utilisation des stockages par rapport à 2007 31

2.2. L'équilibrage sur le réseau de GRTgaz 31

2.2.1. La mise en cohérence avec Powernext 32

2.2.2. La redistribution de la tolérance d'équilibrage en faveur de la zone Sud 32

2.3. Le lancement de la concertation sur les réseaux de transport de gaz 32

2.4. La régulation des terminaux méthaniers : préparation des futures décisions 33

2.4.1. L'*open season* de Montoir 33

2.4.2. Le terminal de Fos Cavaou 33

2.4.3. La visibilité tarifaire à long terme 34

2.4.4. Les projets d'investissement et les demandes d'exemption à l'accès des tiers (article 22) 34

2.5. L'accès aux stockages souterrains de gaz naturel : la redistribution des capacités de stockage au 1^{er} novembre 2008 35



PARTIE 4	
LE CADRE DE RÉGULATION DANS LEQUEL	
S'ÉLABORENT LES TARIFS EST AU SERVICE	
DES INVESTISSEMENTS	36
1. Les tarifs d'utilisation des réseaux élaborés en 2008 introduisent un nouveau cadre de régulation	37
1.1. Une rémunération adéquate des activités de réseaux : une condition nécessaire, mais non suffisante, pour la réalisation des investissements	37
1.1.1. La rémunération retenue de la base d'actifs régulée se fonde sur une évaluation de fourchettes d'estimations des paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital	38
1.1.2. Le traitement tarifaire assure la couverture des dépenses d'investissement réalisées	39
1.1.3. Le cadre de régulation immunise contre le risque de variation des volumes acheminés	40
1.1.4. Les liquidités générées sont satisfaisantes, sous réserve des décisions actionnaires	40
2. Investissements et tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité	42
2.1. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport	42
2.2. De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont été proposés pour 2009	42
2.2.1 Un tarif donnant aux gestionnaires de réseaux les moyens de répondre à leurs missions de service public	43
2.2.2. Un tarif pluriannuel incitatif assurant la visibilité des opérateurs et des fournisseurs, et ayant un caractère incitatif	43
2.2.3. De nouvelles règles de fonctionnement du compte de régulation des charges et des produits	43
2.2.4. La qualité d'alimentation et la qualité de service aux utilisateurs : une priorité pour la CRE	44
2.2.5. De nouveaux chantiers à la suite de la concertation TURPE 3	44
2.3. La mise en place d'une régulation incitative est destinée à encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficience	44
2.3.1. Une amélioration de la productivité et de la gestion des pertes de RTE et ERDF	44
2.3.1.1. Le schéma de régulation incitant à la minimisation du coût d'achat des pertes de RTE et d'ERDF	44

2.3.1.2. Des incitations à une évolution maîtrisée des charges d'exploitation de RTE et d'ERDF	45
2.3.2. Le suivi de la qualité	45
2.3.2.1. Le suivi de la qualité de service et d'alimentation des réseaux d'électricité	45
2.3.2.2. Les performances du réseau public de transport d'électricité	45
2.3.2.3. Les performances des réseaux publics de distribution d'électricité gérés par ERDF	45
2.3.2.4. La qualité de service des réseaux publics d'électricité	48
3. Investissements et tarifs d'utilisation des infrastructures et réseaux gaziers	48
3.1. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport	48
3.1.1. Bilan à mi-année de la mise en œuvre des programmes d'investissements 2008 dans les infrastructures gazières	48
3.1.1.1. GRTgaz	48
3.1.1.2. TIGF	49
3.1.2. Approbation des programmes d'investissements annuels 2009 des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel	49
3.1.2.1. GRTgaz	49
3.1.2.2. TIGF	50
3.1.3. Plans d'investissements indicatifs à 10 ans des transporteurs GRTgaz et TIGF	50
3.1.3.1. GRTgaz	51
3.1.3.2. TIGF	52
3.2. De nouveaux tarifs de transport de gaz sont entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2009 (délibération du 18/07/2008)	52
3.2.1. La visibilité donnée par le nouveau cadre de rémunération	52
3.2.2. La trajectoire de tarif GRTgaz	52
3.2.3. Le tarif de TIGF	53
3.3. La mise en place d'une régulation incitative est destinée à encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficience	53
3.3.1. L'amélioration de la productivité	53
3.3.1.1. GRTgaz	53
3.3.1.2. GrDF	54
3.3.2. Le suivi de la qualité	54
3.3.2.1. Le suivi de la qualité de service sur le réseau de distribution de gaz de GrDF	54
3.3.2.2. Le suivi de la qualité de service sur les réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF	54

