

» Message

de la Commission de régulation de l'énergie

Le présent rapport d'activité est publié un an avant l'ouverture totale des marchés de l'électricité et du gaz.

Le sommet européen de Barcelone, en mars 2002, a confirmé le principe d'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. En application des directives de juin 2003, tous les consommateurs, professionnels et particuliers, pourront, à partir du 1^{er} juillet 2007, choisir leur fournisseur d'électricité et de gaz.

Ce rapport se situe également à un moment où les fortes hausses des prix de l'électricité et du gaz suscitent des interrogations sur la libéralisation du marché de l'énergie et ses conséquences.

Or, la création du marché unique de l'énergie constitue, comme le soulignent les différentes instances de l'Union européenne, la pierre angulaire de la politique énergétique européenne qui se décline au travers de trois grandes priorités : compétitivité, sécurité d'approvisionnement et développement durable.

La réalisation du marché unique est ainsi le moyen d'atteindre ces objectifs. Cet aspect, assez peu évoqué jusqu'ici, donne toute son importance aux enseignements qu'il est possible de tirer des étapes déjà franchies, même s'il est toujours difficile de porter un jugement sur un processus encore inachevé.

Toutefois, tant du point de vue des nouveaux opérateurs intervenant sur les marchés de l'électricité et du gaz que de celui des consommateurs, force est de constater que le bilan est contrasté.

Certaines réalités sans rapport avec le processus de libéralisation expliquent, en partie, les hausses de prix. Les tensions géopolitiques sur les marchés pétroliers ont des répercussions automatiques sur les prix du gaz, compte tenu des méthodes d'indexation retenues dans les contrats d'approvisionnement. Le renforcement des contraintes environnementales génère des coûts supplémentaires pour les producteurs d'électricité et risque de freiner le développement de nouvelles centrales. Les réductions progressives des surcapacités de production électrique créent des tensions nouvelles dès que la consommation augmente significativement.

Le développement des interconnexions est essentiel à la création d'un marché unique. Il favorise une convergence des prix mais peut entraîner à certaines périodes des tensions sur les marchés nationaux, en raison de la disparité actuelle des parcs de production.

Il n'en reste pas moins que les mouvements de prix, notamment sur le marché de l'électricité, ont été caractérisés par leur imprévisibilité et leur ampleur. La compréhension de ces mouvements est d'autant plus indispensable que le marché, encore très récent, ne dispose pas de données statistiques historiques suffisantes.

Cette tendance à la hausse des prix est accentuée par l'absence d'une véritable ouverture des marchés qui se manifeste par une transparence insuffisante, un manque de ressources disponibles sur le marché national ailleurs que chez les fournisseurs historiques, la coexistence de tarifs réglementés et de prix de marché.

L'offre de production manque de transparence. En France, seul le groupe EDF dispose d'informations sur la disponibilité de l'essentiel du parc de production. Cette situation alimente des surs réactions à des événements ponctuels, qui peuvent se traduire par des pics de prix. Les mécanismes de formation des prix doivent, donc, être étudiés et surveillés avec attention. La CRE est en mesure de remplir cette mission, si les moyens légaux et réglementaires nécessaires lui sont accordés. Elle pourra effectuer une surveillance des marchés qui n'existe pas aujourd'hui, alors qu'elle est la condition de l'exercice d'une concurrence transparente dans l'intérêt des consommateurs.

L'insuffisance de la concurrence sur le marché français constitue un problème préoccupant. Il n'est de l'intérêt ni des opérateurs, ni des consommateurs que cette situation perdure.

Dans le secteur de l'électricité, la part prépondérante d'EDF dans la production empêche ses concurrents de développer toutes les capacités propres dont ils ont besoin pour être en mesure de faire des offres compétitives. Le mécanisme des VPP (*Virtual Power Plants*), qui oblige EDF à mettre aux enchères une partie limitée de ses capacités de production, repose lui-même sur des prix de marché. S'il a permis de mettre un peu de fluidité dans le fonctionnement du marché, il ne constitue pas une réponse suffisante. Une réflexion sur des modalités donnant la possibilité aux fournisseurs alternatifs d'acquiescer de l'énergie dans des conditions leur permettant de concurrencer les opérateurs historiques doit être engagée.

Dans le secteur du gaz, l'insuffisance de ressources disponibles dans le sud de la France empêche les fournisseurs alternatifs d'être en mesure de faire des offres concurrentielles. La mise à disposition temporaire de gaz à des prix de marché résultant d'enchères (*gas release*) ne permet pas de traiter complètement ce déséquilibre du marché. L'accès des fournisseurs alternatifs à une partie des capacités du nouveau terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) qui sera mis en service à Fos, contribuera à améliorer le fonctionnement du marché.

La coexistence des prix de marché et des tarifs réglementés ne facilite pas le développement du marché, surtout quand les tarifs sont significativement inférieurs aux prix de marché. Pour les tarifs du gaz, l'absence de production nationale interdit que la part fourniture des tarifs soit inférieure aux coûts d'approvisionnement sur les marchés internationaux. Méconnaître cette règle compromettrait le développement de Gaz de France et des entreprises gazières concernées, tout en créant des distorsions de concurrence.

Pour l'électricité, l'absence de hausse des tarifs réglementés depuis juillet 2003 amène à s'interroger sur la bonne corrélation des tarifs avec les coûts. La CRE va engager une analyse de ces coûts pour s'assurer qu'ils sont correctement pris en compte dans les différents barèmes tarifaires.

Comme la CRE l'a souligné dans ses rapports précédents, les modalités techniques de l'exercice de la liberté de choix de leur fournisseur par les consommateurs professionnels sont satisfaisantes en France. Aucun dysfonctionnement significatif n'a été relevé depuis le 1^{er} juillet 2004, même si des améliorations peuvent encore être apportées par les gestionnaires de réseaux dans la transparence des règles qu'ils appliquent et dans les performances de leurs systèmes d'information.

Si, par nature, les réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité restent des monopoles, leur bon fonctionnement est l'une des conditions premières de l'exercice de la concurrence. La confusion d'image qui perdure chez les opérateurs historiques entre activités en monopole et les autres, les fait bénéficier d'un avantage concurrentiel indu. L'exercice de l'éligibilité devra être suffisamment expliqué aux petits consommateurs pour qu'ils ne sortent du tarif réglementé qu'en toute connaissance de cause.

La maîtrise des coûts des gestionnaires de réseaux doit être d'autant plus contrôlée qu'ils ne sont pas soumis aux pressions de la concurrence. Les règles de fonctionnement des gestionnaires de réseaux se stabilisent. Les charges qu'ils assument sont désormais suffisamment bien définies pour envisager un passage à une régulation incitative.

Dans la perspective des futures propositions de tarifs d'accès aux réseaux, le niveau de rémunération des actifs régulés sera réexaminé. Comme pour les propositions tarifaires précédentes, ce niveau tiendra compte des évolutions sur les marchés de capitaux, des comparaisons avec les pratiques des autres régulateurs européens ainsi que des contraintes d'exploitation et de développement des réseaux.

Les mises en demeure de la Commission européenne, adressées en avril 2006 à la France sur la transposition des directives concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz, portent principalement sur les tarifs réglementés de vente et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Sans préjuger des réponses qui pourront y être apportées, la CRE insiste sur la nécessité de mettre en conformité avec les directives européennes l'organisation de nos

marchés nationaux avant l'ouverture du 1^{er} juillet 2007. Les travaux de préparation des modalités pratiques de cette ouverture, que la CRE pilote depuis la mi-2005, et qui rassemblent pouvoirs publics, opérateurs et consommateurs, sont conduits dans cet esprit.

La CRE accorde une attention toute particulière aux travaux conduits dans le cadre des institutions communautaires pour l'organisation des marchés nationaux. Elle a apporté son concours aux enquêtes et rapports menés par la direction générale de l'énergie et des transports et par la direction générale de la concurrence sur le fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité en Europe. La décision des régulateurs européens, prise en février 2006, de travailler à l'harmonisation des marchés dans le cadre d'une approche régionale est une étape politique majeure que la CRE avait préconisée dès 2003.



- | | |
|---------------------------------------|--------------------------|
| 1. Éric Dyèvre | 4. Bruno Léchevin |
| 2. Pascal Lorot | 5. Jacques-André Troesch |
| 3. Philippe de Ladoucette (Président) | 6. Michel Lapeyre |
| | 7. Maurice Méda |

› **L'ouverture des marchés** de l'électricité et du gaz naturel aux consommateurs résidentiels le 1^{er} juillet 2007

I La CRE à l'écoute des clients éligibles

- 1 > L'information des clients éligibles **6**
- 2 > Une meilleure connaissance des clients professionnels **8**

II Le contrôle de la non-discrimination, de la transparence et de l'indépendance des gestionnaires de réseaux

- 1 > L'élaboration et la diffusion des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux **9**
- 2 > L'amélioration nécessaire de l'indépendance des gestionnaires de réseaux **11**

III La préparation des modalités pratiques de l'ouverture : GTE 2007 et GTG 2007

- 1 > La nécessaire simplification des relations entre les opérateurs et les clients **13**
- 2 > Vers un niveau plus élevé de l'information et de la protection des clients **13**
- 3 > Les étapes clairement définies du « parcours client » **14**
- 4 > Les systèmes de profilage et de reconstitution des flux : tirer parti du retour d'expérience de 2004 **15**

IV Les incertitudes et les freins persistants

- 1 > La nécessité d'un socle législatif et réglementaire adéquat **16**
- 2 > Les freins à l'ouverture du marché des particuliers **16**

Les directives européennes du 26 juin 2003 imposent que tous les consommateurs d'électricité et de gaz naturel puissent choisir leur fournisseur au plus tard le 1^{er} juillet 2007. Cette date ne peut donc être remise en cause. Neuf⁽¹⁾ pays d'Europe ont du reste déjà totalement ouvert leurs marchés de l'électricité et du gaz. L'enjeu en France est donc d'assurer l'ouverture effective dans les meilleures conditions pour 33 millions de sites dans l'électricité et 11 millions de sites dans le gaz.

Les mesures de protection des consommateurs prévues dans ces directives, et notamment dans leur annexe A, devront avoir été ajoutées à celles déjà prévues dans le droit de la consommation.

Pour préparer cette échéance, la CRE a engagé un retour d'expérience de l'ouverture au 1^{er} juillet 2004 des marchés de l'électricité et du gaz aux clients professionnels et a mis en place des groupes de travail pour définir les modalités pratiques de l'ouverture de 2007. Ces travaux permettent d'identifier des freins au bon développement de la concurrence sur le marché résidentiel.

I_ La CRE à l'écoute des clients éligibles

La CRE a mené, depuis l'ouverture des marchés, des actions d'information des clients éligibles sur le nouveau contexte réglementaire et leur faculté de choisir un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel.

Ces actions ont été renforcées en 2005 dans la perspective de l'ouverture complète du marché en juillet 2007.

Dans ce domaine, la CRE préside le groupe de travail « Protection du consommateur » (*customer protection task force*) qui traite du sujet de l'information des clients au sein d'ERGEG, le Groupe européen des régulateurs de l'électricité et du gaz placé auprès de la Commission européenne. Début 2006, le groupe de travail a lancé une analyse comparative des actions d'information visant à identifier les meilleures pratiques en vigueur.

1_ L'information des clients éligibles

1 > Des outils d'information sont mis à la disposition des clients éligibles

La CRE a intensifié son action d'information à destination des clients éligibles initiée dans le cadre de la préparation de l'échéance de juillet 2004. Sur son site internet, le contenu de l'« espace consommateurs » a été enrichi.

» Guide du consommateur d'électricité et de gaz naturel à l'usage des clients professionnels

En 2001, la CRE avait publié un *Guide du client éligible* à l'intention des clients consommant plus de 16 GWh d'électricité. Après une profonde refonte dans la perspective de l'ouverture du 1^{er} juillet 2004 sous la forme d'un « Guide du consommateur d'électricité et de gaz naturel à l'usage des clients professionnels », ce guide a été modifié pour prendre en compte les évolutions introduites par la loi du 13 juillet 2005.

Le guide est disponible sur le site Internet de la CRE.

» Listes des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel

Depuis 2001, la CRE met à disposition, sur son site internet, des listes des fournisseurs d'électricité et de gaz présents sur le marché français.

Ces listes ont été transformées, début 2006, en un outil de recherche automatisé : l'utilisateur indique sa catégorie (petit, moyen ou grand client) ainsi que l'énergie qu'il recherche (électricité, gaz naturel ou les deux), et seules les références des fournisseurs répondant à ces spécifications lui sont communiquées. Le client éligible dispose alors d'une information très précise sur les fournisseurs en mesure de lui faire une offre commerciale. Cette rubrique de l'« espace consommateurs » est la plus consultée du site Internet de la CRE, avec plus de 5 000 visiteurs par mois.

» Questions/réponses (FAQ – foire aux questions)

Une série de questions/réponses, publiées sur le site de la CRE, apportent des éclairages sur les principaux points qui concernent les clients éligibles. Les thèmes abordés sont ceux liés au changement de fournisseur, aux contrats, à la consommation et au comptage de l'énergie consommée, à la facturation ou encore aux fournisseurs. Cette rubrique s'enrichit régulièrement en fonction des questions posées.

(1) Par ailleurs, en Irlande et en République Tchèque, seul le marché de l'électricité est totalement ouvert.

2 La CRE répond aux demandes des clients éligibles

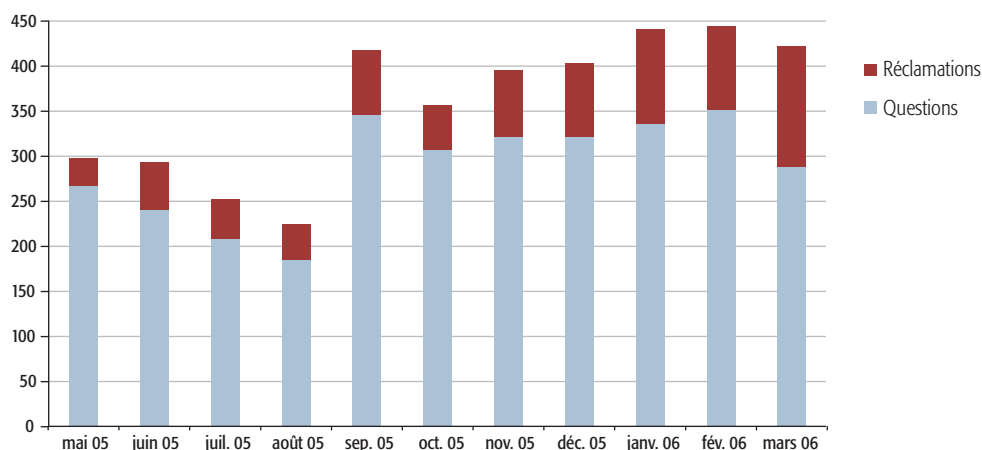
Depuis juillet 2004, la CRE reçoit de nombreuses questions et réclamations de la part de clients éligibles (Figures 1 et 2). Ces clients sont orientés vers la CRE par les gestionnaires de réseaux de distribution (principalement sur le choix d'un fournisseur d'énergie) et par les fournisseurs présents sur le marché (qui ne sont pas en mesure de les renseigner convenablement).

La CRE a reçu de mai 2005 à mars 2006 près de 3 200 questions de clients éligibles se rapportant à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. Les thèmes les plus fréquents sont la connaissance des fournisseurs présents sur le marché français, les modalités pratiques d'organisation et de fonctionnement du marché français, les nouvelles modalités de changement de fournisseur ou de réalisation de branchements et mises en service.

La CRE a reçu 780 réclamations de clients éligibles à l'encontre de fournisseurs ou de gestionnaires de réseaux. Ces réclamations concernent des problèmes de démarchage par les agents commerciaux des fournisseurs, des difficultés rencontrées lors de la résiliation d'un contrat, la qualité des services clientèle des fournisseurs ainsi que les modalités de facturation et d'utilisation d'index estimés de consommation. De façon générale, il apparaît, lors des contacts avec les clients éligibles, que ceux-ci ne connaissent pas les modalités de l'exercice de l'éligibilité ni celles de choix du fournisseur.

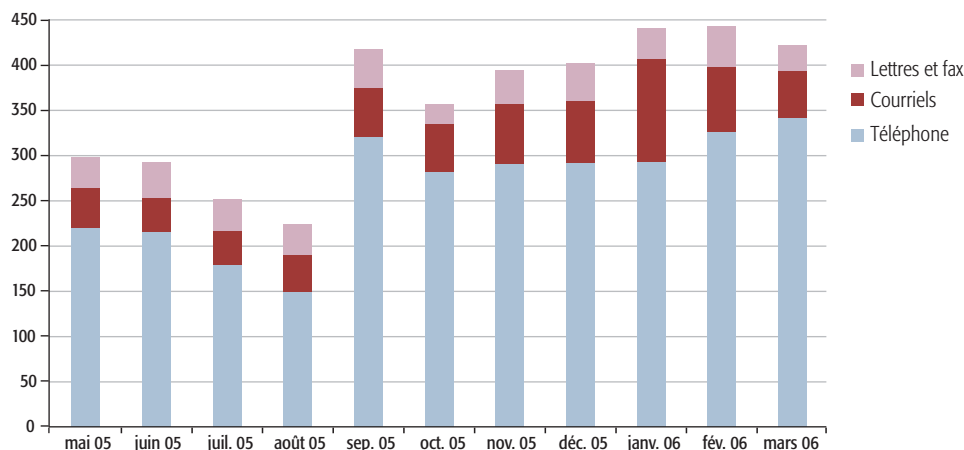
Chaque fois que nécessaire, la CRE apporte son expertise aux clients éligibles afin de les aider à résoudre les problèmes qu'ils rencontrent.

› Figure 1 : Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par nature



Source : CRE

› Figure 2 : Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par canal d'entrée



Source : CRE

2_ Une meilleure connaissance des clients professionnels

La CRE a réalisé une enquête auprès des clients professionnels sur l'ouverture des marchés, un an et demi après le 1^{er} juillet 2004. Cette enquête, menée par l'institut TNS Sofres auprès d'un échantillon représentatif de 1 558 clients professionnels (établissements du secteur marchand, de 1 salarié et plus), visait à évaluer leur connaissance de l'ouverture des marchés et des acteurs en présence, la perception qu'ils en ont ainsi que les contacts qu'ils ont pu avoir avec des fournisseurs alternatifs. Elle sera reconduite sous la forme d'un baromètre annuel.

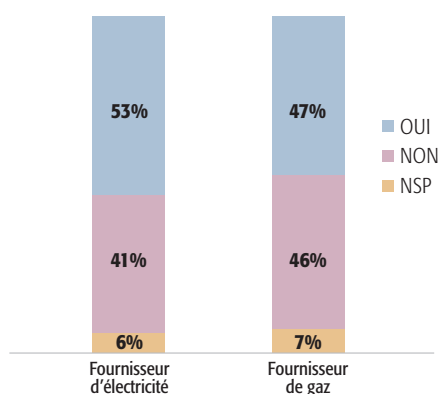
1 > Connaissance de l'ouverture des marchés

Environ la moitié des clients savent qu'ils ont la possibilité de changer de fournisseur (Figure 3). Plus la taille de l'entreprise est importante, plus celle-ci est informée : si environ 50 % des entreprises de moins de 10 salariés sont informées de ce droit, ce taux s'élève à 80 % pour les entreprises de plus de 200 salariés.

60 % des clients s'estiment mal informés sur l'ouverture à la concurrence des marchés et plus de 80 % affirment ne pas connaître la marche à suivre pour changer de fournisseur. Néanmoins, un client sur deux sait que changer de fournisseur est une opération gratuite et près des deux tiers d'entre eux pensent, à raison, que cela n'implique pas de changer son compteur d'électricité ou de gaz.

> Figure 3 : La connaissance de l'ouverture

« Pensez-vous avoir la possibilité, pour votre entreprise, de changer de fournisseur d'électricité / de gaz ? »



Source : Enquête TNS Sofres (décembre 2005)

2 > Perception de l'ouverture des marchés

Plus de 60 % des clients voient dans l'ouverture des marchés une bonne chose (Figure 4) et peu d'établissements déclarent que c'est une mauvaise chose pour leur entreprise (moins de 10 %).

La concurrence sur le marché de l'énergie est associée à une meilleure qualité de service au client par plus de deux clients sur trois. 40 % d'entre eux pensent qu'elle leur permettra de réduire le montant de leur facture énergétique. Seuls 4 % des clients pensent que l'ouverture des marchés conduira à une augmentation de leur facture.

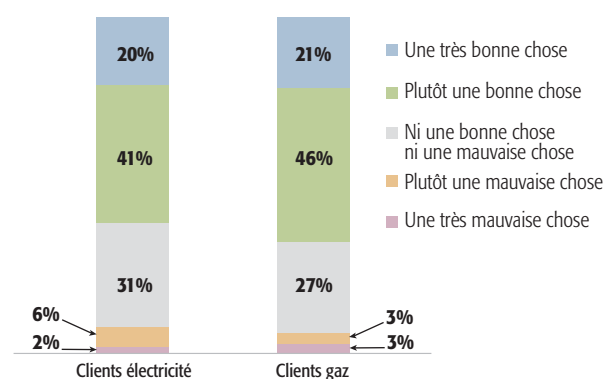
3 > Contact avec les fournisseurs et attitudes de changement/fidélité

Près d'un client sur cinq est capable de citer un fournisseur autre que son fournisseur actuel (Figure 5). Au cours de l'année écoulée, environ un quart des clients ont été en contact avec leur fournisseur actuel (dans 2 cas sur 3 à l'initiative du client), la même proportion ayant été en contact avec les concurrents de leur fournisseur actuel (dans 8 cas sur 10, à l'initiative de ces fournisseurs).

On compte 6 à 7 des clients qui ont déjà changé de fournisseur ou qui ont l'intention de le faire dans les 6 prochains mois. Ces chiffres peuvent sembler bas au regard des 60 % de clients jugeant positivement l'ouverture des marchés. Ils ne sont néanmoins pas incompatibles. De nombreux clients favorables à l'ouverture peuvent différer leur choix dans l'attente d'un différentiel de prix attractif, ou envisagent simplement de

> Figure 4 : La perception de l'ouverture des marchés

« Globalement, pour votre entreprise ou dans le cadre de votre activité professionnelle, l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel, c'est... »



Source : Enquête TNS Sofres (décembre 2005)

rester chez leur fournisseur actuel tout en pensant que la concurrence fera baisser les prix.

Un client sur 5 affirme ne pas avoir l'intention de changer de fournisseur.

Le prix est la motivation essentielle du changement de fournisseur, puisque 9 établissements sur 10 qui ont déjà changé de fournisseur l'ont fait en raison d'un prix jugé attractif et que les trois quarts des clients ayant l'intention de changer de fournisseur dans les 6 prochains mois invoquent le prix comme motivation.

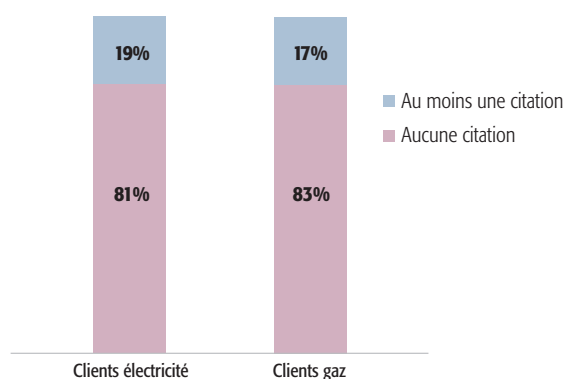
L'intention de rester fidèle à son fournisseur actuel est motivée principalement par la satisfaction vis-à-vis de ce fournisseur.

II - Le contrôle de la non-discrimination, de la transparence et de l'indépendance des gestionnaires de réseaux

La loi du 9 août 2004, transposant les directives européennes du 26 juin 2003, a prévu la publication par la CRE d'un rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. La CRE a publié son premier rapport en novembre 2005.

› Figure 5 : La connaissance des fournisseurs

« Quels sont tous les fournisseurs, autres que votre fournisseur actuel, que vous connaissez, ne serait-ce que de nom ? »



Source : Enquête TNS Sofres (décembre 2005)

1 - L'élaboration et la diffusion des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux

1 › Un état des lieux a été accompli

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, les gestionnaires de réseaux de transport de gaz, GRTgaz et Total Infrastructures Gaz France (TIGF), ainsi que, à l'exception de Sorégies, tous les gestionnaires de réseaux de distribution qui approvisionnent plus de 100 000 clients raccordés⁽²⁾, ont élaboré un code de bonne conduite au cours de l'année 2005 et l'ont communiqué à la CRE. Les codes ont été diffusés à l'ensemble du personnel des gestionnaires de réseaux. Les codes ont été publiés sur les sites internet des gestionnaires de réseaux. Toutefois, l'accessibilité de certains n'est pas toujours aisée et, en dépit de leur publication depuis près d'un an, ils sont encore largement méconnus des utilisateurs, qui doivent pourtant en être les principaux bénéficiaires.

Ces codes traitent principalement de la protection des informations commercialement sensibles (ICS) et, dans une moindre mesure, de la non-discrimination et de la transparence. Or, la première finalité assignée à ces codes par les directives européennes est la prévention des discriminations.

Au cours du second semestre de l'année 2005, les gestionnaires de réseaux concernés ont transmis à la CRE les rapports annuels sur la mise en œuvre des codes de bonne conduite.

La CRE a analysé les codes ainsi que les rapports annuels des gestionnaires de réseaux. Elle a procédé à une consultation publique des acteurs du marché et elle a entendu les gestionnaires de réseaux lors d'auditions tenues en octobre 2005. De plus, elle a opéré des contrôles sur les pratiques des gestionnaires.

2 › La CRE a formulé des propositions

Dans le cadre du premier rapport qu'elle a publié en novembre 2005, la CRE a formulé les propositions suivantes :

- la discrimination est préjudiciable à l'ouverture du marché. Les codes doivent prévoir plus explicitement des contrôles internes et externes des résultats atteints en matière de non-discrimination et de transparence. Ils doivent rappeler aux agents les sanctions disciplinaires en cas de non-respect des règles en matière de non-discrimination ;
- les codes doivent être simplifiés et rendus plus accessibles aux utilisateurs de réseaux. Un dispositif de traitement des réclamations des clients doit être prévu et rendu public ;

(2) Il s'agit de EDF Réseau Distribution (ERD), Gaz de France Réseau Distribution (GRD), Régaz (Gaz de Bordeaux), Gaz de Strasbourg, la Régie du Syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres (RSIEDS), l'Usine d'Électricité de Metz (UEM) et Électricité de Strasbourg (ES).

- chaque gestionnaire de réseau doit mettre en place un indicateur de respect du principe de non-discrimination élaboré à partir des réclamations des clients ;
- les gestionnaires de réseaux d'électricité doivent poursuivre les efforts entamés en vue d'améliorer la transparence de leurs pratiques à l'égard des utilisateurs de réseaux, en complétant rapidement leurs référentiels techniques ;
- les audits réalisés dans le cadre de la certification ISO 9001 peuvent compléter les contrôles internes ;
- GRTgaz, la filiale transport de Gaz de France, et TIGF, la filiale transport de Total, doivent publier sur leur site internet un catalogue de prestations comportant les règles de tarification correspondantes. Cette obligation doit s'appliquer à la garantie de pression et à l'entretien des postes de livraison ;
- GRTgaz et TIGF doivent signer des contrats de raccordement avec chacun de leurs clients.

La CRE contrôle la mise en œuvre des engagements souscrits par les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel au titre de ces codes de bonne conduite.

3 Des évolutions ont déjà été constatées

Depuis la parution du rapport, la CRE a constaté les évolutions suivantes :

- EDF Réseau Distribution (ERD) a transmis à la CRE une nouvelle version de son code de bonne conduite, plus accessible aux utilisateurs du réseau. Cette version contient les engagements d'ERD ainsi que les mesures d'organisation interne prises pour garantir ces engagements et notamment les huit processus prioritaires retenus pour l'année 2006 (gestion des contrats GRD-F, reconstitution des flux, raccordement des clients haute tension (HTA) et basse tension (BT<36 KVa), gestion des CARD-S, raccordement des clients basse tension (BT<36 KVa), gestion des relations avec les producteurs, études et décisions des adaptations du réseau, réalisation des adaptations du réseau).

Par ailleurs, un dispositif a été mis en place par ERD pour collecter les réclamations relatives aux aspects couverts par le code de bonne conduite.

- Sorégies, qui n'avait pas encore satisfait à ses obligations légales, a publié un projet de code en mars 2006 sur son site internet.

- Usine d'Electricité de Metz (UEM) n'a pas retenu de processus prioritaires en 2005 ; tous les processus ont été revus hormis le processus « raccordement » qui n'a pas été encore écrit, dans l'attente des conclusions définitives du GTE 2007.

Par ailleurs, le système de traitement des réclamations des clients et des fournisseurs est en cours de modification. Désormais, les réclamations concernant le GRD seront communiquées au responsable du GRD.

Enfin, un programme d'audit a été élaboré.

- Le Syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres (SIEDS) et Électricité de Strasbourg n'ont communiqué aucun élément nouveau à la CRE.
- RTE et GRTgaz ont apporté de légères modifications à leur code et ont établi le programme de contrôles pour l'année 2006.

GRTgaz a par ailleurs :

- amélioré la transparence de son offre interruptible ;
- adapté sa procédure de traitement des réclamations ;
- fait évoluer l'organisation de son programme de travaux sur le réseau ;
- travaillé à l'amélioration de son offre d'équilibrage.

Il a pris des mesures pour réduire le nombre de clients qui ont quitté les tarifs réglementés sans avoir signé de contrat de raccordement. Leur nombre est passé de 95, au dernier trimestre 2004, à 41, au dernier trimestre 2005.

- TIGF a programmé, pour le second trimestre 2006, un audit sur la facturation et sur la gestion des comptes et des profils (autorisations d'accès).
- Gaz de France Réseau Distribution a profondément modifié la présentation de son code de bonne conduite pour l'année 2006 pour le rendre plus accessible aux utilisateurs du réseau. Il contient désormais 9 engagements. Un catalogue de 40 prescriptions a été diffusé aux agents. Il est disponible sur le site intranet du gestionnaire.

À la demande de la CRE, l'accès internet au code de bonne conduite de Gaz de France Réseau Distribution se fait désormais directement depuis la page d'accueil.

90 % des agents ont reçu une formation sur le code de bonne conduite. De plus, le distributeur a engagé des actions de formation d'agents d'autres entités du Groupe Gaz de France.

Gaz de France Réseau Distribution travaille à la mise en place d'indicateurs de suivi du respect du code de bonne conduite.

Il a mis en place, pour l'année 2006, des programmes de visites et d'audit de ses services.

- Gaz de Bordeaux a engagé, au premier semestre 2006, un audit sur la protection des ICS.
- Gaz de Strasbourg a programmé deux contrôles du respect des règles relatives aux informations commercialement sensibles en 2006.

La séparation des bases de données du gestionnaire de réseaux et du commercialisateur du gaz devrait être effective en juin 2006.

4 › Une étape permettra de comparer les pratiques européennes

La CRE a lancé une étude comparative des pratiques européennes en matière de programmes d'engagements. Elle porte sur la non-discrimination, la transparence et le traitement des informations commercialement sensibles. Les résultats de cette étude seront repris dans le rapport annuel de la CRE sur le respect des codes de bonne de conduite et d'indépendance des gestionnaires de réseaux, à l'automne 2006.

2_ L'amélioration nécessaire de l'indépendance des gestionnaires de réseaux

1 › Des progrès doivent être réalisés

Dans son rapport de novembre 2005, la CRE a rappelé que les gestionnaires de réseaux doivent être organisés et gérés de façon indépendante depuis le 1^{er} juillet 2004, qu'ils soient filialisés (réseaux de transport) ou non (réseaux de distribution). Cette indépendance devrait se traduire par une organisation comparable à celle d'une entreprise autonome et libre de prendre toute décision conforme à ses intérêts, sous réserve des « droits de supervision économique et de gestion » reconnus à la société mère par les directives du 26 juin 2003.

Les réseaux doivent être gérés indépendamment des autres activités des groupes intégrés. Des progrès ont été enregistrés en matière de transport : RTE a acquis une certaine indépendance dès 2000, suivi plus récemment par ses homologues

dans le domaine du gaz. En revanche, la séparation des activités de fourniture et de gestion des réseaux de distribution n'est pas encore effective, alors qu'elle est essentielle pour assurer l'indépendance de l'activité de gestion de réseau dès le 1^{er} juillet 2007.

À la lumière des constats faits par la CRE, des progrès doivent être réalisés sur les points suivants :

- tous les fournisseurs doivent bénéficier d'un accès identique aux dossiers des clients dans les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution ;
- l'indépendance des dirigeants des gestionnaires de réseaux doit être mieux garantie, notamment en leur permettant de nommer librement leurs collaborateurs ;
- tout gestionnaire de réseau doit pouvoir décider de chacun de ses investissements en toute indépendance vis-à-vis de sa maison mère dans le cadre de l'enveloppe globale qui lui est allouée. Ce n'est pas le cas de Gaz de France Réseau Distribution, d'ERD et d'EDF Gaz de France Distribution pour les investissements importants ;
- les statuts d'EDF et de Gaz de France doivent interdire expressément la participation des « responsables de la gestion des gestionnaires des réseaux » aux structures de l'entreprise intégrée chargées directement ou indirectement de la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture. Un membre d'une instance dirigeante de la maison mère ne peut pas être en même temps dirigeant d'un gestionnaire de réseau. En effet, la politique du gestionnaire de réseau ne doit pas être influencée par les intérêts du groupe ;
- la communication des groupes intégrés doit prendre en compte la séparation des activités afin d'éviter tout amalgame dans l'esprit des clients entre les activités régulées et les activités concurrentielles.

La préservation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz n'est pas assurée de façon certaine par le seul contenu des statuts adoptés. Le comportement des parties prenantes à leur mise en œuvre sera dès lors essentiel pour aboutir au résultat prescrit par les directives du 26 juin 2003. En effet, quelle que soit l'énergie concernée, la filialisation des gestionnaires de réseaux publics de transport ne peut, à elle seule, assurer leur indépendance, en raison de la nature même du lien qui unit une maison mère à sa filiale au sein d'un groupe intégré.

L'indépendance d'un gestionnaire de réseau de transport est réduite par la faculté, résultant des lois applicables aux sociétés anonymes, pour tout actionnaire ou tout administrateur d'accéder en permanence à une information exhaustive pour exercer sa mission ou son mandat. Cette faculté ne peut, en l'état actuel du droit national, être limitée. Or, la protection des ICS est incompatible avec le fait que les administrateurs mandatés par un actionnaire peuvent toujours avoir accès à certaines informations et les lui rapporter.

2 > Un cas particulier : la gouvernance de RTE

L'article 7 de la loi du 9 août 2004 a été complété par l'article 64 de la loi du 13 juillet 2005 qui prévoit que la fonction de président du conseil de surveillance de RTE est incompatible avec l'exercice de toute responsabilité en lien direct avec des activités concurrentielles au sein des structures dirigeantes d'autres entreprises du secteur de l'énergie. Cette mesure est de nature à favoriser l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport.

Aussi, la nomination d'un membre du comité exécutif d'EDF en qualité de président du conseil de surveillance de RTE n'est pas conforme aux obligations relatives à l'indépendance contenues dans la directive. Ce membre du comité exécutif, également compétent pour l'activité de négoce, pourra se retrouver en conflit d'intérêt avec les missions du gestionnaire du réseau de transport. La CRE a estimé que les mesures d'organisation complémentaires qui ont accompagné cette nomination n'apportent pas de garanties d'indépendance suffisantes du gestionnaire du réseau. Le délégué aux régulations d'EDF a été placé, « à titre transitoire » uniquement, sous l'autorité du secrétaire général adjoint et le directeur des plates-formes territoriales d'EDF a été placé, « à titre transitoire » également, sous l'autorité du directeur général délégué « Ressources humaines et Communication ».

La filialisation du réseau de transport résultant des dispositions de la loi du 9 août 2004 ne doit pas entraîner une régression de l'indépendance de gestion dont RTE bénéficiait depuis la loi du 10 février 2000, sous le contrôle de la CRE. Or, l'article 7 de cette loi dispose simplement que « cette société est régie, sauf dispositions législatives contraires, par les lois applicables aux sociétés anonymes ». À ce stade, aucune disposition n'est intervenue pour traduire dans le droit national la contrainte que les relations entre RTE et sa maison mère doivent strictement s'inscrire dans les limites du droit de supervision économique prévu par la directive du 26 juin 2003.

III _ La préparation des modalités pratiques de l'ouverture : GTE 2007 et GTG 2007

Afin de garantir le respect de l'échéance du 1^{er} juillet 2007, la CRE a mis en place, en mai 2005, des instances de concertation entre les différents acteurs concernés : le « Groupe de Travail Électricité 2007 » (GTE 2007) et le « Groupe de Travail Gaz 2007 » (GTG 2007). Ces groupes rassemblent des représentants des pouvoirs publics, des associations de consommateurs, des installateurs, des fournisseurs, des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et de transport (GRT).

Ils ont pour mission de proposer les modalités pratiques de l'ouverture des marchés des clients résidentiels, en adaptant les procédures retenues pour l'ouverture des marchés des clients professionnels intervenue le 1^{er} juillet 2004. Ces procédures ont permis à plusieurs centaines de milliers de clients professionnels de renégocier leur contrat avec leur fournisseur historique ou de changer de fournisseur.

La première phase des travaux, lancée à la suite des communications de la CRE du 26 mai 2005, a permis aux acteurs de définir les principes structurants de l'ouverture des marchés des clients résidentiels. Pour garantir la simplicité du « parcours client »⁽³⁾, un comité de cohérence commun aux deux énergies avait été mis en place, en vue d'aboutir, chaque fois que possible, à une harmonisation des procédures qui s'appliquent au client. Un « comité consommateurs gaz et électricité », composé des représentants des différentes catégories d'acteurs, a pris, le 1^{er} janvier 2006, la suite du comité de cohérence. Il prolonge ses travaux et les étend aux questions relatives à la relation client-fournisseur.

À la suite d'une table ronde avec les acteurs tenue le 4 janvier 2006, la CRE a fait connaître dans sa communication du 10 janvier 2006 les décisions prises à l'issue de la première phase des travaux et les orientations retenues. Ces décisions seront applicables au marché des clients résidentiels. Les GTE 2007 et GTG 2007 feront des propositions d'ici la fin du 1^{er} semestre 2006 pour en élargir certaines dispositions au marché des clients professionnels.

(3) Le « parcours client » recouvre l'ensemble des étapes d'interaction entre le client et le fournisseur ou le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). En pratique, chaque processus clé de l'ouverture des marchés (changement de fournisseur, mise en service, résiliation, raccordement) donne lieu à un « parcours client » particulier.

1_ La nécessaire simplification des relations entre les opérateurs et les clients

1 > Le contrat unique sera la solution de référence pour les clients résidentiels

Le contrat unique entre le fournisseur et le client final, englobant à la fois l'acheminement et la fourniture de l'énergie, est, par sa simplicité, la solution de référence pour les clients résidentiels. C'est le choix quasi exclusif des petits clients professionnels qui ont exercé leur éligibilité.

Les groupes de travail étudient les adaptations à apporter aux schémas contractuels en vigueur pour les clients professionnels afin de préciser les rôles et responsabilités respectifs des GRD et des fournisseurs entre eux et vis-à-vis du client, tout en recherchant une harmonisation entre les secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

2 > L'accès aux données relatives au site de consommation doit être facilitée

Le client, propriétaire des informations que les appareils de mesure et de contrôle délivrent sur la consommation du site qu'il occupe, peut mandater un tiers pour accéder à ces informations. Le mandataire peut être le fournisseur avec lequel le consommateur a déjà contracté ou avec lequel il envisage de le faire. L'accès à ces informations est souvent une condition importante de la qualité de l'offre. Il importe donc qu'il puisse être réalisé de façon complète et automatisée auprès des GRD, qui doivent mettre à la disposition des fournisseurs les outils de communication nécessaires. Seuls les fournisseurs attestant disposer d'un mandat du client pourront accéder à ces informations.

Les GRD doivent mettre également en place des accès automatisés à leur système d'information, qui permettent aux fournisseurs d'obtenir les informations techniques relatives aux sites de consommation.

3 > La facture doit offrir les informations nécessaires pour changer de fournisseurs

Le client doit disposer, sur sa facture, du numéro de téléphone du GRD à contacter en cas d'urgence ou de dépannage. Il doit également y trouver toutes les informations nécessaires pour exercer son droit à changer de fournisseur, telles que son profil ou sa consommation annuelle de référence.

La protection des consommateurs nécessite que les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel fassent également apparaître sur les factures :

- la date de fin du contrat ou de tacite reconduction ;
- le délai de préavis de résiliation du contrat.

Le contenu de la facture sera à nouveau examiné une fois transposées les annexes A des directives du 26 juin 2003 traitant des mesures relatives à la protection des consommateurs.

2_ Vers un niveau plus élevé de l'information et de la protection des clients

1 > Les informations précontractuelles doivent être lisibles et transparentes

Au premier semestre 2006, les groupes de travail ont engagé les travaux sur l'information précontractuelle des clients. Ils formuleront, avant la fin de l'année, des recommandations sur la lisibilité et la transparence des offres commerciales, pour permettre leur comparabilité et garantir la bonne compréhension de l'exercice de l'éligibilité.

Sur ce dernier point, les pratiques des fournisseurs historiques devront être observées, notamment dans le cadre du placement d'offres duales électricité-gaz.

2 > Comment prendre en compte les cas de fraudes et les erreurs de comptage

Le GTE 2007 a analysé les procédures envisageables en cas de fraude et d'erreur de comptage de l'électricité. Une solution consensuelle entre GRD et fournisseurs n'a pu être trouvée. Les principales divergences portent sur l'affectation de la charge de l'impayé non recouvrable et sur la modification *a posteriori* des consommations dans les flux échangés entre le GRD et le fournisseur ou le responsable d'équilibre.

Sur un plan technique, la fraude peut se traiter comme un cas particulier de problème de comptage nécessitant une régularisation. Dès lors, pour l'acheminement, la charge de l'impayé non recouvrable revient au fournisseur dans le cas de fraude du client, au GRD dans le cas d'une erreur de comptage liée à un dysfonctionnement du compteur sans fraude du client.

Pour simplifier les procédures et éviter une duplication des efforts de recouvrement, la CRE demande que le fournisseur prenne en charge la régularisation auprès du client dans les deux cas.

Les consommations prises en compte pour la reconstitution des flux peuvent, soit être modifiées *a posteriori* une fois la fraude ou l'erreur constatée, soit donner lieu à un règlement purement financier entre acteurs, sans impact sur la reconstitution des flux. Ces deux solutions ont fait l'objet d'une analyse comparative au premier trimestre 2006.

3 › Des chartes ont été rédigées pour garantir de bonnes pratiques commerciales

Pour chacune des énergies, une charte des fournisseurs avait été rédigée début 2005 par des groupes de travail, animés par les organismes représentatifs des clients professionnels. Les deux chartes visent à garantir de bonnes pratiques commerciales et à définir les bases de la relation contractuelle entre le fournisseur et son client.

En électricité comme en gaz, la plupart des fournisseurs actifs ont signé ces chartes mises en ligne sur le site internet de la CRE. Un comité de suivi unique constitué entre les fournisseurs et les représentants de clients professionnels s'assure de leur application et de leur mise à jour.

Pour le marché des clients résidentiels, la CRE a demandé aux GTE et GTG 2007 d'étudier l'opportunité de créer une charte commune au gaz et à l'électricité. Cette charte ne saurait se substituer aux textes législatifs et réglementaires.

4 › Communication et information

Les groupes de travail ont analysé les actions de communication menées en 2004 par les acteurs des marchés, ainsi que celles menées lors de l'ouverture à la concurrence de certains marchés des clients résidentiels de l'électricité et du gaz en Europe.

Les GTE et GTG 2007 ont souligné l'importance d'une communication à vocation pédagogique auprès du grand public, qui constituera une des conditions de la bonne information des clients résidentiels sur l'ouverture des marchés à la concurrence en 2007.

3_ Les étapes clairement définies du « parcours client »

Les étapes du « parcours client » sont étudiées pour concilier des exigences parfois contradictoires de simplicité, de transparence et de non-discrimination pour le client.

1 › Le raccordement et la mise en service d'un nouveau site

Pour demander le raccordement de son installation au réseau public de distribution, le client pourra s'adresser, soit au gestionnaire de réseau, soit à un fournisseur, si celui-ci propose ce service.

Dans tous les cas, pour demander la mise en service de son installation, le client devra avoir choisi un fournisseur et s'adresser à celui-ci.

2 › La mise en service d'un site existant, la résiliation et la coupure

La disponibilité immédiate de l'énergie sur un site est une facilité à laquelle les fournisseurs et les consommateurs résidentiels sont attachés. Les procédures qu'elle nécessite ont été mises au point.

En l'état actuel des technologies de comptage en place et lorsque la sécurité le permet, l'autorelève par le client est la solution privilégiée pour limiter les coûts et assurer la meilleure adéquation de l'index de résiliation à la réalité de la consommation du client.

Le fournisseur précédemment prestataire d'un site ne doit pas bénéficier de conditions de mise en service plus favorables que les autres fournisseurs. En outre, le prix de la prestation de mise en service doit être identique, que l'alimentation ait été maintenue ou non (hors travaux sur l'installation).

Les fournisseurs de gaz et d'électricité doivent adapter le traitement de la coupure pour impayé, notamment s'agissant des clients démunis, à l'évolution des textes législatifs et réglementaires.

3 › Le changement de fournisseur

Sauf cas nécessitant une intervention particulière, le délai minimum de réalisation de la procédure de changement de

fournisseur est de 21 jours calendaires à compter de la formulation de la demande du client au nouveau fournisseur, auxquels pourra s'ajouter le délai de rétractation légal de 7 jours, lorsqu'il est applicable (démarchage et vente à distance).

Comme pour la résiliation et pour les mêmes raisons, l'auto-relève par le client est la solution privilégiée pour limiter les coûts et assurer la meilleure adéquation de l'index de changement de fournisseur à la réalité de la consommation du client. Dans un souci de transparence vis-à-vis des acteurs, la CRE a demandé que les GRD publient leurs méthodes de calcul des index et de contrôle de cohérence des autorelevés.

Les seuls motifs de non-recevabilité de la demande de changement de fournisseur par le GRD sont :

- la fraude avérée ;
- une demande de changement de fournisseur déjà en cours ;
- l'erreur dans les données transmises.

Le GRD doit informer le nouveau et l'ancien fournisseur de la prise en compte d'une demande de changement de fournisseur sur un site, dans un délai de trois jours après réception de cette demande. Le fournisseur précédent ne peut s'opposer au changement. En particulier, un impayé du client ne constitue pas un motif légitime d'opposition.

Dans certaines circonstances, les clients peuvent ne pas exercer valablement leur éligibilité ou peuvent changer de fournisseur contre leur gré. Pour faire face à ces situations, la CRE a demandé aux GRD de rendre techniquement possible dans leurs systèmes d'information le retour chez le fournisseur précédent et aux conditions commerciales précédentes, y compris celles des tarifs réglementés.

4 › La qualité des processus clés

Les GRD devront mettre en place un suivi de la qualité des processus clés de l'ouverture du marché (changement de fournisseur, résiliation, mise en service et raccordement). Les indicateurs pertinents, qui seront définis et audités par la CRE, concerneront, dans un premier temps, les clients professionnels puis, à compter du 1^{er} juillet 2007, les clients résidentiels.

4_ Les systèmes de profilage et de reconstitution des flux : tirer parti du retour d'expérience de 2004

1 › Pour le gaz naturel

La CRE a approuvé, dans sa communication du 10 janvier 2006, les propositions du GTG 2007 pour l'amélioration du système de profilage :

- réforme de la segmentation de la gamme des profils selon le principe de critères d'attribution fiables et incontestables (niveau ou répartition temporelle de la consommation du site) ;
- calcul des coefficients d'ajustement entre quantités mesurées et quantités estimées par zone d'équilibrage et par GRD et non plus à chaque point d'interface transport distribution (PITD).

La CRE a, de même, approuvé le passage à un système de souscriptions normalisées des capacités de transport, pour les capacités de livraison aux PITD, les capacités d'acheminement sur les réseaux régionaux vers les PITD et les capacités de sortie du réseau principal. La CRE prendra en compte le système de souscriptions normalisées dans la prochaine proposition de tarif d'utilisation des réseaux de transport, dont l'entrée en vigueur est envisagée pour le 1^{er} janvier 2007.

L'ensemble de ces points constitue la dernière évolution importante du système de gestion du profilage et de l'acheminement, avant l'échéance du 1^{er} juillet 2007.

De nouvelles règles d'allocations des quantités aux PITD ont été définies pour la période transitoire du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2007, puis à partir du 1^{er} juillet 2007.

2 › Pour l'électricité

La reconstitution des flux s'effectue en deux étapes :

- la réconciliation spatiale, qui consiste à recalculer la courbe de charge théorique issue du profilage sur la courbe de charge constatée réellement ;
- la réconciliation temporelle, qui consiste à corriger l'écart entre les énergies mesurées aux compteurs et les énergies issues de la réconciliation spatiale.

Les modalités pratiques de la réconciliation temporelle et les règlements financiers qui en découlent ont fait débat entre les fournisseurs, GRT et GRD. La CRE a analysé les positions des acteurs. Elle a demandé à RTE de lui proposer de nouvelles règles détaillées respectant trois principes :

- une réconciliation temporelle à la maille annuelle ;
- une valorisation des énergies concernées au prix *Powernext* ;
- l'affectation du résidu, terme de bouclage de l'opération, à tous les responsables d'équilibre (RE) intervenant sur le territoire d'un GRD au prorata des énergies soutirées.

Les règles ont été approuvées par la CRE le 8 juin 2006.

3 Pour les systèmes de comptage en électricité

Les systèmes de comptage (cf. page 80) sont fondamentaux pour la différenciation commerciale des offres des fournisseurs, car ils permettent la mise en place d'offres tarifaires variées et de services énergétiques.

À la demande de la CRE, le GTE 2007 a rédigé, au premier trimestre 2006, un projet de cahier des charges d'une étude technico-économique, qui visera à quantifier les bénéfices d'une migration du parc actuel de compteurs vers des compteurs électroniques à courbe de charge télérelevée et des dispositifs de coupure et changements de puissance télécommandables. Cette étude, pilotée et financée par la CRE, est confiée à une expertise externe. Ses résultats seront communiqués au GTE 2007.

Par ailleurs, les fournisseurs alternatifs ne disposent pas, aujourd'hui, des signaux tarifaires leur permettant de proposer des offres à effacement. La CRE a demandé au GTE 2007 d'instruire, en 2006, les conditions techniques de mise en œuvre d'offres à effacement par les fournisseurs alternatifs.

IV Les incertitudes et les freins persistants

1 La nécessité d'un socle législatif et réglementaire adéquat

Le succès de la préparation du 1^{er} juillet 2007 repose, d'une part sur la définition précise des relations et responsabilités des gestionnaires de réseau public et des fournisseurs avec les consommateurs, et d'autre part sur la définition de modalités pratiques claires et simples pour les démarches clés des

clients. Ceci nécessite que le cadre législatif et réglementaire applicable soit complété. À ce titre, la transposition de l'annexe A des directives du 26 juin 2003 dans le code de la consommation est urgente.

Les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 nécessitent une clarification afin de lever toute ambiguïté sur plusieurs sujets :

- l'éligibilité, par site ou par client ;
- le traitement de la défaillance du fournisseur ;
- la gratuité du changement de fournisseur.

2 Les freins à l'ouverture du marché des particuliers

À partir du retour d'expérience de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz aux clients professionnels et de l'avancement des travaux du GTE 2007 et du GTG 2007, la CRE a identifié 4 points qui constituent des freins à l'ouverture du marché des clients résidentiels.

1 Les tarifs réglementés sont actuellement un frein au développement de la concurrence sur le marché de détail

Pour que la concurrence se développe en présence de tarifs réglementés de vente, les fournisseurs alternatifs doivent pouvoir faire, sur tous les segments de la clientèle éligible, des offres à un prix de marché de fourniture inférieur ou égal à la part fourniture des tarifs réglementés (obtenue en retranchant de ces tarifs le tarif d'utilisation des réseaux, ainsi que, pour le gaz, le prix de stockage).

- En électricité, les fournisseurs alternatifs ne disposant pas de capacités de production suffisantes pour alimenter leurs clients doivent s'approvisionner sur le marché de gros.

La part fourniture des tarifs réglementés est basée sur le parc de production national d'EDF, majoritairement nucléaire. Indépendamment du fait qu'elle ne couvre pas les coûts d'EDF sur certains segments de clientèle, elle est très inférieure aux prix actuels du marché de gros.

Dans ce contexte, les fournisseurs ne disposant pas de moyens de production de base aussi compétitifs que le nucléaire sont victimes d'un effet de ciseau car les prix d'approvisionnement sur le marché sont plus élevés que les tarifs réglementés dont le niveau n'évolue pas. Leur équilibre économique sur l'activité de fourniture aux clients professionnels est incertain.

- En gaz, Gaz de France se fournit hors de France à travers des contrats long terme et sur les marchés court terme. Ses coûts d'approvisionnement sont corrélés aux prix de marché. Pour que les fournisseurs alternatifs puissent faire des offres compétitives par rapport aux tarifs, il est nécessaire, d'une part, qu'ils aient la possibilité de s'approvisionner en gaz à des conditions similaires à celles de Gaz de France, et d'autre part, que les tarifs réglementés de Gaz de France reflètent les coûts d'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas de tous les tarifs.

L'article 3.1 des directives du 26 juin 2003 prévoit que les États membres doivent veiller à la réalisation d'un marché de l'électricité et du gaz concurrentiel, et s'abstenir de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations des entreprises d'électricité et de gaz.

Dans un courrier de mise en demeure en date du 4 avril 2006, la Commission européenne estime que la France a enfreint l'article 3.1, en imposant des tarifs réglementés tels que la part fourniture des tarifs soit particulièrement basse et sensiblement inférieure aux prix de marché, ce qui a pour effet d'empêcher l'entrée des concurrents sur le marché des clients non résidentiels, éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004. La Commission européenne invite le gouvernement français à présenter ses observations sur ce point dans un délai de deux mois.

Les tarifs réglementés de vente sont à l'ordre du jour du groupe de travail « Protection du consommateur » (*Customer protection task force*), présidé par la CRE, au sein du groupe « Consommateur » (*Customer focus group*) de l'ERGEG. Début 2006, le groupe de travail a lancé une analyse comparative des mécanismes de régulation des prix de détail de l'électricité et du gaz dans les pays de l'Union européenne, en Bulgarie, en Norvège et en Roumanie. Le but de cette étude est d'analyser les effets d'une telle régulation, de juger de sa pertinence et de la période de son application, et d'évaluer le mécanisme de régulation le plus adéquat.

2 Certains systèmes d'information des GRD ne seront pas opérationnels

Les mouvements futurs sur le marché résidentiel nécessitent des systèmes d'information robustes et complètement automatisés. Ce n'était pas le cas de ceux développés pour le 1^{er} juillet 2004.

Il est de la responsabilité des GRD de mener à bien le développement de leurs systèmes d'information de façon à assurer le respect de l'échéance du 1^{er} juillet 2007.

Le GRD EDF a indiqué ne pas être en mesure de mettre en œuvre, au 1^{er} juillet 2007, les procédures définies dans la communication de la CRE du 10 janvier 2006. À cette date, les clients résidentiels devraient donc être traités selon les mêmes procédures que les clients professionnels aujourd'hui. Des mesures essentielles à la bonne ouverture du marché résidentiel ne seront donc pas en place au 1^{er} juillet 2007 : possibilité d'accès automatisé des fournisseurs aux données de consommation de leurs clients, changement de fournisseur à date souhaitée, maintien de l'alimentation d'un site précédemment occupé par un client ayant exercé son éligibilité. Cette annonce a conduit la CRE à décider du lancement d'un audit des systèmes d'information du GRD EDF.

Certains gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz des entreprises locales de distribution (ELD) ont également annoncé que leurs systèmes d'information ne seraient que partiellement prêts à cette date.

3 Les conditions de concurrence ne sont pas homogènes sur le territoire

Après 2 ans d'ouverture à la concurrence du marché professionnel, il ressort que le développement de cette concurrence est moins rapide sur le territoire des ELD. L'exercice de l'activité de fournisseur sur les zones de desserte des ELD rencontre des problèmes :

- certaines ELD ne proposent toujours pas de contrats entre GRD et fournisseurs permettant à un fournisseur de signer un contrat unique avec un client de leur zone de desserte. Pour celles en proposant, les conditions contractuelles varient significativement entre gestionnaires de réseau, ce qui complexifie la tâche des fournisseurs ;
- certaines ELD imposent au fournisseur des frais au moment du changement de fournisseur (relève spéciale pour l'électricité...).

La CRE a saisi le Conseil de la concurrence, sur des pratiques commerciales contestables d'une ELD.

Par ailleurs, la concurrence sur le marché de détail du gaz naturel se développe nettement moins rapidement dans le sud de la France. L'organisation de la mise à disposition temporaire de gaz sur le marché (*gas release*) a amélioré la situation en permettant aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner.

4 › La confusion d'image entre activités régulées et concurrentielles est préjudiciable

Les opérateurs historiques intégrés EDF et Gaz de France ont chacun fait le choix d'une identité visuelle proche pour leurs activités concurrentielles de fourniture et leurs activités régulées de gestionnaire de réseau (Figure 6). Cette confusion est préjudiciable à la bonne compréhension par les clients de l'organisation du marché et de son fonctionnement.

La communication institutionnelle de ces groupes, qui ignore la séparation des activités, renforce cet effet.

La confusion peut conduire le client à penser qu'il encourt des risques en matière de qualité et continuité d'alimentation s'il change de fournisseur.

› Figure 6 : La confusion des identités visuelles

Maison mère et activité commerciale



Activité de distribution en monopole



› **La régulation** du marché du gaz naturel

I Le cadre européen du marché du gaz

1 > La progression du poids des importations dans l'offre de gaz en Europe	20
2 > L'augmentation des prix du gaz en 2005 de 50 %	22
3 > La prédominance des acteurs de grande taille sur le marché européen	24

II L'ouverture des marchés du gaz

1 > L'ouverture des marchés dans les pays de l'Union européenne	27
2 > L'ouverture du marché français du gaz	30

III La CRE : régulateur du marché français du gaz

1 > L'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel	34
2 > Les tarifs et conditions d'utilisation des infrastructures régulées	39

I_ Le cadre européen du marché du gaz

1_ La progression du poids des importations dans l'offre de gaz en Europe

1 > La demande de gaz continue de croître

En 2005, la consommation réelle (non corrigée de l'aléa climatique) de gaz naturel dans l'Union européenne a enregistré une hausse de 1,9 %, pour s'établir à 492,4 Gm³ (Tableau 1). Cette hausse masque de fortes disparités au sein des différents États membres.

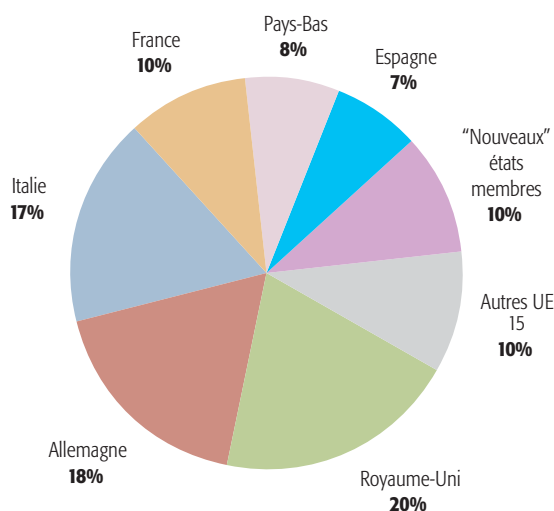
La hausse en volume de la demande a été particulièrement importante dans trois pays : l'Italie (5,5 Gm³), l'Espagne (5,2 Gm³) et la France (1,6 Gm³). En Espagne, la hausse de la demande, liée à l'augmentation de la consommation électrique et à la construction de nouvelles centrales fonctionnant au gaz naturel, s'est établie à 18 %. À l'inverse, la demande a reculé ou est restée stable dans trois autres pays : Pays-Bas (-2,9 Gm³), Allemagne (0 Gm³) et Royaume-Uni (-0,9 Gm³). Ces six pays représentent à eux seuls 80 % de la consommation de gaz en Europe. En 2005, la demande de gaz au sein des dix nouveaux États membres est restée quasiment stable (Figure 7).

Tableau 1 : Évolution de la consommation réelle de gaz en Europe

	Consommation de gaz en 2005 (Gm ³)	Consommation de gaz en 2004 (Gm ³)	Variation 2005/2004 (en %)
Royaume-Uni	95,1	96	-0,9 %
Allemagne	88,7	88,7	0,0 %
Italie	84,2	78,7	7,0 %
France	49,4	47,8	3,3 %
Pays-Bas	40,9	43,8	-6,6 %
Espagne	34,7	29,5	17,6 %
UE 15	442,2	433,3	2,1 %
Nouveaux États membres	50,2	50	0,4 %
UE 25	492,4	483,3	1,9 %

Source : Eurogas

Figure 7 : Répartition par pays de la consommation réelle de gaz en Europe en 2005



Source : Eurogas

2 > Le déclin de la production s'accélère

La production de l'Union européenne a diminué en 2005 à 214 Gm³. Elle ne représente plus que 43 % de l'offre, contre 46 % en 2004. En 2005, 75 % de la production européenne provient du Royaume-Uni et des Pays-Bas.

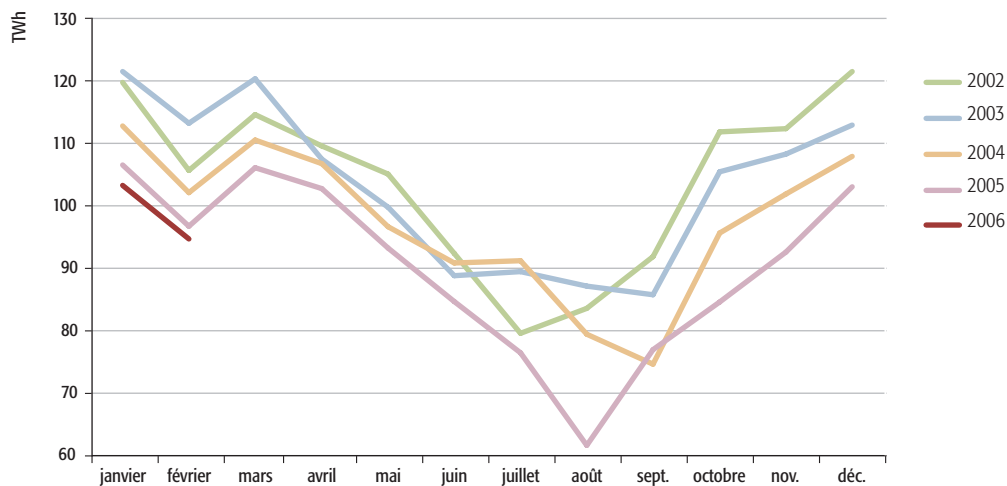
Le Royaume-Uni, premier pays producteur de gaz de l'Union européenne, est confronté au déclin de sa production depuis 2000 (Figure 8). En 2005, la production britannique a diminué d'environ 8 %. Le Royaume-Uni est devenu importateur net de gaz en 2004 ; en 2005, les importations nettes de gaz au Royaume-Uni ont représenté 6 % de la consommation.

Pour répondre à la hausse de la demande, le niveau des importations a progressé en 2005. Trois pays sont les principaux fournisseurs de gaz à l'Europe : la Russie (26 % de la consommation), la Norvège (16 %) et l'Algérie (11 %). Ces trois pays réalisent plus de 90 % des importations européennes. Le reste des importations provient du Nigeria, de la Libye, de Trinité-et-Tobago, du Moyen-Orient et depuis 2005, d'Égypte. Toutefois, la part des nouveaux fournisseurs reste marginale dans la consommation totale, malgré la volonté de l'Union européenne de diversifier ses sources d'approvisionnement.

En 2005, le volume des importations en provenance de Russie est resté stable. Le niveau des importations en provenance de Norvège a augmenté de 7 % par rapport à 2004. Les importations en provenance d'Algérie ont enregistré une légère hausse de 2 %.

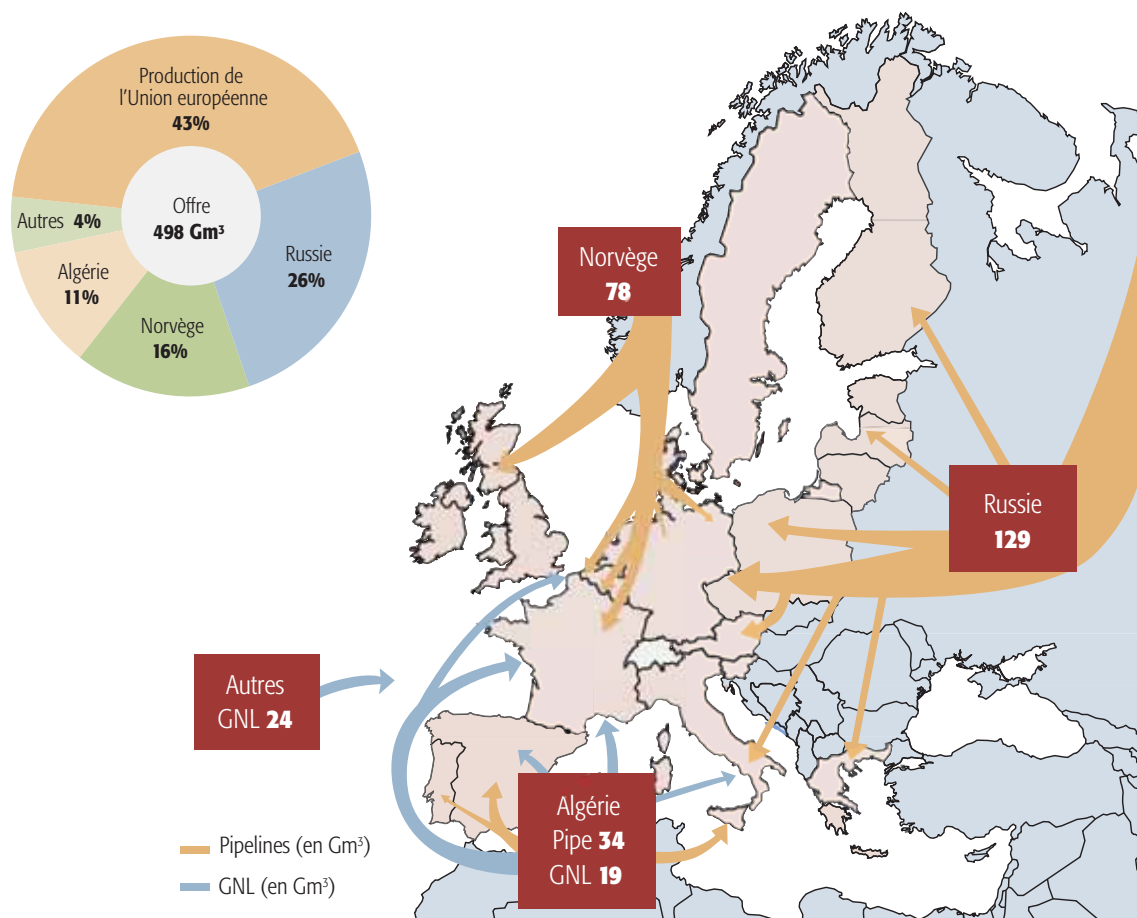
Au total, en 2005, l'offre de gaz dans l'Union européenne (production et importations totales des pays tiers) s'est élevée à 498 Gm³ (Figure 9).

› Figure 8 : Évolution de la production mensuelle au Royaume-Uni depuis 2002



Source : CRE d'après DTI

› Figure 9 : Origine du gaz consommé en Europe en 2005



Source : CRE d'après les premières estimations CEDIGAZ et autres

2_ L'augmentation des prix du gaz en 2005 de 50 %

1 > Les prix des contrats à long terme sont en hausse continue depuis janvier 2004

En Europe continentale, environ 90 % du gaz est acheté dans le cadre de contrats à long terme. Les prix de ces contrats sont indexés sur ceux du fioul domestique, ceux du fioul lourd et sur la parité dollar/euro. Les évolutions de prix du gaz à la hausse comme à la baisse sont décalées de quelques mois et lissées par rapport à celles des produits pétroliers.

Les prix de ces contrats ne sont pas communiqués mais ils font l'objet d'estimations publiées par des cabinets spécialisés. En 2005, ils ont augmenté de manière continue : les prix du fioul domestique et du fioul lourd en Europe ont enregistré, en rythme annuel, des hausses de 45 % et de 55 %, en \$/t (Figure 10).

Selon diverses estimations, au cours du premier trimestre 2006, le prix du gaz du contrat à long terme *Troll* livré en Belgique

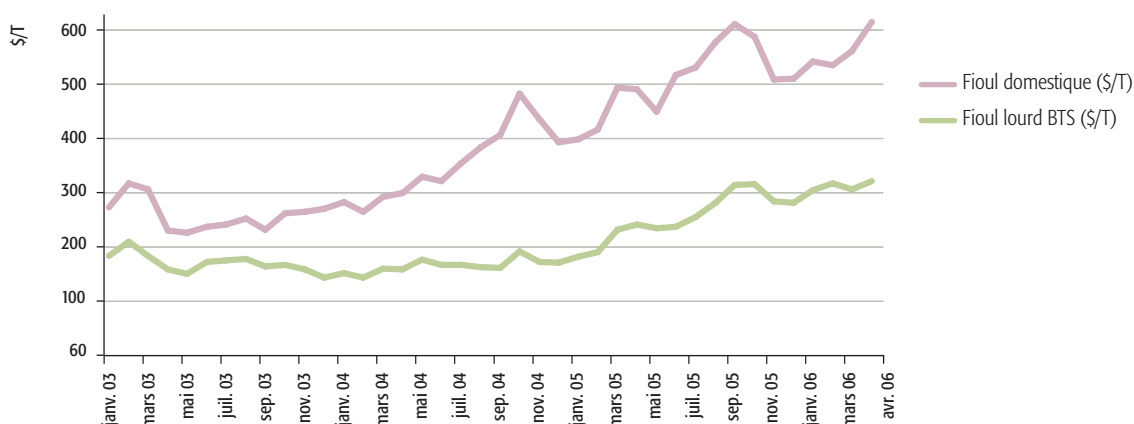
s'établissait autour de 21 €/MWh contre environ 14 €/MWh au début de l'année 2005, soit une progression moyenne de 50 % (Figure 11). En 2005, le prix de ces contrats s'est établi à 16,4 €/MWh en moyenne annuelle, en hausse de 42 % par rapport à 2004.

A >> Les prix sur les marchés de gros ont atteint des niveaux records

En Europe, 3 places de marché (*hub*) seulement proposent un prix de référence pour les échanges en gros de gaz : le *hub* notionnel du *National Balancing Point (NBP)* au Royaume-Uni, le *hub* local de Zeebrugge en Belgique et la place de marché notionnelle du *Title Transfer Facility (TTF)* aux Pays-Bas. Les prix *spot day-ahead* sont les prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain.

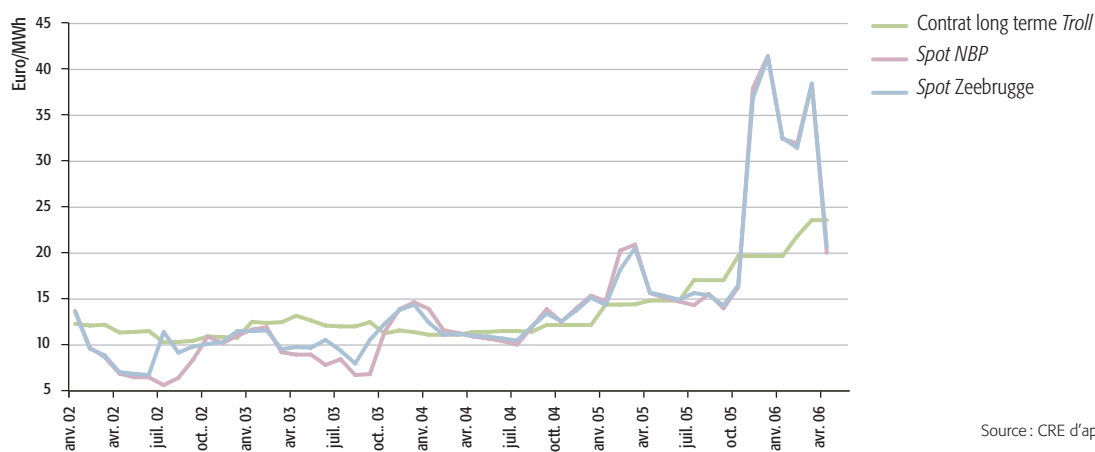
En 2005, les prix des cotations *day-ahead* des marchés *spot* européens ont très fortement augmenté par rapport à 2004, enregistrant des hausses annuelles de 65 % au *NBP* et à

> Figure 10 : Évolution des cours des produits pétroliers en Europe



Source : CRE d'après Platts

> Figure 11 : Comparaison des prix *spot day-ahead NBP* et Zeebrugge et du contrat à long terme *Troll* livré à Zeebrugge



Source : CRE d'après Platts, Heren

Zeebrugge et 42 % au TTF, pour atteindre des niveaux record depuis leur création. Ils se sont ainsi établis à 20 €/MWh en moyenne au NBP en 2005 contre 12 €/MWh en 2004.

Le marché de gros en Grande-Bretagne est le plus liquide d'Europe et son prix exerce une influence forte sur ceux des autres marchés continentaux. Dans ces conditions, les prix du gaz sur les marchés de gros sur le continent européen reflètent, en général, l'équilibre de l'offre et de la demande en Grande-Bretagne.

Début novembre 2005, les prix *spot* ont connu une flambée au-delà de 70 €/MWh (soit l'équivalent de plus de 140 \$/b). Les prix sont retombés fin décembre tout en restant à des niveaux élevés.

Un nouveau pic de prix a été constaté à la mi-mars 2006. Le 14 mars 2006, les prix *spot* ont dépassé 80 €/MWh (soit environ 200 \$/b) avant de retomber aux environs de 20 €/MWh.

Plusieurs facteurs expliquent cette flambée des prix :

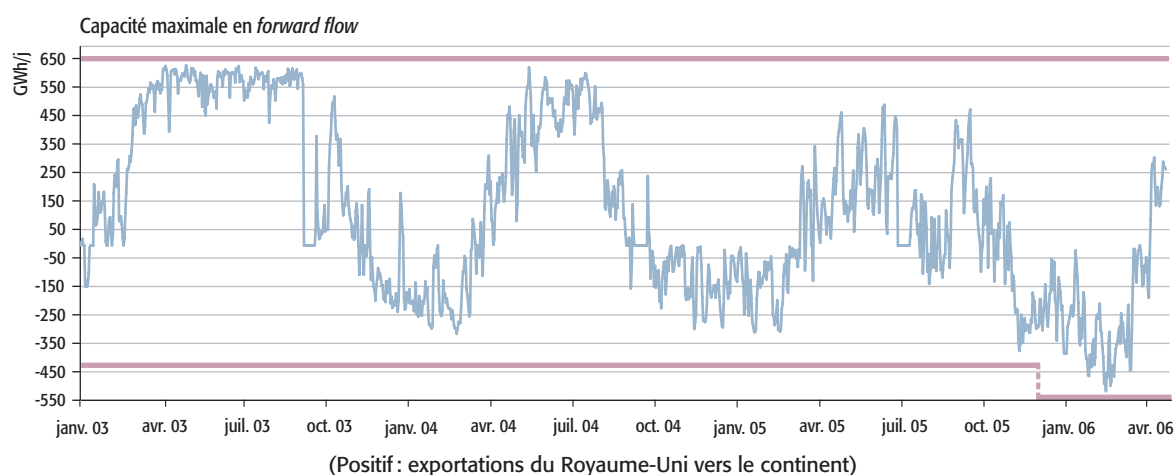
- le déclin plus rapide que prévu de la production en mer du Nord a pris de court l'ensemble des opérateurs gaziers ainsi que les autorités britanniques ;
- la vague de froid qui avait sévi en Europe fin février/début mars 2005 avait déjà mis en évidence l'insuffisance de l'offre de gaz en Europe. Durant l'hiver 2005/2006, de fortes tensions ont perduré sur l'offre de gaz en Europe. Des incidents techniques dans des usines de liquéfaction au Qatar, au Nigeria et en Algérie et des retards de mise en production de nouveaux trains de liquéfaction à Trinité-et-Tobago ont réduit les exportations de GNL vers l'Europe et augmenté la concurrence entre acheteurs européens et américains. La crise entre l'Ukraine et la Russie en janvier 2006 a illustré

également les risques de crises d'approvisionnement, et a souligné l'importance des stockages ;

- l'extension du terminal de regazéification d'*Isle of Grain* (Grande-Bretagne) et l'augmentation de la capacité *reverse* de l'*Interconnector*, dans le sens continent vers Grande-Bretagne, auraient dû réduire les tensions sur l'offre en Grande-Bretagne durant la saison hivernale 2005/2006. Cependant ces infrastructures n'ont pas été utilisées durablement à pleine capacité durant cette période. Le terminal d'*Isle of Grain* a fait l'objet d'arbitrages entre les États-Unis et la Grande-Bretagne, les méthaniers déchargeant leurs cargaisons là où les prix sont les plus élevés. L'*Interconnector* n'a pas été utilisé à plein malgré des prix attractifs au Royaume-Uni (Figure 12). Une enquête de la direction générale de la concurrence de la Commission européenne (DG « concurrence ») est en cours pour en déterminer les causes ;
- les spécifications concernant la qualité du gaz en Grande-Bretagne, qui sont plus restrictives que celles en vigueur sur le continent, ont également restreint les possibilités d'importation de GNL pendant ces périodes ;
- l'explosion sur le stockage offshore de *Rough* (Grande-Bretagne) le 16 février 2006, a entraîné sa mise hors service jusqu'à juin 2006. Ceci a accentué la tension sur l'équilibre offre/demande et donc sur les prix britanniques.

Les prix de gros du gaz à Zeebrugge ont suivi ceux au NBP. En revanche, durant l'hiver 2005-2006 et à l'inverse du pic de prix de février/mars 2005, les prix au TTF se sont décorrélés de ceux du NBP et de Zeebrugge, enregistrant des hausses d'une ampleur beaucoup plus faible. Plusieurs analystes ont souligné le fait que cette décorrélisation pouvait être due à des congestions (contractuelles ou physiques) entre les Pays-Bas et la Belgique.

› Figure 12 : Flux journaliers de l'*Interconnector*



Source : CRE d'après *Interconnector*

B » La fragilité de l'équilibre offre/demande britannique se reflète sur les prix *forward*

En 2005, les prix à terme *gas year* (pour l'année gazière à venir) sur les marchés libres ont augmenté de plus de 60 %, pour atteindre environ 24 €/MWh (Figure 13). Les facteurs sont les pics de prix *spot* et la perception du marché de risques potentiels pouvant affecter l'équilibre futur offre/demande au Royaume-Uni.

Début 2006, les prix *gas year* se situent à des niveaux extrêmement élevés, de l'ordre de 30 €/MWh, et sont très nettement supérieurs à ceux des contrats à long terme. Cette situation pénalise les nouveaux fournisseurs qui ne disposent pas de contrats à long terme.

3_ La prédominance des acteurs de grande taille sur le marché européen

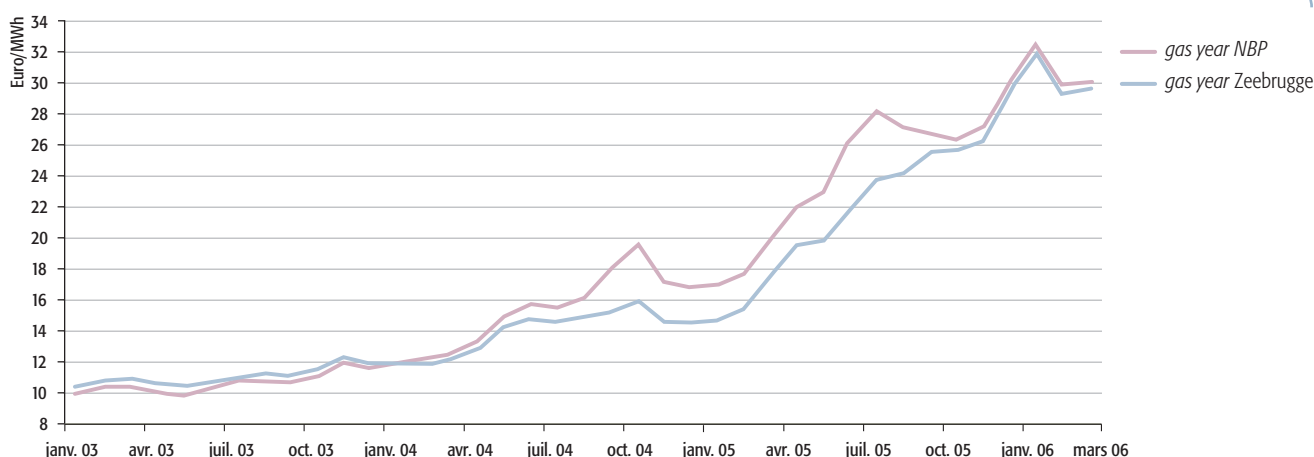
1 » Dans l'amont, une dizaine d'acteurs sont présents sur le segment de la production

Dix compagnies produisent plus de 80 % du gaz consommé en Europe.

Dans l'Union européenne, les 5 premiers producteurs gaziers (ExxonMobil, Shell, Statoil, Total et BP), à eux seuls, produisent 137 Gm³, soit 64 % de la production totale (Figure 14). La part de ces compagnies est en baisse en raison du déclin de la production britannique en mer du Nord.

Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie) et Statoil (Norvège) sont les principaux fournisseurs des opérateurs historiques européens, auxquels ils sont liés par des contrats de long terme.

» Figure 13 : Comparaison des prix *forward* annuel NBP et Zeebrugge



Source : CRE d'après Platts

Encadré I : Le gazoduc nord européen ou *North European Gas Pipeline*

Le 8 septembre 2005, Gazprom, BASF et E.On ont signé un accord pour la construction du gazoduc nord européen. Ces trois groupes, *via* le consortium *North European Gas Pipeline Company* (Gazprom 50 %, BASF 24,5 %, E.On 24,5 %), seront propriétaires et opérateurs du futur gazoduc. Ce gazoduc reliera Vyborg en Russie à Greifswald en Allemagne, en passant par la mer Baltique pour des approvisionnements vers l'Allemagne, la Belgique, la Grande-Bretagne et la France. D'une capacité initiale de 27,5 Gm³ (ultérieurement de 55 Gm³) et d'une longueur de 1 189 km, le gazoduc devrait entrer en service en 2010. Ce gazoduc présente divers avantages pour Gazprom. Cette nouvelle voie d'exportation évitera le transit par l'Ukraine et le Belarus, ce qui diminue le facteur risque pays et les coûts de transit du gaz à destination du marché européen. Le gaz transporté proviendra de l'exploitation de nouveaux champs de production situés dans la région de Yamal-Nenetsk, parmi lesquels le champ de Yuzhno-Russkoye (700 Gm³ de réserves). BASF devrait détenir une participation dans ce champ, en contrepartie de laquelle, la compagnie s'est engagée à céder à Gazprom une part des participations de Wintershall (100 % BASF) dans Wíngas.

En mars 2006, Gaz de France a exprimé son intérêt de participer au projet.

Gazprom est le principal exportateur de gaz vers l'Union européenne. Ses exportations sont restées stables à 129 Gm³. En janvier 2006, la dépendance de l'Europe vis-à-vis de Gazprom a suscité des craintes quant à la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

Depuis le début de l'année 2005, la redéfinition des conditions de renouvellement des contrats de l'Ukraine pour la fourniture et le transit de gaz russe faisait l'objet de négociations difficiles. L'absence de compromis entre Gazprom et Naftogaz Ukrainy, les deux sociétés nationales, le 31 décembre 2005, date d'échéance des contrats de fourniture et de transit de gaz russe en Ukraine, s'est traduite par la réduction des fournitures de gaz à l'Ukraine. La réduction des fournitures à ce pays a touché les pays européens dont le gaz transite par l'Ukraine. Par la suite, Gazprom et Naftogaz Ukrainy sont arrivés à un accord, la situation des transits revenant progressivement à la normale.

Les exportations de Sonatrach ont augmenté de 2 % en 2005 à 53 Gm³. La loi sur les hydrocarbures, adoptée en mars 2005 par le parlement algérien, supprime les restrictions à la vente et à l'exportation. Tout contractant dans le domaine des hydrocarbures pourra désormais commercialiser son gaz sur les marchés national et international. Néanmoins, Sonatrach bénéficie d'un droit de préemption de 20 % à 30 % sur toute nouvelle découverte réalisée par un contractant. Si Sonatrach exerce son option d'achat, les volumes seront alors commercialisés dans le cadre d'un partenariat.

2 Les concentrations s'accroissent dans l'aval gazier

Au cours de l'année écoulée, les mouvements de concentration se sont poursuivis : acquisition des distributeurs Portgas et

Setgas par l'entreprise publique EDP (Energias de Portugal) et prises de participations d'Edison et d'Enel dans le capital de distributeurs locaux italiens. Des opérations de concentrations significatives entre acteurs nationaux historiques du gaz et de l'électricité ont été lancées : OPA de Gas Natural et contre-OPA d'E.ON Ruhrgas sur Endesa en Espagne et projet de fusion de Suez avec Gaz de France.

Parallèlement, la séparation des activités d'infrastructures et de négoce s'est poursuivie. Certaines de ces opérations se sont traduites par une séparation patrimoniale comme pour SPP en Slovaquie ou par le transfert de l'opérateur de stockage Stogit du groupe Eni à l'opérateur de transport Snam Rete Gas en Italie. Sous l'impulsion des gouvernements, certaines séparations patrimoniales se sont doublées d'une nationalisation des activités d'infrastructures (POGC en Pologne), d'autres se sont accompagnées d'une privatisation partielle ou totale de ces mêmes activités (retraits de municipalités du capital de distributeurs régionaux allemands).

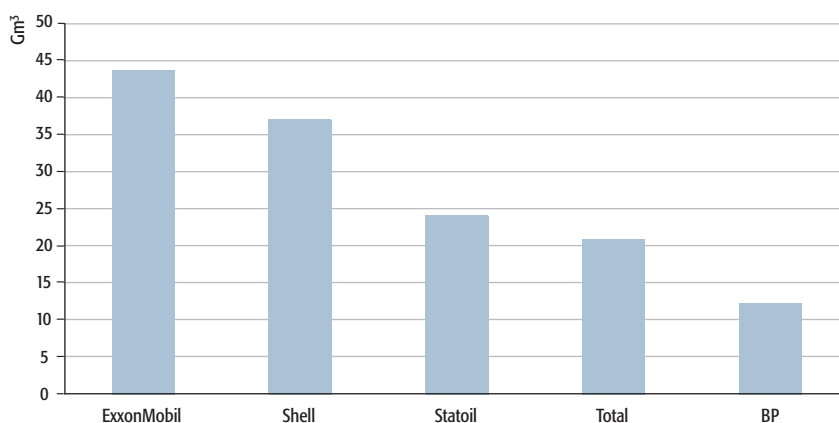
Le recul des participations publiques dans le capital d'acteurs historiques du secteur gazier a été observé en Europe occidentale (Gaz de France, Galp Energia au Portugal).

Les opérations récentes sont les suivantes :

» Acquisition du hongrois MOL par l'allemand E.ON Ruhrgas

À la suite de l'engagement de transfert d'une partie des actifs de la société nationale intégrée hongroise MOL à E.ON Ruhrgas en novembre 2004, la Commission européenne avait lancé, en juillet 2005, une enquête. Elle s'est conclue en décembre 2005 par une décision favorable mais sous conditions comprenant, entre autres, du *gas release*.

» Figure 14 : Les 5 premiers producteurs de gaz en Europe en 2005



Source : CRE

En janvier 2006, E.On Ruhrgas International AG a acquis la totalité des actifs de MOL Földgázellátó Rt. (négoce), de MOL Földgázártoló Rt. (stockage), de 50 % du capital de Panrusgaz (transport).

» OPA de Gas Natural sur Endesa en Espagne

Le 5 septembre 2005, Gas Natural a annoncé son intention de lancer une OPA sur l'électricien Endesa. L'accord du régulateur espagnol (CNE) au principe de la mise en œuvre de cette OPA a été assorti de 20 conditions parmi lesquelles :

- réduction des participations de Gas Natural de 15 % à 1 % dans l'opérateur de réseau Enagas et cession d'une capacité de 4 300 MW de production électrique appartenant à Endesa ;
- cession de participations dans deux terminaux méthaniers et dans les sociétés de distribution pour ne pas dépasser 60 % des parts de marché sur ce segment ;
- mise en place à partir de 2007, et pendant une période de trois ans, d'un programme de *gas release* portant sur une quantité de 2,8 Gm³/an.

Toutefois, en mars 2006, à la suite de la décision du Tribunal de Commerce de Madrid, l'OPA hostile de Gas Natural sur Endesa a été suspendue.

E.On Ruhrgas envisage, de même, de lancer une OPA sur Endesa :

- cette OPA a une valeur supérieure à celle de Gas Natural ;
- le gouvernement espagnol a indiqué ses réserves sur cette opération ;
- la Commission européenne a estimé que cette OPA n'entraînait pas de façon significative une concurrence effective dans l'espace économique européen ou dans une partie substantielle de celui-ci.

Pour contrecarrer cette offensive, le gouvernement espagnol a adopté un décret-loi conférant au régulateur un droit de veto sur les OPA lancées par des entreprises étrangères.

Le 3 mai 2006, la Commission européenne a envoyé à l'Espagne une lettre de mise en demeure, qui est la première étape de la procédure d'infraction.

Le gouvernement espagnol a deux mois pour apporter ses arguments sur la conformité de ce décret-loi avec la législation communautaire.

» Réorganisation de POGC en Pologne

L'État polonais a décidé de séparer de la compagnie pétrogazière intégrée POGC, sa branche infrastructure, POGC Przesył qui restera une société nationale. POGC sera privatisée. Les 6 sociétés régionales de distribution du gaz ne sont, quant à elles, pas destinées à être privatisées.

La séparation des activités de POGC et la restructuration du capital des entités résultant de la séparation devaient s'organiser en deux temps : augmentation du capital au premier trimestre 2005 permettant de restructurer la dette et d'augmenter les investissements en capital ; acquisition de 100 % de la POGC Przesył par l'État polonais et mise en bourse de 20 % du capital de POGC.

» Réorganisation du marché gazier aval portugais

En novembre 2005, le ministre portugais des Finances a annoncé l'introduction en bourse d'une fraction des participations de l'État portugais dans Galp Energia qui s'élèvent à 25,8 %. Le reste du capital de la société est détenu par ENI (33,3 %), la société Rede Electrica Nacional (REN, 18,3 %) et Electricidade de Portugal (EdP, 14,3 %).

Parallèlement, un décret-loi, entré en vigueur le 15 février 2006, a transposé la directive du 26 juin 2003 en imposant non seulement la séparation comptable, mais également la séparation patrimoniale de l'activité de transport des autres activités gazières.

» Le programme de *gas release* du danois DONG

À la suite de l'acquisition de cinq sociétés électriques danoises, des conditions comprenant un programme de *gas release* ont été imposées par la Commission européenne à DONG. Ce programme portera sur la cession de 2,4 Gm³ de gaz par un mécanisme d'enchères pendant six ans (400 Mm³/an), soit environ 8 % de la consommation.

Encadré 2 : Projet de fusion de Gaz de France et de Suez

Gaz de France et Suez ont officialisé le 27 février 2006 le projet de fusion qu'ils avaient signé deux jours plus tôt.

Le nouveau groupe, fort d'un chiffre d'affaires de 64 Mds € figurerait parmi les principaux acteurs européens de l'énergie et de l'environnement. Cette annonce est intervenue alors que, depuis le 21 février 2006, l'électricien italien Enel avait annoncé son souhait de lancer une OPA afin d'acquiescer Electrabel, la branche électricité de Suez en Belgique. Cette fusion nécessitera, au préalable, d'amender la loi du 9 août 2004 qui prévoit, dans son article 24, le maintien de la participation de l'État dans Gaz de France à plus de 70 % (80,2 % actuellement).

Le projet de concentration a été notifié à la Commission européenne le 10 mai 2006.

S'agissant d'une concentration relevant de la compétence de la Commission européenne, la CRE a reçu, dans le courant du mois de juin 2006, un questionnaire de la Commission européenne.

» La séparation des activités de Gasunie aux Pays-Bas

Au 1^{er} juillet 2005, *Gasunie* a été séparé en deux sociétés : *Gastransport Services* (100 % État) et *Gasunie Trade & Supply* (50 % État, 25 % Shell, 25 % Exxon). L'ambition de l'État, par ces opérations d'acquisitions, est de mettre en place un réseau public indépendant du gaz, à l'image de l'opérateur public de l'électricité (Tennet).

» Projet de fusion de Gaz de France et de Suez

Le 27 février 2006, Gaz de France et Suez ont annoncé leur intention de fusionner. La notification de cette fusion auprès de la DG « concurrence » de la Commission européenne a été déposée en mai 2006 (Encadré 2).

Encadré 3 : Le nouveau cadre légal, réglementaire et régulé du marché gazier allemand

Depuis juillet 2005, une nouvelle loi (*EnWG*) et deux règlements (*GasNEV*, *GasNZV*), qui transposent la directive du 26 juin 2003, régissent désormais le marché gazier allemand.

Les principaux apports sont l'instauration d'un système tarifaire de type entrée-sortie pour l'accès aux infrastructures et le recours aux comparaisons tarifaires par l'Agence Fédérale des Réseaux pour le calcul des tarifs d'accès aux réseaux en concurrence.

Instituée par une loi spécifique, la *Bundesnetzagentur-BNetzA* (Agence fédérale des réseaux) est chargée de réguler les secteurs des télécommunications, des postes, des chemins de fer, de l'électricité et du gaz. L'Agence est constituée d'un Bureau, d'une administration, d'un Conseil (représentatif du Parlement) et d'une Commission des *Länder* (représentative des Autorités des *Länder*). Au sein de l'administration, le département en charge de l'énergie est subdivisé en services dont trois sont spécialisés sur le gaz et six sont communs avec l'électricité.

En matière gazière, les décisions de l'Agence Fédérale des Réseaux sont prises par deux chambres de décision : l'une pour l'accès aux réseaux, l'autre pour les tarifs d'accès aux réseaux.

Les compétences de régulation pour le gaz sont réparties entre l'Agence Fédérale des Réseaux et les Autorités des *Länder*. On peut citer parmi les domaines de régulation de l'agence :

- la procédure de comparaison des tarifs d'accès aux réseaux ;
- la détermination des conditions et méthodes de raccordement aux réseaux, d'accès aux réseaux et mise en œuvre des enquêtes sur les tarifs ;
- la coopération avec la DG « concurrence » et les autorités de régulation des autres États membres de l'Union européenne ;
- la rédaction d'un rapport sur l'état et le développement de la libéralisation des marchés de l'énergie ;
- le développement d'un système de régulation incitative.

II – L'ouverture des marchés du gaz

1_ L'ouverture des marchés dans les pays de l'Union européenne

1 > Un développement lent et inégal de la concurrence dans l'Europe des Vingt-Cinq

Les rapports de la Commission européenne publiés fin 2005 et début 2006 estiment que la libéralisation du marché gazier est lente et que des différences importantes subsistent entre pays en ce qui concerne l'ouverture réelle des marchés gaziers. Trois constats se dégagent de ces rapports. Sont insuffisants :

- la régulation, soit en ce qui concerne les moyens et les pouvoirs des régulateurs, soit en ce qui concerne certains domaines mal couverts par la régulation tels que les investissements transfrontaliers ;
- les mesures permettant la séparation réelle des activités de transport et de fourniture (*unbundling*). Le rapport constate la permanence de comportements discriminatoires en faveur de la branche négoce des opérateurs intégrés ;
- l'information donnée aux acteurs du marché sur l'utilisation des infrastructures gazières.

A » La DG « énergie et transports » de la Commission européenne a souligné l'importance de l'implication des États membres dans le processus de libéralisation et l'insuffisance de la séparation des activités régulées et non régulées

La direction générale de l'énergie et des transports (DG « énergie et transports ») publie, chaque année, un rapport sur « la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité ». Dans celui publié fin 2005, elle constate que les retards de l'ouverture à la concurrence s'expliquent par la lenteur de la transposition de la directive gaz. Trois thèmes sont particulièrement développés :

- une ouverture réelle des marchés ne peut aboutir sans volonté politique des États membres de transposer les directives ;
- les transpositions doivent prendre en considération le fond et non seulement la forme ;
- l'*unbundling* des opérateurs d'infrastructures régulées, tel qu'il est réalisé, ne garantit pas toujours un traitement identique et non discriminatoire de tous les acteurs de marché.

Le 4 avril 2006, la DG « énergie et transports » a envoyé 43 lettres de mise en demeure à 15 États membres. Pour la France, les lettres de mise en demeure concernent :

- l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution, l'absence de notification des obligations de service public, les tarifs réglementés ;
- l'absence de publication des conditions commerciales de l'accès aux stockages de gaz.

Ces mises en demeure confirment les critiques que la CRE a précédemment exprimées sur les mesures relatives à l'indépendance des gestionnaires de réseaux ainsi que sur la politique tarifaire. En revanche, celles concernant l'absence de publication des conditions commerciales de l'accès aux stockages nécessiteront un examen plus approfondi.

La DG « énergie et transports » souligne que les pouvoirs des régulateurs s'avèrent souvent insuffisants en Europe. Ils ne disposent pas toujours des moyens humains et financiers nécessaires pour mener à bien leurs missions.

La mise en place d'un régulateur national en Allemagne en juillet 2005 a comblé une lacune importante (Encadré 3).

ERGEG a publié sa propre analyse au début 2006 (« *A preliminary Assessment of the European Energy Market* ») sur le fonctionnement du marché gazier et électrique en Europe. Elle confirme la faiblesse de la séparation des activités de transport (*unbundling*) dans certains pays (Tableau 2), ainsi que la nécessité d'améliorer l'indépendance des régulateurs et de renforcer leurs compétences. Parmi ces pays, la France et la Grande-Bretagne sont les seuls pays à avoir réalisé une séparation complète de l'activité de transport. En Grande-Bretagne la séparation du transport est également patrimoniale.

B » La DG « concurrence » a souligné l'importance des pratiques discriminatoires

En juin 2005, la DG « concurrence » a lancé une enquête sur les conditions de la concurrence sur les marchés du gaz et de

l'électricité en Europe afin d'identifier les barrières au développement de la concurrence. Elle a aussi pour but d'aboutir à des propositions législatives et/ou réglementaires et, si besoin est, à des procédures à l'encontre des sociétés qui auraient enfreint les règles de concurrence.

Un rapport préliminaire a été publié le 16 février 2006. Il fait l'objet d'une consultation publique avant publication du rapport définitif à l'automne 2006.

Dans son rapport préliminaire, la DG « concurrence » constate d'abord que l'ouverture des marchés n'a pas mis fin à la concentration des marchés nationaux, les opérateurs historiques conservant de larges parts de marchés à la production, à l'importation et à la vente.

Le rapport relève ensuite que les contrats de long terme *Take-or-Pay* sont très flexibles. Les principaux fournisseurs de gaz recourent peu aux marchés *spot*. La flexibilité des contrats *Take-or-Pay* est donc un frein au développement des marchés *spot*.

En Europe continentale, l'évolution du prix des contrats *Take-or-Pay* n'est pas directement liée à l'équilibre de l'offre et de la demande car le prix du gaz reste lié principalement à celui des produits pétroliers.

Les capacités des réseaux de transit sont réservées par les opérateurs historiques sur le long terme : il n'existe que très peu de capacités non réservées et les contrats peuvent être renouvelés à leur échéance. Sur ces réseaux, malgré des capacités inutilisées, les marchés secondaires et les systèmes de redistribution automatique des capacités non utilisées (*Use-It-Or-Lose-It*) sont peu développés et les refus d'accès sont nombreux.

Les règles de séparation juridique et managériale entre les activités de transport et de fournitures prévues par la directive gaz ne sont pas encore uniformément mises en place : le rapport relève que dans de nombreux cas la branche transport des entreprises intégrées favorise la branche fourniture. Le manque de transparence concernant l'utilisation des infrastructures renforce la discrimination entre fournisseurs historiques et nouveaux entrants.

Tableau 2 : Séparation (*unbundling*) des activités de transport du gaz dans les principaux pays européens

	Allemagne	Autriche	Belgique	Espagne	France	Italie	Pays-Bas	Royaume-Uni
Séparation des sièges sociaux	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	oui
Rapports d'activité distincts	non	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Séparation comptable	oui	non	oui	non	oui	oui	oui	oui
Audit de comptes séparés	oui	non	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Publication de comptes séparés	non	non	oui	oui	oui	non	oui	oui
Réunion indépendante des Conseils d'Administration	oui	oui	non	non	oui	oui	n.d	oui

Source : ERGEG

Encadré 4 : La décision du Bundeskartellamt sur les contrats de livraison de long terme d'E.ON Ruhrgas aux distributeurs allemands

Le Bundeskartellamt (Office allemand fédéral des cartels) a rendu public le 13 janvier 2006 une décision contenant notamment les interdictions suivantes qui courent jusqu'au 30 septembre 2010 :

- les contrats existants de livraison de gaz de long terme de E.ON Ruhrgas avec des distributeurs locaux contreviennent, par leur combinaison, aux articles 81 (ententes) et 82 CE (abus de position dominante) et à l'article 1 de la loi allemande contre les restrictions à la concurrence ;
- E.ON Ruhrgas est contraint de suspendre l'exécution de ces accords existants au plus tard le 30 septembre 2006 ;
- il est également interdit à E.ON Ruhrgas, avec effet immédiat, de conclure de nouveaux contrats de livraison de gaz avec des sociétés gazières locales et régionales connectées à son réseau de transport en Allemagne et représentant une consommation totale annuelle de plus de 200 GWh :
 - s'ils sont conclus pour une durée de plus de 4 ans lorsqu'ils couvrent entre 50 % et 80 % des besoins effectifs de l'acheteur ;
 - s'ils sont conclus pour une durée de plus de 2 ans lorsqu'ils couvrent plus de 80 % des besoins effectifs de l'acheteur.

Le 1^{er} février 2006, E.ON Ruhrgas a déposé une plainte (recours en procédure accélérée) auprès du tribunal civil de Düsseldorf contre la décision de l'office des cartels. Le 26 avril 2006, le tribunal civil de Düsseldorf, lors d'une première audition, a avalisé le point de vue de l'office des cartels. Depuis lors, la décision finale du tribunal n'a pas encore été prise.

La DG « concurrence » distingue trois priorités au regard du droit de la concurrence : la concentration des marchés (la DG « concurrence » pourrait revoir sa politique relative aux fusions des entreprises), la fermeture à la concurrence par des contrats long terme aval (Encadré 4), l'accès aux capacités de transit et de stockage. En ce qui concerne les mesures réglementaires qui pourraient être mises en place, la DG « concurrence » les justifie par l'insuffisance de la transparence, les clauses de renouvellement des contrats de réservation de capacités et l'absence de réglementation dans certains domaines, en particulier sur les réseaux internationaux. Enfin, le rapport a identifié des conflits d'intérêt qui ne pourraient être résolus que par des changements structurels de l'industrie : un « *unbundling* structurel total », c'est-à-dire une séparation effective des activités régulées et non régulées.

2 L'activité des régulateurs européens

A » L'« initiative régionale » se met en place

En novembre 2005, ERGEG a publié un document de consultation intitulé « feuille de route pour un marché concurrentiel du gaz en Europe » (*Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe*). Ce document est une nouvelle analyse des raisons de la faiblesse de la concurrence en matière gazière en Europe continentale.

Ce rapport, qui a reçu au début de l'année 2006 un accueil favorable de la plupart des intervenants sur le marché gazier, a relevé l'absence d'intégration régionale comme le principal problème à la réalisation du marché intérieur du gaz.

Quatre régions ont été identifiées : Nord-Ouest, Nord, Sud et Sud-Sud Est. Le Nord de la France est inclus dans la région nord-ouest qui comprend, en outre, les Pays-Bas, la Belgique et la Grande-Bretagne. Le Sud de la France est inclus dans la région Sud qui comprend, en outre, l'Espagne et le Portugal.

Pour chaque région, les régulateurs prendront ou proposeront des mesures destinées à accroître la concurrence et la liquidité de ces marchés. Les acteurs sur ces marchés régionaux, la Commission européenne ainsi que les États membres seront associés à ce processus.

B » Mesurer l'application des « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages »

La CRE et le régulateur italien (AEEG) avaient finalisé en mars 2005 un document définissant les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » en Europe (*Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators* ou *GGPSSO*).

Ces règles ont été acceptées par les parties prenantes, y compris l'association *Gas Storage Europe* (GSE) qui représente les opérateurs de stockage. Elles portent sur les offres de stockage, l'allocation des capacités, les mesures de confidentialité, la transparence opérationnelle et commerciale des activités de stockage, les tarifs et les marchés secondaires. La plupart de ces règles devait être mise en place au 1^{er} avril 2005.

L'ERGEG a publié, en décembre 2005, un rapport établi par la CRE et l'AEEG faisant un premier point sur l'application de ces règles, après une large consultation des parties prenantes. Ce document conclut à une application insuffisante des règles, en particulier en ce qui concerne la transparence et la mise en place de marchés secondaires. ERGEG a décidé de confier à la CRE et à l'AEEG la réalisation d'un deuxième rapport afin d'évaluer les progrès réalisés par les opérateurs de stockage depuis la publication du premier rapport.

Une version préliminaire du deuxième rapport a été présentée au Forum de Madrid des 18 et 19 mai 2006. Elle estime que, si des progrès ont été réalisés par les opérateurs de stockages, l'application de ces règles reste encore insuffisante dans des domaines importants tels que la transparence, la confidentialité, la mise en place de mesures pour remédier aux congestions et de celles facilitant les marchés secondaires.

Un rapport final est prévu à l'automne. Il tiendra compte des commentaires des parties prenantes et comprendra un avis à la Commission européenne.

C » Les autres activités se poursuivent

ERGEG poursuit les travaux portant sur un code de bonne pratique concernant l'équilibrage, sur l'application des règles de transparence ainsi que sur celles concernant l'offre de capacités de transport prévues par le règlement gaz qui doit s'appliquer au 1^{er} juillet 2006 et sur les conséquences du développement des importations de GNL sur le marché gazier européen. Ces travaux seront conduits de façon à créer des synergies avec ceux concernant l'« initiative régionale ».

2_ L'ouverture du marché français du gaz

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les consommateurs finals non résidentiels de gaz naturel peuvent choisir leur fournisseur de gaz. 70 % du marché national a été ouvert à la concurrence, représentant 675 000 sites, soit une consommation annuelle de 380 TWh.

Pour faciliter le développement de la concurrence dans le sud, un programme de cession temporaire de gaz naturel (*gas release*) dans les zones sud et sud-ouest a été mis en place par Gaz de France et Total au 1^{er} janvier 2005. Un an après, un bilan permet de mesurer un premier impact du démarrage de ce programme dans les deux zones concernées : deux fournisseurs étrangers ont ainsi pu commencer à livrer du gaz à des clients finals ; environ 40 % des enlèvements annuels maximaux du programme ont été enlevés en 2005.

En matière de transparence et de dissociation comptable, la loi du 9 août 2004 impose aux opérateurs de tenir, à compter du 1^{er} juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles.

De la même manière que pour la séparation des activités régulées, la loi prévoit que les principes de séparation comptable

proposés par les opérateurs en matière de dissociation de la fourniture sont approuvés par la CRE après avis du Conseil de la concurrence.

1 » Le marché de détail

A » Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs

Les sites raccordés aux réseaux de distribution représentent la quasi-totalité des sites éligibles.

Les sites raccordés aux réseaux de transport de gaz naturel sont tous éligibles. Ils représentent moins de 1 % du nombre de sites éligibles, mais près de la moitié de la consommation d'énergie ouverte à la concurrence (Figure 15).

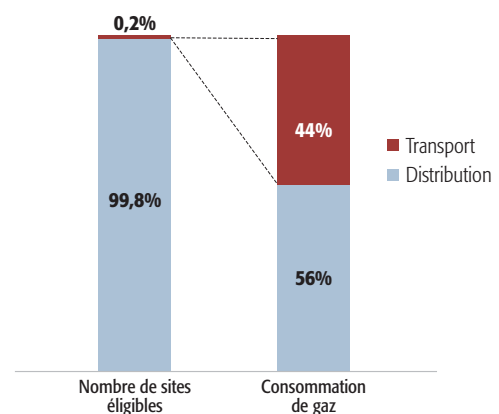
B » L'exercice de l'éligibilité se poursuit

a_ Du 1^{er} juillet 2005 au 31 mars 2006

Depuis juillet 2005, le rythme de l'exercice de l'éligibilité s'est accéléré, passant de 2 500 à 4 500 exercices par mois : l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché de masse du gaz naturel et l'activité du fournisseur historique Gaz de France sur le marché libre expliquent, pour une large part, cette évolution. La figure 16 présente le cumul des sites ayant exercé leur éligibilité : l'essentiel des sites sont raccordés aux réseaux de distribution.

Jusqu'au début de l'année 2005, aucun des nouveaux fournisseurs n'avait de politique d'offre à la clientèle de masse. Depuis, l'apparition de fournisseurs ciblant la clientèle professionnelle raccordée aux réseaux de distribution, a engendré une croissance notable du nombre de clients qui ont exercé leur éligibilité. Cependant, l'évolution récente des tarifs réglementés, qui ne répercutent pas l'intégralité des coûts d'approvisionnement, rend difficile la concurrence pour ces nouveaux entrants.

» Figure 15 : Segments de la clientèle et leurs poids respectifs



Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

Au 1^{er} avril 2006, 9 % des sites éligibles, soit 63 900 sites, achètent leur gaz à des prix de marché.

Parmi eux, 18 400 sites sont alimentés par les nouveaux entrants. La consommation annuelle correspondante représente environ 10 % du volume ouvert à la concurrence à cette date.

45 500 sites ont signé des contrats à prix de marché avec leurs fournisseurs historiques.

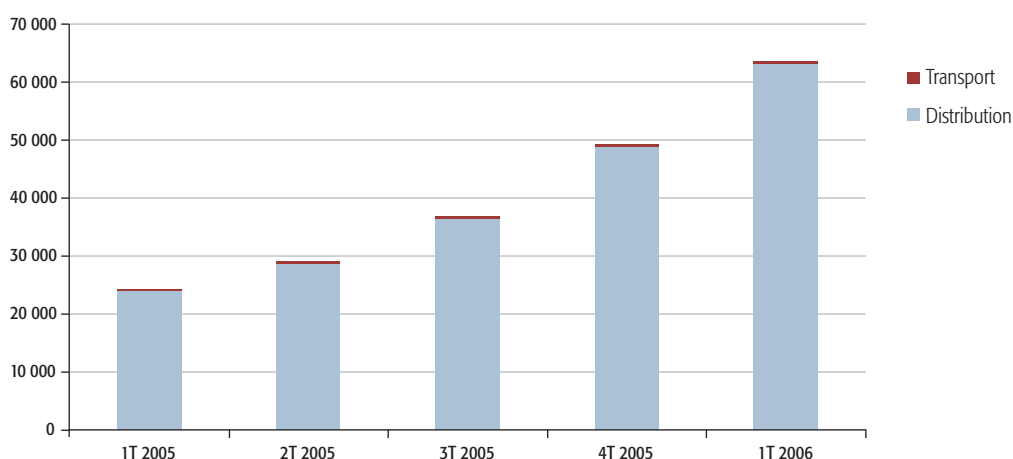
Le nombre de fournisseurs actifs sur le marché, c'est-à-dire ayant au moins un client final dans leur portefeuille, est passé de 10 au 1^{er} janvier 2005 à 14 au 1^{er} janvier 2006.

b_ L'éligibilité par segment de clientèle

La figure 17 présente les taux d'exercice de l'éligibilité⁽⁴⁾ au 1^{er} avril 2006 sur les réseaux de transport et de distribution.

Les taux d'exercice de l'éligibilité sont plus importants pour les sites du transport, ouverts à la concurrence depuis plus longtemps et représentant des consommations unitaires plus fortes. Au 1^{er} avril 2006, 53 % des sites raccordés aux réseaux de transport et 9 % des sites raccordés aux réseaux de distribution ont exercé leur éligibilité.

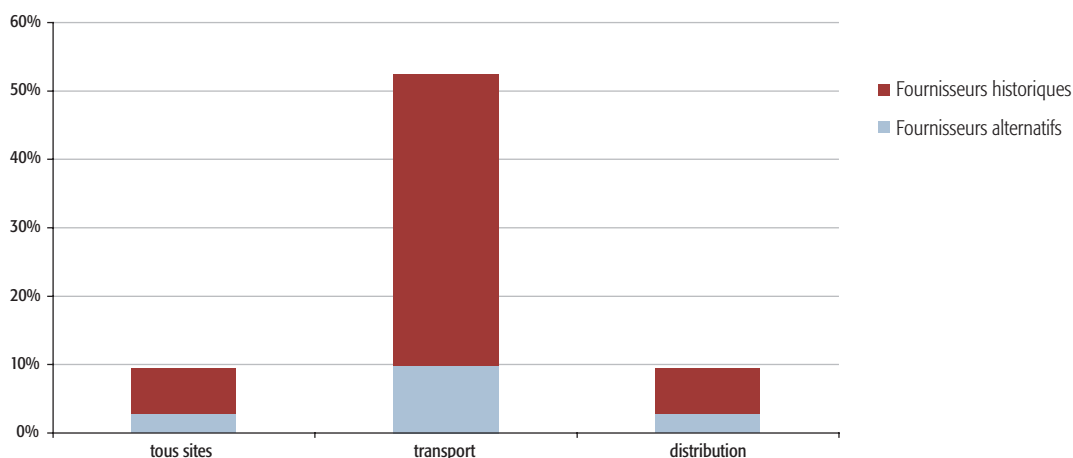
› Figure 16 : Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité



(Sur ce graphique sont représentées les valeurs en fin de mois).

Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

› Figure 17 : Taux d'exercice de l'éligibilité



NB : fournisseurs historiques : Gaz de France, TEGAZ et les ELD.

Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

(4) Le taux d'exercice de l'éligibilité est égal à la quantité d'énergie consommée par les sites ayant exercé leur éligibilité divisée par la quantité d'énergie consommée par l'ensemble des sites éligibles dans la zone d'équilibrage concernée.

c » La présence des fournisseurs sur le marché

a_ Soixante-cinq autorisations de fourniture délivrées

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que tout fournisseur désirant fournir du gaz en France doit être titulaire d'une autorisation de fourniture délivrée par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie.

Au 1^{er} avril 2006, 65 fournisseurs avaient obtenu une autorisation de fourniture, dont les 23 entreprises locales de distribution de gaz naturel, avec une autorisation limitée à leur territoire (Tableau 3).

Neuf fournisseurs n'ont demandé une autorisation que pour alimenter d'autres fournisseurs. Leurs ventes s'effectuent aux points d'échange de gaz (PEG).

Tableau 3 : Autorisation de fourniture de gaz naturel

Autorisation de fourniture	Au 1 ^{er} janvier 2005	Au 1 ^{er} avril 2006
À d'autres fournisseurs	12	33
Aux clients professionnels	12	29
Aux clients MIG *	5	11
Total	16	42
Entreprise locale de distribution	22	23

* Clients dits de « Mission d'Intérêt Général ».

Source : ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

b_ Les parts de marché des fournisseurs

La figure 18 présente les parts de marché des fournisseurs au 1^{er} avril 2006, calculées à partir des estimations de quantités d'énergie annuelles de référence consommées par leurs clients.

En volume de gaz consommé, la pénétration des fournisseurs alternatifs reste faible dans les zones Sud et Ouest (Tableau 4). L'éloignement des points d'entrées physiques du gaz naturel des nouveaux entrants s'avère être un frein au développement de la concurrence dans ces zones (cf. page 34). Le programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) dans le sud de la France mis en place au 1^{er} janvier 2005 offre aux nouveaux entrants une solution d'approvisionnement.

Tableau 4 : Fournisseurs alternatifs actifs par zone d'équilibrage

	Nombre de fournisseurs alternatifs actifs
Zone Nord	
- Nord H	8
- Nord B	4
Zone Ouest	4
Zone Est	7
Zone Sud	6
Zone TIGF	5

Source : CRE d'après les données des GRT et GRD

2 » Le marché de gros

A » Les nouveaux fournisseurs prennent une part croissante dans les importations

Le marché français du gaz est encore largement dominé par Gaz de France dont l'essentiel des approvisionnements repose sur des contrats à long terme, signés avec les sociétés nationales des pays producteurs.

Pour les nouveaux fournisseurs qui ne disposent pas de contrats à long terme dans d'autres pays européens ou de ressources propres, le seul marché de gros de gaz traitant des volumes significatifs est le *NBP*, en Grande Bretagne. Ces fournisseurs peuvent également avoir accès, pour des volumes plus faibles, au marché de gros de Zeebrugge en Belgique ; cependant, ce marché ne propose pas une palette d'outils financiers de flexibilité et d'optimisation assez développée pour la plaque de l'Europe de l'Ouest.

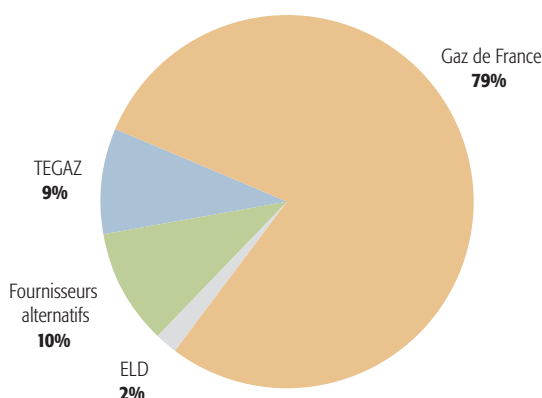
Le tableau 5 donne les importations, mesurées au cours de douze mois du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006.

Tableau 5 : Bilan des enlèvements de gaz en France du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006

(Quantités en TWh)	Tous fournisseurs	Fournisseurs hors Gaz de France	
gaz H			
Taisnières H	121	24	19 %
Dunkerque	182	26	14 %
Fos (terminal)	59	0,4	1 %
Montoir (terminal)	84	-	-
Obergailbach	112	11	10 %
Oltingue	2	2	-
Trois Fontaines (gisement)	ε	-	-
Lacq (gisement)	12	-	-
gaz B	ε		
Taisnières B	68	0,5	1 %
Avion (gaz de mines)		-	-
enlèvements hors stockages	640	64	10 %

Source : CRE d'après les données des GRT

Figure 18 : Répartition de la consommation des clients éligibles au 1^{er} avril 2006



Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

B » L'activité aux points d'échange de gaz (PEG) se développe

Des échanges s'effectuent entre fournisseurs, en France, aux PEG. Les PEG ont été mis en place au début de l'année 2004 par Gaz de France et par TIGF. Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

D'avril 2005 à mars 2006, 53 000 GWh de gaz ont été échangés aux PEG représentant 11 600 transactions. La figure 19 montre l'évolution du nombre de transactions et des quantités échangées sur l'ensemble des PEG à fin mars 2006.

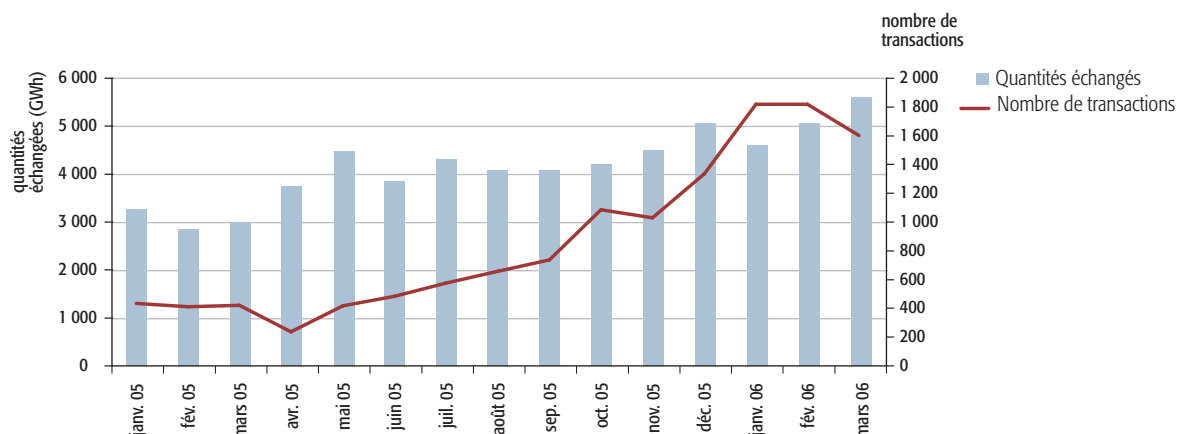
Parmi ces échanges aux PEG, ne figure pas le gaz acheté par Gaz de France Réseau Transport pour ses besoins de fonctionnement, et livré aux PEG.

Gaz de France Réseau Transport a lancé une consultation, portant sur la livraison pendant un an d'un peu plus de 2 TWh en bandeau, répartis sur les 4 zones d'équilibrage. Onze fournisseurs ont souhaité participer aux consultations et ont été destinataires de l'appel d'offres. L'ensemble des lots ont été attribués à Distrigaz et à Gas Natural Commercialisation.

Les besoins non couverts par cette consultation annuelle font l'objet de nouvelles consultations depuis le mois d'avril 2006. Les quantités correspondantes sont de l'ordre de 70 GWh par mois répartis sur les 4 zones.

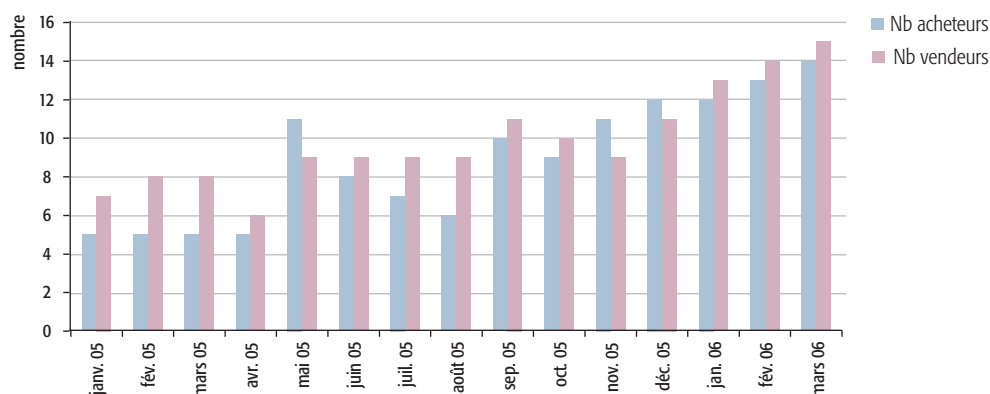
La figure 20 présente le nombre d'acheteurs et de vendeurs présents sur l'ensemble des PEG (hors livraisons à Gaz de France Réseau Transport).

» Figure 19 : Évolution des échanges aux points d'échange de gaz



Source : CRE d'après les données des GRT

» Figure 20 : Présence des acteurs sur les PEG



Source : CRE d'après les données des GRT

C » Les premiers effets des programmes de mise à disposition temporaire de gaz dans le sud de la France

Une absence de concurrence sur le marché du gaz dans le sud de la France a été observée après l'ouverture aux grands industriels en 2003. Elle s'explique par l'éloignement des points d'entrée physiques, exclusivement situés au nord, du gaz naturel des nouveaux entrants. L'accès *via* les terminaux méthaniens n'est en effet pas adapté pour les nouveaux entrants, dont les soutirages mensuels sont nettement inférieurs au volume d'une cargaison *spot*.

La CRE a demandé à Gaz de France et à Total (à travers sa filiale GSO) de mettre en œuvre des programmes de mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) à compter du 1^{er} janvier 2005.

a_ Le contenu des programmes

La délibération de la CRE du 15 avril 2004 prévoit que :

- Gaz de France met à disposition 15 TWh par an pendant trois ans (soit 45 TWh) au point d'échange Sud, dont au moins 6 TWh par an par vente aux enchères, ce qui représente environ 15 % des quantités de gaz vendues dans cette zone aux clients éligibles ;
- Total met à disposition 1,1 TWh par an pendant trois ans (soit 3,3 TWh) au point d'échange Sud-Ouest par vente aux enchères.

À la demande de la CRE, les conditions des ventes aux enchères ont été transparentes et non discriminatoires.

b_ Le résultat des enchères

Toutes les quantités offertes ont été vendues. Seize sociétés ont participé aux enchères organisées par Gaz de France. Les douze lots mis en vente, représentant 6 TWh, ont été attribués à Distrigaz, Gas Natural et Total. Par ailleurs, Gaz de France a vendu 9 TWh de gré à gré à BP, Distrigaz, Gas Natural et EDF.

Huit sociétés ont participé aux enchères organisées par Total. Seuls cinq des dix lots mis en vente, représentant 0,55 TWh, ont été acquis par EDF et Iberdrola au prix de réserve fixé par Total. Le reste des quantités prévues, soit 0,55 TWh, a été vendu par Total à Distrigaz de gré à gré.

Les adjudicataires des lots ont la possibilité d'adapter la montée en régime de leurs enlèvements à leurs besoins.

Les livraisons de gaz ont commencé le 1^{er} janvier 2005. Les enlèvements au cours de l'année 2005 représentent environ 40 % des enlèvements annuels maximaux possibles, compte tenu du démarrage progressif des contrats (Figure 21).

Un an après son lancement, le programme de *gas release* a donc permis à 3 fournisseurs étrangers de concurrencer sur le marché des clients finals les opérateurs historiques dans le sud de la France. Cette concurrence reste toutefois encore trop limitée.

III – La CRE : régulateur du marché français du gaz

1_ L'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que les décisions sur les tarifs de vente réglementés du gaz sont prises conjointement par les ministres de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE.

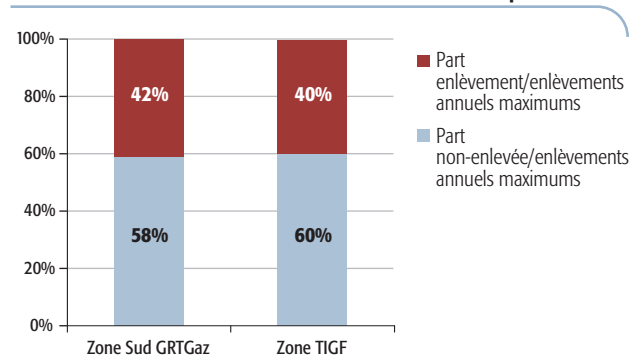
Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel concernent deux clientèles différentes :

- les consommateurs domestiques qui, n'étant pas éligibles, constituent un marché captif ;
- les consommateurs professionnels n'ayant pas exercé leur éligibilité. Pour ces clients, les tarifs réglementés sont en concurrence avec les offres commerciales des fournisseurs et constituent la référence par rapport à laquelle se fait le choix d'exercer ou non l'éligibilité.

Les fournisseurs de gaz naturel ayant des tarifs réglementés sont Gaz de France et 22 entreprises locales de distribution (ELD) dont les plus importants sont Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, Gaz Électricité de Grenoble, Vialis.

Les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz naturel au cours de l'année 2005 ont été marquées par le niveau élevé des produits pétroliers, sur lesquels les tarifs de vente de gaz naturel sont indexés.

» Figure 21 : Enlèvements constatés au cours de l'année 2005 par rapport aux enlèvements annuels maximum possibles



Source : CRE d'après les données des GRT

1 › La CRE a audité les coûts d'approvisionnement en gaz de Gaz de France et leur adéquation à la formule d'évolution des tarifs de vente en distribution publique

Les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont calculées selon une formule spécifique à chaque fournisseur, comprenant, d'une part, ses coûts d'approvisionnement en gaz et, d'autre part, ses coûts propres.

La formule reflétant l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz dépend du portefeuille d'approvisionnement de chaque fournisseur. Pour Gaz de France, cette formule est indexée sur les prix du fioul lourd, du fioul domestique et du taux de change euro/dollar.

Début 2006, la CRE a procédé à un audit des coûts d'approvisionnement en gaz de Gaz de France et de leur adéquation à la formule utilisée pour réviser périodiquement les tarifs réglementés de vente de distribution publique. La CRE a rendu ses conclusions dans sa communication du 28 février 2006.

L'audit des coûts d'approvisionnement a montré que :

- les coûts d'approvisionnement issus des contrats à long terme liant Gaz de France à ses principaux fournisseurs sont indexés sur des produits pétroliers ;
- pour les années 2003, 2004 et 2005, le montant résultant de la formule, pour l'ensemble de la période, est supérieur de 240 M€ aux coûts d'approvisionnement constatés, sur un total d'environ 10 Md€.

Il conviendra de procéder périodiquement à de nouveaux audits pour juger de l'opportunité de réviser les termes de la partie de la formule concernant les coûts d'approvisionnement en gaz.

S'agissant des coûts propres, dont la réévaluation est prévue annuellement par le contrat de service public entre l'État et Gaz de France, la CRE a demandé, dans sa délibération du 16 juin 2005, que Gaz de France lui en présente une comptabilité analytique. Gaz de France n'a pas présenté cette comptabilité et ses principes à la CRE en temps utile. Cela n'a pas permis à la CRE de tenir compte de l'évolution des coûts propres dans son avis relatif au mouvement tarifaire du 1^{er} mai 2006.

2 › L'évolution des tarifs de vente en distribution publique de Gaz de France ne reflète pas l'évolution des coûts d'approvisionnement

L'arrêté du 16 juin 2005 relatif aux prix de vente du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de distribution a modifié le cadre réglementaire relatif aux tarifs en distribution publique. Dans son avis du 16 juin 2005, la CRE a donné un avis favorable à cet arrêté qui fixe, jusqu'à la fin de l'année 2007, les modalités d'évolution des tarifs de vente de gaz combustible en distribution publique.

L'objectif principal de l'arrêté était d'apporter de la visibilité et de la sécurité sur les évolutions de ces tarifs et de garantir une bonne mise en œuvre de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, qui dispose que « les tarifs de vente du gaz naturel aux clients

Encadré 5 : Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel s'appliquent aux clients domestiques et aux clients professionnels qui n'ont pas exercé leur éligibilité. Ces tarifs intègrent :

- le coût de la fourniture du gaz ;
- le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (le cas échéant) ;
- le coût de la modulation (utilisation des stockages pour répondre à la saisonnalité des consommations) ;
- les frais de commercialisation ;
- la marge usuelle pour ce type d'activité.

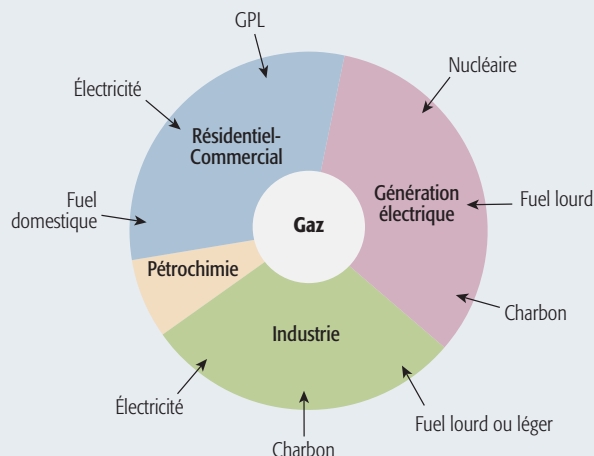
Il existe deux types de tarifs réglementés :

- Les tarifs à souscription : ils s'appliquent aux consommateurs de gaz directement raccordés au réseau de transport de gaz et aux clients raccordés à un réseau de distribution qui consomment plus de 4 GWh par an. Ces clients sont tous éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004, dans le cadre de l'ouverture totale du marché aux professionnels.
- Les tarifs en distribution publique : ils concernent l'ensemble des clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an.

Pour Gaz de France, outre de nombreux tarifs mis en extinction, la grille tarifaire comprend les tarifs Base, B0, B1, B2I, B2S et TEL (par ordre croissant de consommation), complétés par diverses options et variantes correspondant à des situations particulières.

Encadré 6 : L'indexation des prix d'importation du gaz naturel sur les produits pétroliers

Le gaz naturel, substituable dans tous ses usages, est en concurrence avec d'autres sources d'énergie.



Pour développer sa consommation en Europe, producteurs et importateurs de gaz ont indexé le prix du gaz sur celui des énergies concurrentes, dont la principale est le pétrole. Historiquement, ce fut déjà le cas pour les premiers contrats d'importation de gaz signé par la France avec l'Algérie en 1964 et avec les Pays-Bas en 1967.

Les contrats d'importation de gaz naturel sont des contrats sur 20 à 25 ans, dans lesquels l'importateur endosse le risque volume, en prenant l'engagement de payer également les volumes non utilisés, tandis que le producteur endosse le risque prix, par une formule de type :

$$\text{Prix (gaz)} = P_0 + a \cdot \text{Prix (Fioul léger)} + b \cdot \text{Prix (Fioul lourd)} + c \cdot \text{taux de change (\$/Euro)}$$

Pour les parties contractantes, ce type de contrat présente les avantages suivants :

- le gaz reste toujours compétitif pour l'importateur ;
- les débouchés pour le producteur sont toujours assurés ;
- ces contrats de longue durée garantissent le financement des infrastructures gazières avec un faible risque.

Ces contrats de long terme assurent la majorité des approvisionnements de l'Europe continentale.

non éligibles sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients éligibles ».

Pour Gaz de France, le cadre fixé par l'arrêté du 16 juin 2005 n'a pas été respecté. Il a été substantiellement modifié à l'occasion des mouvements prévus au 1^{er} novembre 2005, au 1^{er} janvier 2006 et au 1^{er} avril 2006.

- Lors du mouvement au 1^{er} novembre 2005 des tarifs en distribution publique de Gaz de France, l'opérateur a mis en place des mesures commerciales à destination des clients domestiques utilisant le gaz pour le chauffage, afin de compenser en partie l'augmentation tarifaire déposée par Gaz de France.

Dans son avis du 27 octobre 2005, la CRE a rappelé que, les tarifs réglementés de vente de gaz aux clients non éligibles étant d'ordre public, les fournisseurs de gaz naturel ne sauraient, sans méconnaître la loi, facturer ou faire payer à ces clients une somme différente de celle résultant de la stricte application des tarifs arrêtés conformément à la loi.

- Le mouvement initialement prévu le 1^{er} janvier 2006 a été supprimé pour Gaz de France, par arrêté du 29 décembre 2005. La CRE a rendu le 23 décembre 2005 un avis défavorable sur cet arrêté car sa mise en œuvre conduisait à annuler les engagements de visibilité pris 6 mois plus tôt. Dans cet avis, elle a rappelé que le non-respect des échéances des mouvements tarifaires, et de leur ampleur, a non seulement des

Encadré 7 : Les avis de la CRE sur les évolutions des tarifs de gaz en distribution publique de Gaz de France depuis juin 2005

Saisine	Contenu de la saisine	Avis de la CRE
Arrêté du 16 juin 2005	Modalités d'évolution des tarifs jusqu'au 21/12/2007 : - visibilité - reflet des coûts - rattrapage du mouvement de novembre 2004	Favorable
Mouvement au 1 ^{er} juillet 2005	Application arrêté du 16/06/2005 : + 0,1241 c€/kWh	Favorable
Mouvement au 1 ^{er} septembre 2005	Application arrêté du 16/06/2005 : + 0,09 c€/kWh	Favorable
Mouvement au 1 ^{er} novembre 2005	Application arrêté du 16/06/2005 : + 0,445 c€/kWh Mais mesures commerciales pour les clients domestiques chauffage	Barème : favorable Mesures commerciales : défavorable
Arrêté du 29 décembre 2005	Pour Gaz de France : - suppression du mouvement prévu au 1 ^{er} janvier 2006 (couverture du niveau des coûts depuis novembre 2004) - suppression des rattrapages en masse prévus au 1 ^{er} avril 2006	Défavorable
Arrêté du 28 avril 2006	Pour Gaz de France : - hausse des tarifs de 0,21 c€/kWh - suppression de la fréquence trimestrielle d'évolution des tarifs	Défavorable

conséquences sur l'opérateur concerné, mais également sur la concurrence. Ce non-respect :

- freine l'ouverture des marchés à la concurrence en renforçant les clients éligibles dans leur sentiment que les tarifs réglementés protègent des hausses de prix ;
- génère des manques à gagner, voire des pertes, pour les fournisseurs de gaz alternatifs ayant conclu des contrats comportant des clauses d'indexation de leurs prix de vente sur les tarifs réglementés ;
- distord la concurrence en poussant les consommateurs domestiques vers une énergie dont le tarif ne reflète pas totalement les coûts.

- Le mouvement initialement prévu au 1^{er} avril 2006 par l'arrêté du 16 juin 2005 a été reporté au 1^{er} mai par l'arrêté du 28 avril 2006, qui a fixé la hausse à 0,21 c€/kWh. La CRE a rendu un avis défavorable sur cette hausse. Elle considère qu'elle ne répercute pas intégralement l'évolution des coûts d'approvisionnement de Gaz de France. Pour prendre en compte cette évolution, la hausse devrait être de

0,233 c€/kWh, soit une augmentation moyenne de la facture client de 6,2 % (5,6 % pour les particuliers se chauffant au gaz – tarif B1). Le calcul de cette augmentation correspond à la somme de la hausse des coûts d'approvisionnement de 0,193 c€/kWh entre le 1^{er} novembre 2005 et le 1^{er} mai 2006 et du rattrapage de 0,04 c€/kWh résultant de la répercussion incomplète des coûts d'approvisionnement lors du mouvement de novembre 2004 (Figure 22).

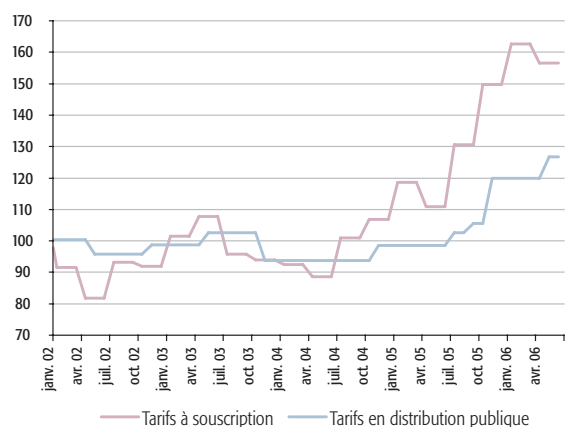
La CRE souligne également que l'arrêté modifie le système d'évolution des tarifs de Gaz de France établie par l'arrêté du 16 juin 2005, avant même sa mise en œuvre. Elle considère que l'arrêté diminue la transparence et la visibilité du dispositif pour les fournisseurs et les clients et que cette instabilité du cadre réglementaire nuit au bon fonctionnement du marché.

Afin d'éviter toute distorsion de concurrence sur le marché des clients professionnels et dans la perspective de l'ouverture du marché des clients résidentiels, la CRE rappelle la nécessité de réviser la structure des tarifs en vigueur avant le 1^{er} juillet 2007, pour refléter la vérité des coûts.

Encadré 8 : Évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de Gaz de France en euros courants

	Tarifs en distribution publique (évolution moyenne en pourcentage)	Tarifs à souscription (évolution en pourcentage pour un client moyen au tarif STS)
Janvier 2002		- 8,9 %
Avril 2005		- 10,6 %
Mai 2002	- 4,5 %	
Juillet 2002		+ 14 %
Octobre 2002		- 1,4 %
Novembre 2002	+ 3 %	
Janvier 2003		+ 10,5 %
Avril 2003		+ 6,1 %
Mai 2003	+ 4 %	
Juillet 2003		- 11,1 %
Octobre 2003		- 2 %
Novembre 2003	- 8,8 %	
Janvier 2004		- 1,6 %
Avril 2004		- 4,1 %
Mai 2004	Pas de mouvement	
Juillet 2004		+ 13,9 %
Octobre 2004		+ 6 %
Novembre 2004	+ 5,2 %	
Janvier 2005		+ 11 %
Avril 2005		- 6,5 %
Juillet 2005	+ 4,1 %	+ 17,8 %
Septembre 2005	+ 2,9 %	
Octobre 2005		+ 14,7 %
Novembre 2005	+ 13,7 %	
Janvier 2006	Pas de mouvement	+ 8,6 %
Avril 2006	Pas de mouvement	- 3,7 %
Mai 2006	+ 5,8 %	

Source : CRE

Figure 22 : Évolution moyenne en pourcentage des tarifs réglementés de Gaz de France (base 100 : décembre 2001)

Source : CRE

3 Les évolutions tarifaires des entreprises locales de distribution

L'arrêté du 16 juin 2005 n'a pas été modifié pour les entreprises locales de distribution (ELD). Dans son avis du 16 juin 2005, la CRE a rendu un avis favorable sur les dispositions concernant les ELD contenues dans l'arrêté du 16 juin 2005 relatif aux prix de vente du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de distribution.

Ces dispositions introduisent des changements favorables au bon fonctionnement du marché du gaz. Elles clarifient les modalités d'évolution des tarifs de vente de ces distributeurs. Elles permettent d'assurer la couverture des coûts spécifiques de ces distributeurs.

Sur les mouvements envisagés par 14 ELD sur les tarifs du gaz en distribution publique au 1^{er} avril 2006, la CRE a rendu deux avis défavorables, la hausse demandée ne reflétant pas celle des coûts d'approvisionnement des entreprises.

4 Les tarifs de vente à souscription

Au 1^{er} janvier 2005, le dénouement des contrats historiques et des participations croisées qui liaient Total et Gaz de France au travers de leurs sociétés communes de fourniture de gaz en France, Gaz du Sud-Ouest (GSO) et la Compagnie Française du Méthane (CFM), a conduit à :

- la disparition de CFM, absorbée par Gaz de France ;
- la création de Total Énergie Gaz (Tegaz), filiale de Total pour la commercialisation de gaz naturel en France, qui a repris le portefeuille de clients de GSO ;
- la répartition entre ces deux entreprises du portefeuille de clients de CFM.

Conformément à la demande exprimée par la CRE dans son avis sur le mouvement des tarifs à souscription au 1^{er} janvier 2005, cette nouvelle organisation du secteur a été réalisée sans complexité accrue des tarifs. À partir du mouvement au 1^{er} octobre 2005, les tarifs de CFM ont été repris par Gaz de France et Tegaz dans leurs barèmes respectifs, de façon neutre pour les clients concernés. En revanche, les coûts des deux opérateurs variant de façon spécifique, les tarifs évoluent différemment selon qu'ils relèvent désormais de Gaz de France ou de Tegaz.

Au cours de l'année 2005, Tegaz a réalisé, à la demande de la CRE, un travail d'analyse de ses coûts d'approvisionnement ainsi que du niveau de coûts et de recettes de chacun de ses tarifs réglementés. Ceci a conduit la CRE à émettre un avis favorable, à l'occasion du mouvement au 1^{er} janvier 2006, concernant :

- la mise en place d'une nouvelle formule d'évolution des coûts d'approvisionnement de Tegaz, dont une des particula-

rités est de prendre en compte des approvisionnements indexés sur le prix du gaz à Zeebrugge et plus seulement sur le fioul lourd et le fioul domestique, comme c'est le cas pour Gaz de France ;

- un recalage en niveau et en structure de la gamme tarifaire se traduisant notamment par une revalorisation du tarif M, dont les clients sont les ELD raccordés au réseau de TIGF.

Outre Gaz de France et Tegaz, une dizaine d'ELD ont des tarifs réglementés de vente de gaz dits « à souscription ».

Quatre opérateurs ont déposé des propositions de barèmes pour application au 1^{er} avril 2006. Une proposition a reçu un avis défavorable de la CRE.

2_ Les tarifs et conditions d'utilisation des infrastructures régulées

L'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que les décisions sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE. Pour le transport et la distribution, le décret du 27 mai 2005 établit à 2 mois maximum le délai entre la proposition tarifaire de la CRE et l'approbation ou le refus du Gouvernement.

En matière de transparence et de non-discrimination, la CRE a communication de tous les contrats, protocoles et avenants signés par les opérateurs et les utilisateurs d'infrastructures. Elle vérifie que les conditions particulières ne dérogent pas aux conditions générales des contrats type, ce qui serait contraire aux principes de transparence et de non-discrimination.

L'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 impose aux opérateurs intégrés la tenue de comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport, de distribution, de stockage, d'exploitation des terminaux méthaniers et de l'ensemble des autres activités en dehors du secteur du gaz naturel. Cet article dispose notamment que : « La Commission de régulation de l'énergie approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités, qui sont proposés par les opérateurs concernés pour mettre en œuvre la séparation comptable [...]. Elle veille à ce que ces règles, périmètres et principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ».

À la suite du dénouement des participations croisées détenues par Gaz de France et Total dans le secteur du gaz naturel, qui a

pris effet au 1^{er} janvier 2005, l'activité de transport de gaz dans la zone d'équilibrage Sud-Ouest est désormais exercée par TIGF, filiale à 100 % du groupe Total. Cette structure a repris l'activité de développement et d'exploitation des sites de stockage du Sud-Ouest (Lussagnet et Izaute), auparavant exercée par Total Stockage Gaz France, autre filiale du groupe. En application de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003, ce nouvel opérateur, qui se substitue pour partie à GSO, précédent opérateur de transport sur la zone d'équilibrage Sud-Ouest, a proposé, en mars 2006, ses principes de séparation comptable pour ses activités de transport et de stockage de gaz naturel.

1 > Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport

A >> Retour d'expérience sur les tarifs en vigueur

La CRE a proposé le 27 octobre 2004 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs d'utilisation des réseaux de transport actuellement en vigueur. Publiés au Journal Officiel le 29 mai 2005, ils avaient été mis en œuvre par les opérateurs de transport, de leur propre initiative, à compter du 1^{er} janvier 2005.

Ces tarifs introduisent de nouvelles souplesses (création de marchés secondaires de capacités de transport et introduction de réservations quotidiennes de capacités).

Cette nouvelle proposition tarifaire, établie par la CRE après concertation avec les opérateurs de transport et après organisation d'une consultation publique, du 8 juillet au 6 septembre 2004, comprenait des améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz, avec notamment :

- une structure d'ensemble des tarifs simplifiée ;
- un accès au groupement de stockages « Centre », qui comprend notamment le stockage de Chémery, depuis les zones d'équilibrage Sud et Ouest de GRTgaz ;
- la création de deux nouveaux points d'interconnexion avec le réseau espagnol sur le réseau de TIGF, à Larrau, qui était auparavant exclusivement réservé pour les transits de gaz vers l'Espagne, et à Biriattou, où une nouvelle canalisation a été mise en service en 2005 ;
- la création de marchés secondaires de capacités de transport et l'introduction de la possibilité de réservations quotidiennes de capacités.

L'intérêt porté par les expéditeurs à ces nouvelles souplesses s'est confirmé tout au long de l'année 2005. Les souscriptions de ces nouveaux services ont été importantes (14,5 millions d'euros pour GRTgaz). Au-delà des besoins conjoncturels liés à un hiver froid et tardif début 2005, ces résultats traduisent le développement de l'activité des expéditeurs sur les réseaux français. En effet, au 1^{er} mai 2006, 21 expéditeurs sont actifs sur

le réseau de GRTgaz et 8 sur celui de TIGF. Au 1^{er} janvier 2005, il y avait en tout 10 expéditeurs actifs sur le réseau de transport.

Ces souplesses ont favorisé les arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement et les souscriptions quotidiennes ont permis aux expéditeurs, d'obtenir un surplus de capacité pendant les périodes froides de l'année.

Parallèlement, de nouvelles offres ou améliorations ont été mises en place par les gestionnaires de réseaux :

- un mécanisme de *Use-It-Or-Lose-It* de court terme. Il permet de remettre sur le marché, la veille pour le lendemain, des capacités souscrites mais non utilisées par les souscripteurs primaires, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes d'un point d'entrée ou de sortie ont été vendues. Les expéditeurs utilisent régulièrement ce mécanisme sur le réseau GRTgaz depuis le 12 décembre 2005. TIGF a prévu de lancer ce service au cours du 4^e trimestre 2006 ;
- une amélioration du service d'échange de capacité. Avant de notifier un refus d'accès pour manque de capacité à un expéditeur, GRTgaz recherche la capacité correspondante auprès des expéditeurs détenteurs des capacités correspondantes, de manière à conserver l'anonymat des demandeurs et offreurs ;
- un service de conversion de gaz B en gaz H dont le tarif sera déterminé par la CRE lors de la prochaine proposition tarifaire.

B » L'allocation de capacités

Les principes généraux d'allocation de capacités sur les réseaux de transport ont été définis par la CRE dans sa proposition tarifaire du 27 octobre 2004.

Ces principes devront être améliorés à l'occasion de la prochaine proposition tarifaire de la CRE, pour tenir compte :

- de la mise en place sur le réseau régional du système de souscriptions normalisées, qui prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport attribuent aux expéditeurs des capacités d'acheminement sur le réseau régional en fonction du portefeuille de clients que ceux-ci desservent sur les réseaux de distribution ;
- du bilan des demandes de capacités non satisfaites sur le réseau de GRTgaz.

Il y a eu, d'avril 2005 à avril 2006, 12 demandes de capacités non satisfaites sur le réseau de GRTgaz, concernant de faibles quantités. Bien que ces demandes n'aient pas entraîné de demandes de règlements de différends, elles mettent à jour les limites du système de capacités restituables.

Près de la moitié des demandes non satisfaites, faute de capacités disponibles, concernait des souscriptions annuelles de

capacité ferme, toutes les capacités restituables ayant été rendues. L'autre moitié concernait des souscriptions mensuelles de capacité ferme, pour lesquelles le système de capacités restituables ne s'applique pas. La CRE se concertera avec les gestionnaires de réseaux de transport en vue de l'aménagement des règles d'allocation de capacité, de manière à limiter le nombre de refus d'accès. Conformément au règlement européen du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, elle veillera à la mise en place de mécanismes de *Use-It-or-Lose-It* de long terme, seuls les mécanismes de court terme ayant été mis en place par les gestionnaires de réseaux français.

Pour faire face à des demandes croissantes de capacité au point d'entrée Obergailbach, où aucune capacité n'est disponible à long terme, GRTgaz a lancé de mai à octobre 2005 une procédure d'appel à candidatures destinée à identifier les expéditeurs souhaitant s'engager à réserver des capacités sur une période de 10 ans. Au terme de la procédure, seuls Gaz de France, E.On Ruhrgas et ENOI se sont vus attribuer des capacités, Gaz de France et E.On Ruhrgas en ont obtenu la quasi-totalité. À l'exception d'ENOI, les autres candidats se sont désistés faute d'avoir pu contracter des capacités sur le réseau amont, en Allemagne.

C » Les décisions sur les investissements à taux majorés

Dans sa proposition tarifaire pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz, la CRE a prévu que, pour des investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, le taux de rémunération des actifs pouvait être porté de 9 à 12 % pendant une période de 5 à 10 ans.

En 2005, la CRE a été saisie de trois demandes de rémunération à taux majoré. La première, de GRTgaz, concernait les ouvrages de raccordement du nouveau terminal méthanier Fos Cavaou (Bouches du Rhône) au réseau de transport. Les deux autres, de GRTgaz et de Total Infrastructure Gaz France (TIGF), concernaient la première phase du renforcement de l'artère de Guyenne.

a_ Raccordement du terminal méthanier Fos Cavaou au réseau de transport (Bouches du Rhône)

La mise en service, prévue au dernier trimestre 2007, du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou, d'une capacité annuelle de 8,25 Gm³, soit près de 20 % de la consommation française de gaz naturel, nécessite, pour assurer le raccordement de ce terminal au réseau de transport de GRTgaz, la réalisation d'une canalisation de transport et la modification de la station d'interconnexion et de compression de Saint-Martin-de-Crau (Bouches du Rhône).

Pour ce projet, d'un montant total de 78 M€, GRTgaz a demandé à la CRE un taux de rémunération de 12 % sur une période de 10 ans.

La CRE a considéré que seule la partie du projet présenté par GRTgaz qui offre un excédent de capacité au-delà de ce qui est strictement nécessaire au raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou, contribuera significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché en apportant des souplesses.

Elle a donc décidé que cette partie du projet, qui représente un montant d'investissement de 33 M€, pourra bénéficier d'un taux de rémunération majoré de 3 %, pendant une durée de 10 ans à compter de la date de mise en service des ouvrages.

b_ Projet de renforcement de l'artère de Guyenne (Gironde – Landes)

La mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou, le développement des interconnexions avec l'Espagne et celui des capacités de stockage dans le sud-ouest de la France rendent probable un changement de régime des flux de gaz dominants sur le territoire français.

Pour faire face à ces nouveaux flux de gaz, il est nécessaire de développer des capacités de transport de gaz dans le sens « sud vers nord » et de renforcer certains ouvrages en conséquence.

La solution technique retenue, qui permet une optimisation globale des investissements, est le renforcement de l'artère de Guyenne, dont une partie est incluse dans le réseau de GRTgaz et l'autre dans celui de TIGF. Le projet, d'un montant total compris entre 320 et 360 M€ (65 M€ pour GRTgaz et entre 255 et 295 M€ pour TIGF), se décompose en trois phases et permettra de porter, à terme, la capacité de l'artère de Guyenne à 380 GWh/j dans le sens sud-nord.

GRTgaz et Total Infrastructure Gaz France (TIGF) ont demandé à la CRE, pour la première phase de ce projet, un taux de rémunération de 12 % pendant une durée de 10 ans, chacun pour la partie du projet qui le concerne.

La CRE a décidé que seule la partie du projet offrant un excédent de capacité au-delà de ce qui est strictement nécessaire à l'évacuation du gaz provenant du terminal méthanier de Fos Cavaou, soit des montants d'investissements de 50 M€ pour TIGF et 16 M€ pour GRTgaz, pourra bénéficier d'un taux de rémunération majoré de 3 % pendant une durée de 10 ans, à compter de la date de mise en service des ouvrages.

D » Le programme de travail

a_ Amélioration du système d'équilibrage

Le fonctionnement des réseaux de transport de gaz nécessite une gestion rigoureuse de l'équilibrage des réseaux, c'est-à-dire le respect de l'égalité, à tout instant, entre les injections et les soutirages de gaz. De manière opérationnelle, ces déséquilibres sont gérés par les gestionnaires de réseaux, à l'aide du stock de gaz en conduite et, dans le cadre d'une prestation de service, des stockages. Par ailleurs, les expéditeurs sont soumis à des obligations journalières et mensuelles d'équilibrage, assorties de tolérances.

Actuellement, le prix auquel sont soldés les déséquilibres des expéditeurs lorsqu'ils dépassent ces tolérances ne reflète pas les coûts d'équilibrage supportés par les gestionnaires de réseaux.

Pour corriger cette situation, l'évolution du système d'équilibrage poursuivra trois objectifs :

- pour les transporteurs, faire appel au marché pour satisfaire leur besoin d'équilibrage, et diminuer la part de l'équilibrage provenant de la prestation de service du stockeur ;
- pour les expéditeurs, réconcilier le prix auquel sont soldés les déséquilibres des expéditeurs ;
- corollairement aux deux premiers objectifs, faire émerger un prix quotidien du gaz d'équilibrage en France.

L'évolution du système se fera progressivement et après consultation des acteurs du marché du gaz par la CRE.

b_ Prochains tarifs de transport de gaz

La CRE élabore de nouveaux tarifs de transport de gaz qui pourraient s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2007. Les orientations retenues pour l'élaboration de ces tarifs sont :

- stabilité de la structure générale des tarifs (4 zones d'équilibrages GRTgaz et 1 zone d'équilibrage TIGF), conçue pour s'appliquer jusqu'au 1^{er} janvier 2009, date à laquelle GRTgaz passera de 4 à 2 zones d'équilibrage ;
- modification de la tarification du réseau de transport régional avec la mise en place des souscriptions normalisées ;
- introduction d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Ce type de mécanisme, élaboré lors du dernier tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURP 2), permet de neutraliser les enjeux financiers liés aux asymétries d'informations existant entre le régulateur et les gestionnaires de réseaux ainsi que les charges et produits sur lesquels les gestionnaires de réseaux n'ont pas de contrôle ;
- adaptation des taux de rémunération de la base d'actifs régulés aux évolutions des marchés financiers.

Encadré 9 : Calcul du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

La CRE détermine le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de manière à permettre la couverture des coûts supportés par les GRD. Le calcul des charges à couvrir par les tarifs concerne les GRD ayant présenté des comptes dissociés, soit Gaz de France et neuf ELD. Ce calcul distingue les charges d'exploitation et les charges de capital.

Calcul du niveau des charges d'exploitation :

Le niveau de ces charges a été arrêté sur la base d'une analyse des données financières historiques des opérateurs ainsi que sur des hypothèses d'évolution des coûts pour les années 2005-2007. Cette analyse a pris en compte les résultats de l'audit des comptes dissociés des ELD.

La proposition tarifaire du 26 octobre 2005 a introduit deux changements significatifs par rapport aux choix adoptés pour la fixation des premiers tarifs :

- les coûts de gestion de la clientèle ont été imputés à hauteur de 20 % au GRD et 80 % au fournisseur (contre 50 % au GRD et 50 % au fournisseur auparavant) afin de tenir compte du rôle plus important du fournisseur dans la gestion de la relation clientèle ;
- le montant des redevances versées aux autorités concédantes a été exclu des charges à couvrir au-delà de 2006, dans la mesure où l'analyse des redevances a permis d'établir qu'elles ne correspondaient à aucune prestation de service rendue par les autorités concédantes.

La nouvelle proposition tarifaire de la CRE a également pris en compte l'impact de la réforme du régime de retraite des IEG.

Calcul du niveau des charges de capital :

Les charges de capital se composent des amortissements et d'une rémunération financière des capitaux engagés. Ces deux composantes ont été calculées sur la base d'une valeur économique des actifs des opérateurs, la base d'actifs régulés (BAR).

La valeur initiale de la BAR a été arrêtée au 31 décembre 2002, sur la base d'une revalorisation des valeurs brutes historiques des actifs selon une méthodologie de type « coûts courants économiques ». Une fois arrêtée par la CRE, la valeur initiale de la BAR évolue en fonction du taux d'inflation retenu, de son amortissement, et des entrées et sorties d'actifs (à mi-année).

Les annuités d'amortissement sont calculées de manière linéaire sur la durée de vie économique des actifs. Cette durée de vie normative a été estimée à 45 ans pour les conduites et branchements, 40 ans pour les postes de détente, 20 ans pour les dispositifs de comptage, et 10 ans pour les autres types d'installations techniques.

Le taux de rémunération des capitaux engagés est fondé sur le coût moyen pondéré du capital, à structure financière normative. Afin de tenir compte des évolutions intervenues sur les marchés des capitaux depuis la fixation des premiers tarifs, le niveau du taux de rémunération a été fixé à 7,25 %.

2 Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

La CRE a proposé, le 26 octobre 2005, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les 23 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) - Gaz de France Réseau Distribution (Gaz de France RD) et les 22 entreprises locales de distribution (ELD).

Ces tarifs sont officiellement entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision de 27 décembre 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ils ont été mis en place pour tenir compte de l'entrée en vigueur de la réforme du régime de retraite des agents relevant du statut des industries électriques et gazières (IEG). Cette réforme se traduit par une baisse des charges de retraite pour les GRD, liée à la création d'une contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de distribution de gaz naturel.

Pour établir ces tarifs, la CRE a travaillé en concertation avec les GRD. Elle a procédé à des auditions et a organisé une consultation publique, du 21 juillet 2005 au 16 septembre 2005, afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés. Ces consultations ont permis d'établir que les principes de tarification des réseaux de distribution proposés par la CRE dans ses premiers tarifs étaient satisfaisants. Les principes généraux ont donc été conservés.

L'ouverture totale du marché de la fourniture de gaz naturel à la concurrence, le 1^{er} juillet 2007, ainsi que la séparation juridique des GRD prévue à cette date, engendrent des incertitudes sur l'évolution des charges des GRD. Pour cette raison, ces tarifs sont conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2006 pour environ deux ans.

Les premiers tarifs d'utilisation des réseaux de distribution proposés par la CRE avaient conduit à une baisse de 9 % en euros courants du tarif unitaire moyen de Gaz de France RD. Hors effet de la réforme du régime des retraites des IEG, les deuxièmes tarifs conduisent à une baisse de 1,9 % en euros courants.

Pour les ELD, à méthode de tarification identique à celle utilisée pour Gaz de France RD, les premiers tarifs étaient de 25 % à 75 % plus élevés que ceux de Gaz de France RD. Ces différences de tarifs seront réduites progressivement. Les deuxièmes tarifs constituent une première avancée dans cette direction, dans la mesure où les tarifs unitaires moyens des ELD diminuent plus fortement que celui de Gaz de France RD, de 5 à 10 % selon les ELD.

Les tarifs apportent des améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz naturel :

- harmonisation des prestations couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux des différents GRD ;

- introduction de nouvelles souplesses (regroupement de points de livraison, choix du mode de relève et souscriptions quotidiennes) ;
- diminution du niveau des pénalités pour dépassement de capacité, qui pouvait, dans certains cas, constituer un frein à l'exercice de l'éligibilité ;
- simplification de la tarification des GRD de rang 2.

3 › Le nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniens

En 2005, le terminal méthaniens de Fos-sur-mer a accueilli 167 navires et a émis sur le réseau de transport 58 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 101 navires et émis sur le réseau de transport 85 TWh de gaz.

Le seul utilisateur en 2005 des terminaux de Fos et Montoir a été Gaz de France Négoce, à l'exception d'une cargaison déchargée par Total Gas & Power au mois de mai 2005.

A › Le deuxième tarif d'utilisation des terminaux méthaniens

En octobre 2005, la CRE a proposé au Gouvernement un nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniens de Montoir et Fos Tonkin pour application à partir du 1^{er} janvier 2006. Ce tarif a été adopté par décision ministérielle le 27 décembre 2005. Il est destiné à s'appliquer au moins jusqu'à la mise en service commerciale du terminal de Fos-Cavaou actuellement en construction.

Encadré 10 : Les critères d'investissement des GRD

Lors de ses travaux sur la fixation des tarifs d'accès des tiers aux infrastructures, la CRE a examiné le critère de décision d'investissement utilisé par les GRD pour le développement de leurs réseaux. Sauf pour les petits investissements, il s'agit d'un calcul de valeur actualisée nette rapportée à l'investissement engagé (ratio dit « bénéfice sur investissement » ou « B/I »).

La CRE a vérifié que la méthodologie employée par les GRD évite la réalisation d'extensions qui ne seraient pas justifiées économiquement. Les travaux se sont fondés sur un audit mené sur un échantillon d'investissements réalisés par Gaz de France pour l'extension des réseaux de distribution qui lui sont concédés. Ce retour d'expérience a révélé que, dans son ensemble, l'application du critère de décision ne produisait pas de biais systématique. En revanche, la formalisation de la procédure de décision est apparue nettement insuffisante. La CRE a donc émis une série de recommandations visant à renforcer l'encadrement des pratiques d'appréciation et la qualité du processus de décision (contrôles internes, traçabilité des dossiers, outils de références...).

Ce nouveau tarif prend en compte l'accroissement important des souscriptions de capacités dû à l'arrivée du GNL égyptien acheté par Gaz de France. Il crée des conditions plus favorables à l'arrivée de nouveaux expéditeurs sur les terminaux méthaniens français. Il comporte des dispositions particulières sur le mode de fonctionnement des terminaux lorsque plusieurs expéditeurs sont présents simultanément. Il prévoit une baisse d'environ 20 % pour les cargaisons isolées.

Pour établir sa proposition, la CRE a tenu compte des résultats de l'audit qu'elle a mené sur les comptes dissociés de Gaz de France. Elle a procédé à des auditions et elle a organisé une consultation publique, du 23 juillet au 16 septembre 2005.

a_ Un tarif en baisse

La baisse du tarif unitaire moyen est de 15 % en euros courants, pour les utilisateurs amenant des cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL) régulières. La baisse est d'environ 20 % pour les utilisateurs amenant des cargaisons de GNL isolées (cargaisons spots).

Cette baisse résulte d'un effet volume (hausse des souscriptions de capacités) et d'une baisse des charges prises en compte pour la rémunération du gestionnaire des terminaux méthaniens, Gaz de France. L'entrée en vigueur de la réforme du régime de retraite des agents relevant du statut des industries électriques et gazières entraîne une baisse des charges de retraite supportées par le gestionnaire. Afin de tenir compte des évolutions intervenues sur les marchés des capitaux depuis l'élaboration du précédent tarif, le taux de rémunération des actifs a été ramené de 9,75 % à 9,25 % (réel, avant impôt) pour les actifs mis en service avant le 31 décembre 2003, et de 11 % à 10,5 % pour les autres actifs.

b_ Les nouveaux services

Trois services de regazéification distincts sont introduits dans la nouvelle proposition tarifaire de la CRE. Cette distinction est nécessaire pour définir le mode de fonctionnement des terminaux avec plusieurs utilisateurs simultanés.

• Service « continu »

Ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant en moyenne au moins une cargaison par mois sur un terminal. Le gestionnaire assure une émission continue sur la période contractuelle et aussi régulière que possible pour l'utilisateur, en fonction du programme global de déchargement du terminal.

- Service « bandeau »

Ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant en moyenne au plus une cargaison par mois sur un terminal. Chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée de trente jours à compter de la date de fin de déchargement.

- Service « spot »

Ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois *m* donné, souscrits après le 20^e jour du mois *m* - 1. La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. Chaque cargaison est émise sous la forme d'un bandeau constant d'une durée de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement.

Le nouveau tarif introduit pour la première fois le principe d'un marché secondaire de capacités de regazéification. Il améliore également la transparence.

c_ Capacités disponibles

Le gestionnaire des terminaux méthaniers publie les capacités mensuelles totales, les capacités mensuelles souscrites et les capacités mensuelles disponibles pour les 3 prochains mois (glissants).

Pour les réservations pluriannuelles, le gestionnaire des terminaux méthaniers ne publie que les capacités totales et les capacités disponibles.

Au 1^{er} juin 2006, les capacités du terminal de Montoir (capacité totale de 123 TWh) sont réservées à :

2006	2007	2008	2009	2010 à 2014	2015 à 2020	2021
90-95 %	85-90 %	75-80 %	65-70 %	75-80 %	65-70 %	50-55 %

Source : Gaz de France DGI

Les capacités du terminal de Fos Tonkin sont réservées à :

	2006 à 2007	2008	2009	2010 à 2013	2014
	100 %	95-100 %	90-95 %	75-80 %	65-70 %
Capacité totale du terminal	83 TWh	74 TWh	65 TWh	65 TWh	58 TWh

Source : Gaz de France DGI

4 Les tarifs et conditions d'utilisation des stockages souterrains

A » Les évolutions des offres des opérateurs de stockage au 1^{er} avril 2006

Gaz de France et TIGF, filiale de TOTAL, sont les seuls opérateurs de stockage en France. Gaz de France est gestionnaire de 12 sites répartis sur l'ensemble du territoire à l'exception du Sud-Ouest. TIGF est gestionnaire de 2 sites dans le Sud-Ouest.

La loi du 9 août 2004 ayant instauré un accès des tiers aux stockages négocié, les tarifs et les conditions générales d'utilisation des stockages sont fixés par les opérateurs.

La loi du 9 août 2004 prescrit que l'accès aux stockages doit être transparent et non discriminatoire et confié à la CRE des pouvoirs de règlement de différends similaires à ceux qu'elle détient pour l'accès aux autres infrastructures électriques et gazières.

a_ Gaz de France

Gaz de France a publié le 15 février 2006 les termes et les prix de son offre de stockage valables pour l'année gazière 2006-2007 (1^{er} avril 2006 - 31 mars 2007).

Les principales évolutions par rapport aux conditions antérieures sont les suivantes :

- la capacité totale offerte passe de 102,2 à 103,2 TWh ;
- les prix de réservation de capacité nominale de stockage, qui constituent l'essentiel du revenu de l'opérateur, augmentent en moyenne sur l'ensemble des groupements de 6 % ;
- les autres termes sont, pour la plupart, revus à la baisse. Le terme fixe annuel d'accès à un groupement de stockage est ramené de 12 000 € à 10 000 €. Les termes fixes des options de capacité de soutirage conditionnelle et de capacité d'injection conditionnelle sont ramenés de 3 000 € à 2 000 € ;
- le 3 février 2006, Gaz de France a procédé aux premières enchères d'attribution de capacités de stockage sur les groupements Centre et Île-de-France - Nord. Sept sociétés ont acquis au total 0,4 TWh de capacités de stockage à un prix environ 4 fois supérieur au prix de l'offre ATS.

b_ TIGF

TIGF a publié sa nouvelle offre de stockage le 17 mars 2006.

- la capacité totale offerte par cet opérateur passe de 26,3 à 27,4 TWh ;
- les prix de réservation de capacité nominale de stockage augmentent en moyenne sur l'ensemble des offres de 10 % ;

- TIGF propose une amélioration des caractéristiques de son offre Équilibre en augmentant les capacités de soutirage offertes pour un même volume souscrit ;
- les termes fixes et les coûts de changement de sens sont revus à la baisse ou supprimés. Le terme fixe annuel d'accès à une offre de stockage est ramené de 10 000 € à 5 000 €, le montant forfaitaire du changement de sens est supprimé ;
- de nouveaux services sont proposés : commercialisation de capacités séparées en volume, marché secondaire de capacités séparées, commercialisation de capacités souscrites non utilisées.

B » L'étude comparative (Benchmark) des tarifs de stockage

La CRE a mené une étude comparative des offres et des tarifs de stockage souterrain de gaz naturel (salins, déplétés ou aquifères) sur les mois de janvier et février 2006 auprès de 11 opérateurs en Europe : Gaz de France, TIGF, Fluxys, Stogit, Enagas, MOL, DONG, Centrica, OMV, Wingas et BEB.

L'objectif de cette étude était de jauger les offres et les niveaux de prix pratiqués par les deux opérateurs français (Gaz de France et TIGF) par rapport à ceux de leurs homologues européens.

La mission a principalement consisté à :

- collecter les informations sur les offres et tarifs appliqués de 16 opérateurs européens ;

- identifier les critères d'analyse pertinents (exemple : accès régulé ou négocié aux stockages souterrains de gaz naturel, caractéristiques techniques des stockages) (Tableau 6) ;
- définir les profils type d'utilisation des stockages.

L'étude a mis en évidence que les prix étaient inférieurs dans les pays où l'accès aux stockages est régulé. Les résultats placent cependant les opérateurs français, bien que leurs tarifs soient négociés, dans la moyenne des prix pratiqués en Europe (Figure 23).

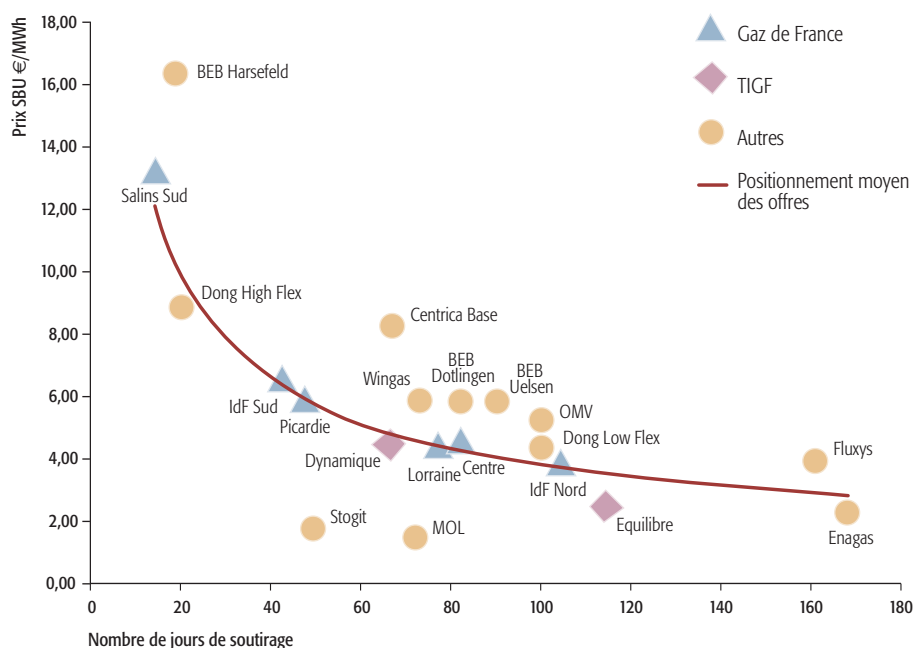
De nombreux opérateurs proposent un *mix* de stockages lents et rapides afin de permettre le passage de la pointe de consommation.

Tableau 6 : Liste des opérateurs européens étudiés

Opérateurs	Pays	Accès aux stockages négocié ou régulé ?
Gaz de France	France	Négocié
TIGF	France	Négocié
Wingas	Allemagne	Négocié
BEB	Allemagne	Négocié
Dong	Danemark	Négocié
OMV	Autriche	Négocié
Centrica	Royaume-Uni	Négocié
MOL	Hongrie	Régulé
Fluxys	Belgique	Régulé
Stogit	Italie	Régulé
Enagas	Espagne	Régulé

Source : CRE d'après le Benchmark réalisé entre décembre 2005 et janvier 2006

» Figure 23 : Étude du prix des triplets (*bundles*) en €/MWh en fonction du nombre de jours de soutirage



Source : RE d'après le Benchmark réalisé entre décembre 2005 et janvier 2006

› **La régulation** du marché de l'électricité

I Les acteurs et les marchés de l'électricité

1 > Les acteurs européens du marché français	48
2 > Le marché de gros de l'électricité	49
3 > Le marché de détail	63

II L'accès aux réseaux publics d'électricité

1 > L'action de la CRE sur l'accès aux interconnexions avec les pays voisins	68
2 > L'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1 ^{er} janvier 2006	75
3 > Les dispositifs de comptage électrique	80
4 > Le suivi par la CRE de la qualité de service des réseaux publics d'électricité	81
5 > L'approbation du programme d'investissements de RTE	87
6 > L'amélioration des conditions d'accès aux réseaux publics d'électricité	90
7 > Le cahier des charges type du réseau public de transport d'électricité	93
8 > Le mécanisme d'ajustement	95

III Le service public de l'électricité

1 > Les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables	102
2 > Les charges de service public de l'électricité	103
3 > Le recouvrement de la CSPE	108

I_ Les acteurs et les marchés de l'électricité

1_ Les acteurs européens du marché français

1 > De nombreux acteurs interviennent sur le marché français

Les acteurs du marché français de l'électricité interviennent sur tout ou partie des domaines suivants : la production, le négoce, la fourniture pour consommation finale, et la fourniture de pertes aux gestionnaires du réseau de transport et de distribution.

La production en France est dominée par EDF, qui détient environ 85 % du parc. Les quatre principaux producteurs alternatifs exploitent au total 6 % du parc, et les 9 % restant appartiennent à un grand nombre de petits producteurs et d'industriels.

Environ 60 opérateurs participent à l'activité de négoce (ou *trading*), qui consiste à réaliser des arbitrages sur les différents segments du marché de gros. Ces acteurs sont principalement des filiales de groupes européens de l'énergie, mais certaines banques sont également présentes.

Les fournisseurs aux clients finals sont les fournisseurs historiques (EDF ainsi que 166 ELD) et les 26 fournisseurs alternatifs, dont 9 proposent des offres commerciales aux petits sites, 10 en proposent aux moyens sites, et 25 en proposent aux grands sites de consommation.

2 > Les principaux acteurs du marché français mènent des opérations de croissance externe

La période juillet 2005 – juin 2006 a été marquée par des opérations de concentration dans le secteur européen de l'énergie et par l'ouverture du capital d'EDF et de Gaz de France.

» EDF

En septembre 2005, EDF et un consortium des actionnaires minoritaires suisses d'Atel ont signé un accord pour l'achat des 55,6 % d'actions détenues par UBS dans Motor Columbus, holding de contrôle d'Atel. Après l'exécution de la transaction au premier semestre 2006, les partenaires ont convenu de regrouper Motor-Columbus et Atel au sein d'une nouvelle structure, dans laquelle EDF détiendra une participation de l'ordre de 25 %.

En novembre 2005, le capital d'EDF a été introduit en bourse à hauteur de 13,8 %. L'action EDF a intégré le CAC 40 en décembre 2005. La loi du 9 août 2004 autorise l'État à céder, au plus, 30 % du capital de l'opérateur historique.

» Gaz de France

En juin 2005, Gaz de France, en partenariat avec Centrica, a acquis 51 % du deuxième producteur belge SPE.

En juillet 2005, le capital de Gaz de France a été introduit en bourse à hauteur de 19,8 %. L'action Gaz de France a intégré le CAC 40 en septembre 2005. La loi du 9 août 2004 autorise l'État à céder, au plus, 30 % du capital de l'opérateur historique.

En février 2006, Gaz de France et l'opérateur français Suez ont annoncé un projet de fusion entre les deux groupes (cf. page 26).

» Suez

Suez a acquis au cours du dernier trimestre de 2005 la totalité du capital de l'opérateur historique belge Electrabel, dont il était déjà l'actionnaire principal.

En octobre 2005, Suez a augmenté sa participation à 8,6 % dans ACEA, responsable de la distribution et fourniture de l'électricité dans l'agglomération romaine (1,5 million de clients).

En février 2006, Suez et Gaz de France ont annoncé un projet de fusion entre les deux groupes (cf. page 26).

» Enel

Enel a affiché son ambition de devenir un acteur important du marché français. Le groupe italien s'appuiera sur un accord avec EDF. Cet accord fait suite à l'accord de coopération, signé en mai 2005, pour un partenariat dans le programme nucléaire français de troisième génération EPR. En décembre 2005, l'acteur italien a également fait une proposition d'achat des 35 % de la SNET encore détenus par Charbonnages de France et EDF.

En septembre 2005, Enel a vendu à l'agence financière de l'État italien, Cassa Depositi e Prestiti (CDP), 29,99 % du capital de Terna, propriétaire du réseau de transport italien. À la suite de cette transaction, Enel ne possède plus que 6,15 % des parts de Terna.

En juillet 2005, le Trésor italien a poursuivi son désengagement d'Enel en réduisant sa participation à 23,1 %.

» Endesa/Gas Natural

En septembre 2005, l'opérateur espagnol Gas Natural a lancé une OPA hostile sur Endesa, premier électricien espagnol (cf. page 26).

2_ Le marché de gros de l'électricité

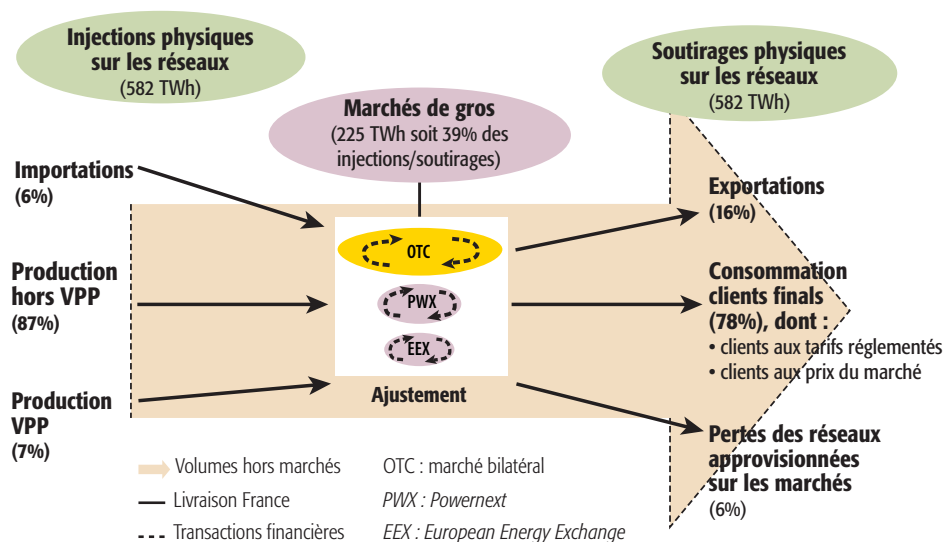
1 > Malgré le développement des marchés organisés, la grande majorité des échanges s'effectue de gré à gré

L'ouverture des marchés s'accompagne de la mise en place d'un marché de gros caractérisé par l'importance des volumes et la standardisation des produits qui s'y échangent. Les acteurs du marché de gros, qui peuvent prendre différentes formes (bourses d'échanges, *pools*, contrats bilatéraux), sont essentiellement les producteurs, les fournisseurs et les négociants (*traders*).

En France, le marché de gros de l'électricité a démarré à la fin de l'année 2000 : il englobe les transactions s'effectuant *via* la bourse de l'électricité *Powernext* et celles s'effectuant au travers d'échanges bilatéraux (*OTC* ou *over the counter*). Il comprend les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français (Figure 24).

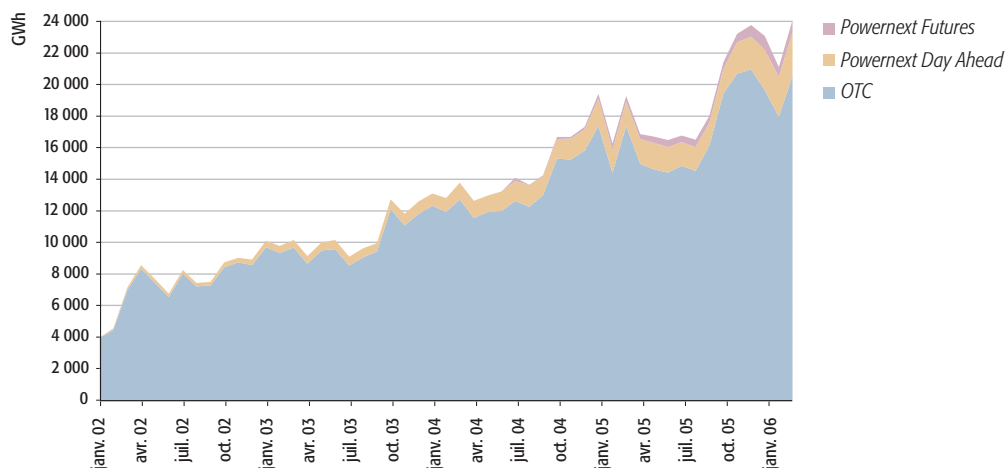
Comme le montre la figure 25, les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison en France ont crû de façon régulière au cours des quatre dernières années.

> Figure 24 : Le marché de gros français



Source : CRE d'après données 2005 de RTE

> Figure 25 : Volume des échanges de blocs sur le marché français



Sources : RTE, Powernext (livraisons sur le hub France)

En 2005, les volumes de transactions sur le marché de gros français se sont nettement développés. Ils ont atteint 225 TWh, en augmentation de 31 % par rapport à l'année 2004 (172 TWh).

Au cours du 1^{er} trimestre 2006, le volume total des transactions sur le marché de gros livrées en France est estimé à 68,3 TWh, soit environ 41 % des injections et des soutirages sur le réseau électrique français au cours de la période.

En France, les volumes de transactions sur les bourses d'échange restent limités au regard des volumes échangés entre acteurs. C'est également le cas en Allemagne, au Royaume-Uni ou aux Pays-Bas, qui n'ont pas fait le choix d'une organisation en pool. Sur le marché français, l'OTC représente 93 % des transactions sur les produits à terme et 30 % des transactions spot.

Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue de s'effectuer sur le mode du gré à gré, au travers de transactions OTC directes ou *via* des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de *trading*).

A » Le marché OTC poursuit son développement

Les données de volumes concernant les transactions bilatérales n'étant pas publiques, seul le volume des échanges de blocs (transactions donnant lieu à livraison) est connu. La CRE estime le volume des transactions purement financières, débouclées avant livraison, à environ deux fois le volume livré.

En 2005, les transactions OTC ont atteint un volume total de 200 TWh, en hausse de 27 % par rapport à 2004 (157 TWh). Après avoir affiché une forte progression au dernier trimestre 2005, les volumes traités en OTC sont en léger recul au 1^{er} trimestre 2006, au cours duquel ils ont atteint 19,4 TWh en moyenne mensuelle (contre 16,4 TWh au 1^{er} trimestre 2005).

Même si ces chiffres sont en progression, les volumes échangés sur le marché de gré à gré français restent très nettement inférieurs à ceux observés sur des marchés nationaux comme ceux de l'Allemagne ou du Royaume-Uni.

B » Les volumes échangés sur les marchés organisés augmentent

a_ Powernext poursuit son développement

• Powernext Day Ahead

Au cours de l'année 2005, *Powernext Day Ahead* a continué sa progression. Les volumes traités ont progressé de 39 % en un an, passant de 14,2 TWh en 2004 à 19,7 TWh en 2005. Cette tendance se poursuit avec les niveaux enregistrés depuis janvier 2006 : 7,8 TWh ont été négociés au cours du 1^{er} trimestre

2006, ce qui représente une augmentation de 64 % par rapport au volume du 1^{er} trimestre 2005.

Powernext Day Ahead a accueilli 4 nouveaux membres négociateurs au cours de l'année 2005. Au 1^{er} juin 2006, *Powernext Day Ahead* compte 52 membres actifs.

• Powernext Futures

Depuis l'ouverture de *Powernext Futures* le 18 juin 2004, les volumes mensuels affichés sont en progression régulière, dépassant 8 TWh en décembre 2005. Au cours de l'année 2005, 62,4 TWh

Encadré II : La concentration du marché de gros

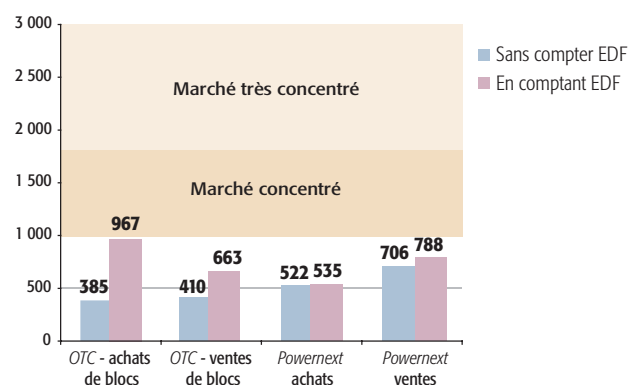
En 2005, parmi les 88 responsables d'équilibre présents sur le marché de gros français, 49 sont intervenus sur *Powernext Day Ahead* et 21 sur *Powernext Futures*.

La Figure 26 donne l'indice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est un indicateur du degré de concentration d'un marché.

L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants. Il est d'autant plus élevé que le marché est concentré. On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés : dans certaines circonstances de tension de l'équilibre offre-demande, un opérateur disposant d'une part de marché limitée peut avoir un pouvoir de marché suffisant pour être en mesure d'influencer les prix.

Le marché OTC et la bourse apparaissent comme des marchés peu concentrés, qu'EDF soit pris en compte ou non.

» Figure 26 : Indice de concentration HHI du marché de gros, 2005



Source : CRE d'après RTE

ont été négociés sur *Powernext Futures* (contre 12,8 TWh de juin à décembre 2004). Au 1^{er} trimestre 2006, 29,7 TWh ont été traités soit plus de cinq fois le volume échangé au 1^{er} trimestre 2005. En terme de volumes quotidiens échangés, un sommet a été atteint le 4 janvier 2006 avec 1,9 TWh négocié.

En 2005, le profil le plus traité est la base (70 % des négociations) et les échéances les plus traitées sont les mois et les trimestres (80 % des transactions, en puissance).

Au 1^{er} juin 2006, *Powernext Futures* totalise 23 membres actifs.

b_ EEX France lance un marché de Futures en France

La bourse allemande *EEX* propose depuis le 29 août 2005 des produits *Futures* base et pointe à livraison physique en France : après avoir lancé des produits annuels cet été, des produits trimestriels sont cotés depuis octobre et des produits mensuels depuis décembre 2005. *EEX* propose également un service de

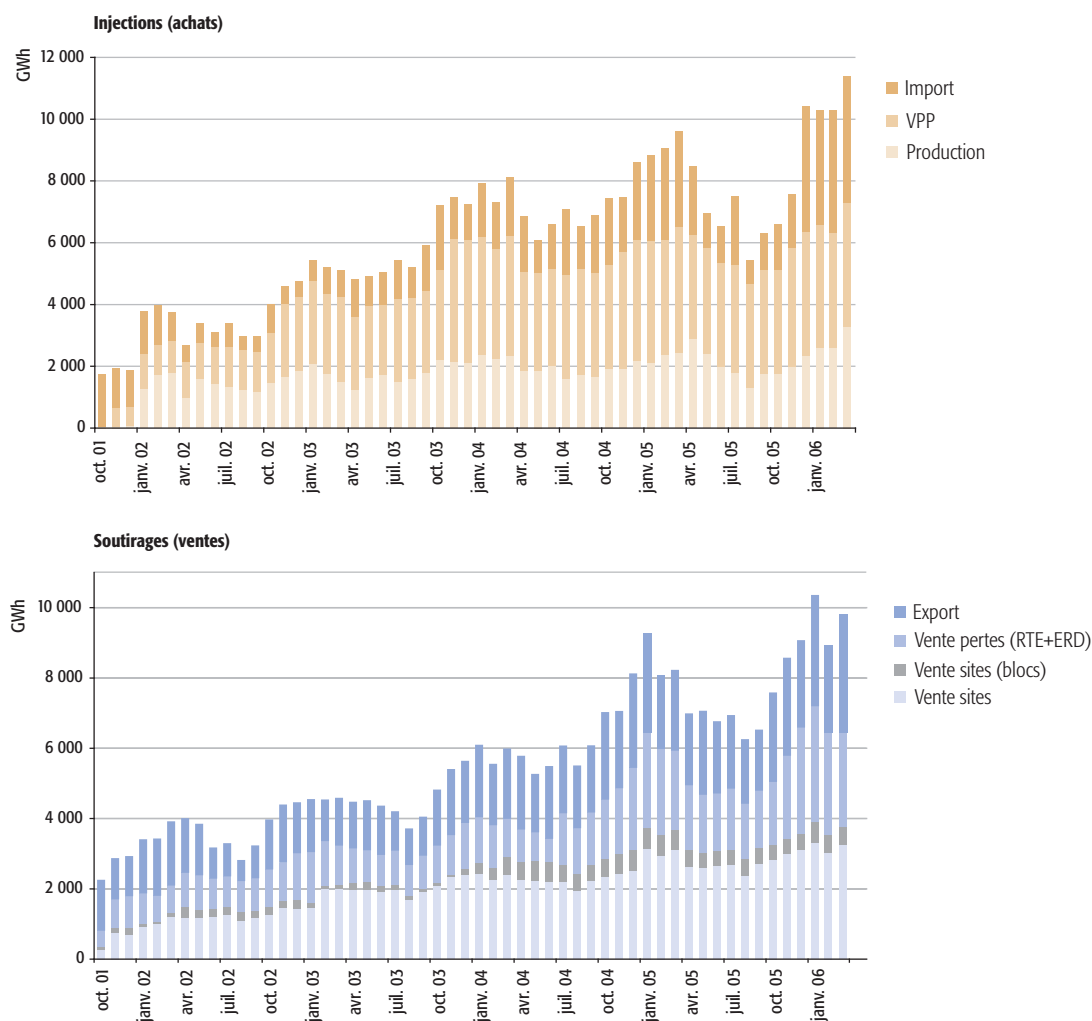
compensation de transactions *OTC* sur des produits ayant les mêmes caractéristiques que les produits cotés sur *EEX* France.

Du 29 août au 31 décembre 2005, *EEX* France a traité un volume de 1,6 TWh. Les prix constatés sur *EEX* France et *Powernext Futures* sont en ligne durant la période. Au 1^{er} juin 2006, 17 membres sont aujourd'hui présents sur *EEX* France.

2 Si la concurrence se développe sur l'amont et l'aval du marché de gros, EDF reste l'acteur dominant

L'augmentation des volumes échangés sur le marché de gros français témoigne d'un renforcement global de la concurrence sur les secteurs amont et aval. La figure 27 confirme cette analyse en montrant l'activité agrégée des fournisseurs (hors groupe EDF) présents en France. La tendance générale est au développement de tous les segments de marché. Sur l'année écoulée, les ventes des fournisseurs (hors groupe EDF) ont crû de 29 %.

› **Figure 27 : Évolution de l'activité des fournisseurs (hors groupe EDF)**



Source : CRE d'après RTE

A » Plusieurs projets de centrales sont annoncés**a_ La mise en service de deux nouvelles centrales**

L'année 2005 a été la première année de l'exploitation commerciale de deux moyens de production significatifs :

- la centrale à cycle combiné de Gaz de France, à Dunkerque, première installation de ce type en France, qui permet à l'opérateur de disposer pour ses besoins propres d'une capacité de production de 550 MW à partir de gaz naturel ;
- la centrale de cogénération au gaz naturel de Total, à Gonfreville, qui devient, avec une capacité de 250 MW, la plus puissante installation de cogénération en France.

b_ Malgré l'annonce, par des opérateurs alternatifs, de plusieurs projets de nouvelles centrales, EDF devrait rester dominant sur le segment de la production

EDF a précisé, à l'occasion de l'ouverture de son capital, son plan d'investissement pour la période 2006-2010. En France, l'opérateur prévoit la construction de centrales à cycles combinés : 150 MW de capacités seront opérationnelles en 2007, et 350 MW supplémentaires seront disponibles en 2008. EDF a également annoncé la remise en service de quatre groupes de production au fioul actuellement « sous cocon » : 600 MW en 2006, 700 MW supplémentaires en 2007, et 1 300 MW en 2008. En outre, EDF étudie le remplacement, au plus tard en 2011, des trois unités de production au fioul de 250 MW de la centrale de Martigues par deux centrales à cycles combinés de 440 MW.

Quatre concurrents d'EDF ont annoncé la mise en service prochaine de nouveaux moyens de production, tous issus de la filière des cycles combinés au gaz naturel. La capacité totale des nouvel-

les centrales annoncées par Gaz de France, la SNET, Poweo – en partenariat avec Verbund – et Electrabel dépasse les 4 900 MW.

Ces centrales devraient être mises en service entre 2008 et 2010. À cette date, et si tous ces projets sont réalisés, EDF ne devrait plus disposer que de 82 % de la capacité installée en France, contre environ 85 % aujourd'hui. La part de marché d'EDF augmentera ensuite lors de la mise en service de l'EPR prévue en 2012.

Par ailleurs, RTE a lancé un appel d'offres destiné à sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne. RTE propose de contractualiser la réservation de capacités de production d'une centrale de production qui serait localisée dans la région de St Brieuc. L'issue de cette consultation n'est pas connue au 1^{er} juin 2006.

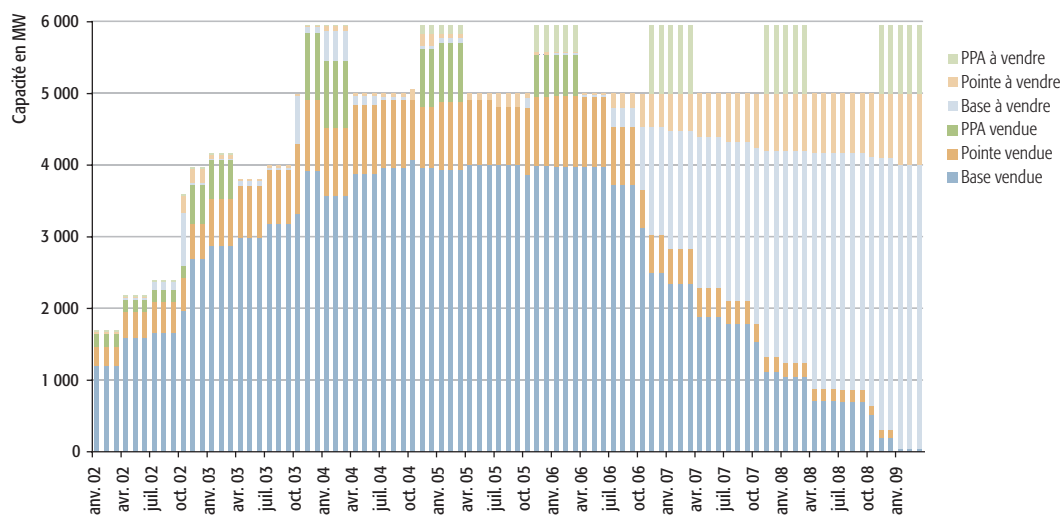
B » Les VPP demeurent une source indispensable d'approvisionnement du marché de gros

• Les enchères en 2005

Les *Virtual Power Plants (VPP)*, capacités virtuelles de production mises périodiquement aux enchères par EDF en contrepartie de la décision de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW, sont un élément essentiel de l'ouverture du marché français. En 2005, les VPP ont représenté 56 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution EDF.

En 2005, quatre enchères ont eu lieu. Les acheteurs ont acquis, à chaque enchère, en moyenne 290 MW de produits 3 mois et 146 MW de produits 6 mois. Sur l'ensemble des enchères de

» Figure 28 : Capacité totale vendue depuis le lancement des VPP – état à l'issue des enchères du 1^{er} mars 2006



Source : CRE d'après EDF

2005, les acheteurs ont acquis 339 MW de produits 1 an, 601 MW de produits 2 ans, et 842 MW de produits 3 ans.

73 % des volumes vendus sont des produits *VPP* Base, 22 % des produits *VPP* Pointe, et 5 % des produits *VPP* PPA (Encadré 12).

Au cours de l'enchère du 1^{er} mars 2006, les acheteurs de *VPP* ont principalement porté leur demande sur les produits Base (97 % des volumes achetés), de maturité 1 et 2 ans (respectivement 34 % des 54 % des volumes de *VPP* Base achetés) (Figure 28).

Les capacités acquises par les opérateurs en 2005 et les années précédentes ont été fortement sollicitées en 2005 : le taux d'utilisation de l'énergie cédée par EDF s'est élevé à 95 %.

- La poursuite d'un dispositif de type *VPP*

La Commission européenne a imposé à EDF de mettre en œuvre des enchères de capacité pendant une durée minimale de 5 ans à partir de février 2001. La CRE a lancé en décembre 2005 une consultation publique sur l'avenir du dispositif. Les questions soumises aux contributeurs concernaient leur

Encadré 12 : Produits vendus aux enchères par EDF

- Les *VPP* Base : il s'agit de produits optionnels reflétant le fonctionnement économique d'une centrale nucléaire fonctionnant en base. Les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MWh) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et ils décident chaque jour pour le lendemain l'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice de 8 €/MWh soutiré (approximation du coût variable de production des centrales nucléaires d'EDF). Les enchères permettent de définir le prix de réservation des capacités demandées par les acheteurs (« prime fixe » mensuelle).
- Les *VPP* Pointe : il s'agit de produits optionnels reflétant le fonctionnement économique d'une combinaison (*mix*) de centrales de semi-base et de pointe. Le principe est le même que pour les « *VPP* Base », mais le prix payé pour chaque MWh soutiré évolue au fil du temps, selon une formule connue uniquement par EDF. Il sera de 48 €/MWh aux enchères de juin 2006.

Depuis le 1^{er} novembre 2002, EDF répercute sur les prix d'exercice des *VPP* Base et Pointe le tarif « producteur » d'utilisation des réseaux HTB 2 et HTB 3, soit 0,18 €/MWh.

- Les *VPP* PPA (*Power Purchase Agreements*) : ils représentent l'énergie acquise par EDF au titre de son obligation d'achat concernant l'électricité produite par cogénération. Il s'agit d'une fourniture en base du 1^{er} novembre au 31 mars. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté.

appréciation de l'effet des *VPP* sur le marché français et leurs suggestions quant à la poursuite du dispositif actuel ou à la mise en place d'un nouveau système de mise à disposition d'énergie ou de capacités de production par EDF.

Vingt-trois acteurs ont répondu à cette consultation et douze d'entre eux ont été auditionnés par la CRE. À l'exception des opérateurs historiques soumis dans leur pays d'origine à des dispositifs de *VPP* et d'un client industriel, tous les contributeurs ont indiqué que, selon eux, un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF est nécessaire au bon fonctionnement du marché de gros français et au développement de la concurrence sur le marché de détail.

Encadré 13 : La communication de la CRE relative à l'existence d'un programme régulé de mise en vente d'électricité par EDF sur le marché de gros

« À défaut de mesure structurelle telle que la cession d'actifs de production par EDF, la CRE est favorable à l'existence d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français ». La communication de la CRE précise les modalités de mise en œuvre de ce programme :

- « Une capacité mise en vente doublée » par rapport aux capacités offertes aujourd'hui par les *VPP*, afin d'offrir aux opérateurs alternatifs une source d'approvisionnement leur permettant de développer leur activité sur les marchés déjà ouverts, puis d'entrer sur le marché des clients résidentiels le 1^{er} juillet 2007 » et de « réduire l'effet de la forte intégration verticale du marché français ».
- « Un portefeuille de produits élargi et des prix indexés. Les produits doivent offrir une gamme de prix d'exercice représentatifs des coûts variables de production respectifs de centrales nucléaires, au charbon et au fioul (...) ces prix d'exercice doivent évoluer trimestriellement, par une indexation transparente basée sur des indices standards de prix des combustibles et des permis d'émission de CO₂ ».
- « L'allongement des durées des contrats (...) de 3 mois à 15