**PARTIE 5****LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS CARBONÉES ET LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE PASSENT PAR LE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES, PAR DES INCITATIONS FINANCIÈRES ET PAR DES SYSTÈMES DE COMPTAGE ÉVOLUÉS 56**

1. Les négociations sur le paquet énergie-climat montrent que l'énergie et l'environnement sont indissociables	57
1.1. Le système d'échange des quotas d'émission	57
1.2. La priorité d'accès telle que prévue par la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables	58
2. Le développement massif des énergies renouvelables rendra nécessaires le renforcement des réseaux électriques et leur intégration en Europe	58
2.1. Le développement des énergies renouvelables ne peut se concevoir que dans un cadre européen	58
2.2. La sécurité d'exploitation nécessite la surveillance du parc éolien	58
2.3. Le renforcement du réseau de transport français est nécessaire à l'intégration des énergies renouvelables	59
3. La CRE expertise les dispositifs de soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables	59
3.1. Les appels d'offres portant sur la production d'électricité à partir de biomasse	59
3.2. La CRE a rendu son avis sur le tarif d'achat éolien	59

PARTIE 6**LA CRE VEILLE AU BON FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ 62**

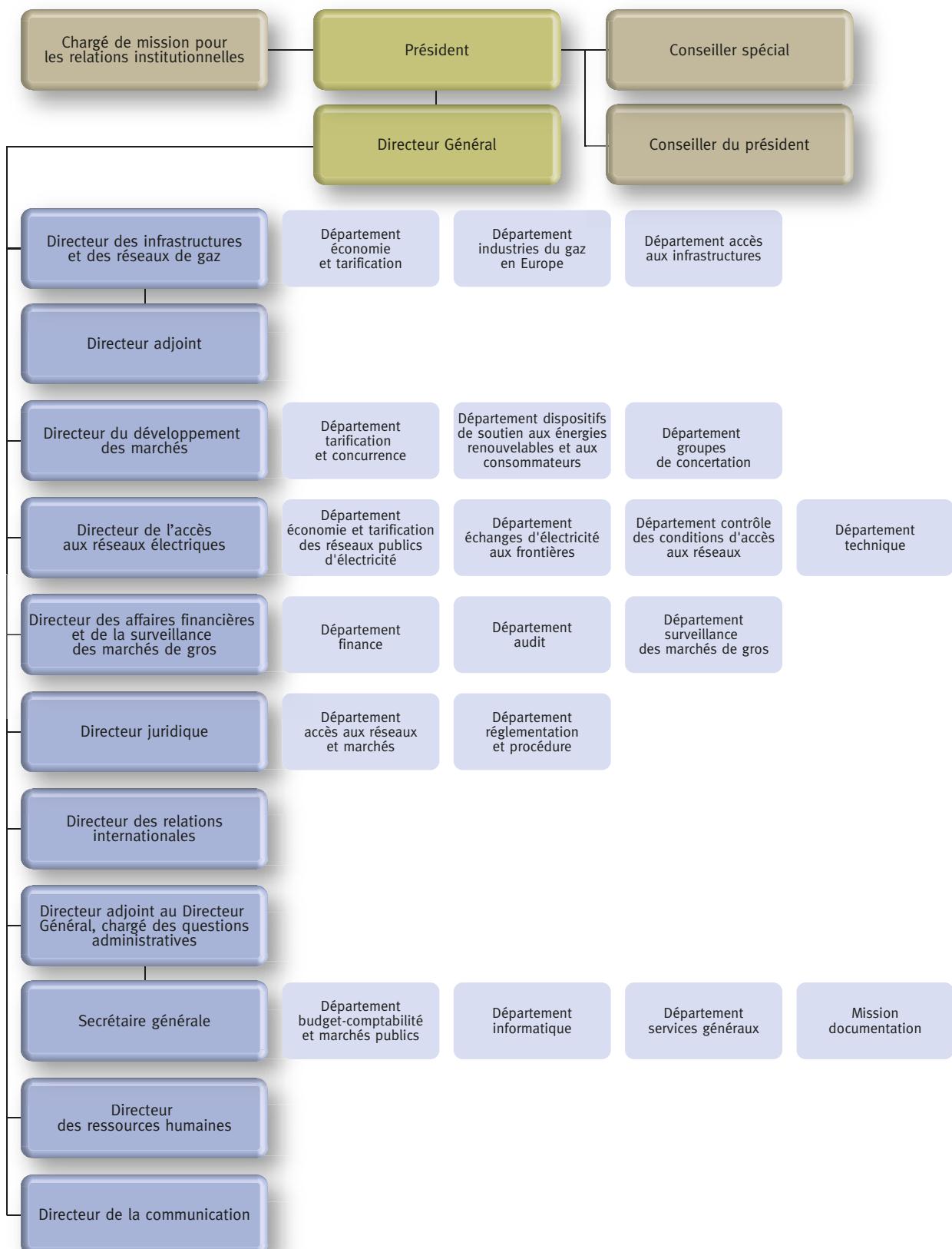
1. La CRE surveille la formation des prix sur les marchés de gros	63
1.1. La CRE a publié un premier rapport de surveillance, portant sur l'année 2007	63
1.2. La CRE publiera un rapport d'analyse spécifique sur les transactions en gaz et en électricité	64
1.3. Sur son site Internet, la CRE a mis en ligne une section relative à la surveillance des marchés	65
1.4. La CRE a contribué aux travaux menés par les régulateurs financiers et énergie dans le cadre du mandat CESR/ERGEG	65
2. La CRE contribue à garantir le bon fonctionnement des marchés de détail	66
2.1. La CRE fait le bilan de l'ouverture des marchés à la concurrence sur l'année 2008	66
2.1.1. Le marché de détail de l'électricité	66
2.1.2. Le marché de détail du gaz naturel	66
2.2. La CRE est consultée sur les tarifs réglementés de vente et sur les tarifs sociaux	66
2.2.1. Tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz	66
2.2.2. Tarifs sociaux de l'électricité et du gaz	71
2.3. Le TaRTAM, un dispositif temporaire prolongé jusqu'en 2010, qui a entraîné des défauts de compensation des fournisseurs en 2008	71
2.4. La CRE favorise la concertation pour améliorer le fonctionnement des marchés de détail	71
3. Avec le dispositif énergie-info, la CRE et le Médiateur national de l'énergie ont pour objectif d'améliorer l'information des consommateurs	73
3.1. Un déficit d'information des consommateurs persiste	73
3.2. Le dispositif énergie-info est le vecteur unique d'information des consommateurs	74



ANNEXES	76
1. Synthèse des principales délibérations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)	77
1.1. De juin à août 2008	77
1.2. De septembre à décembre 2008	79
2. Calendrier des événements européens	84
2.1. Calendrier – Présidence française	84
2.2. Calendrier – CEER / ERGEG et Forums	85
3. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)	86
4. Glossaire	88
5. Sigles	96
6. Unités et conversions	97
6.1. Gaz	97
6.2. Électricité	97
7. Index des encadrés, figures et tableaux	98
7.1. Encadrés	98
7.2. Figures	98
7.3. Tableaux	98
8. Table des matières	99



ORGANIGRAMME MODIFIÉ AU 8 AVRIL 2009





2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr

ISBN : 978-2-11-098737-2 - ISSN : 1771-3188

Conception et réalisation : **Créapix**
Impression : Imprimerie Moderne de l'Est



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr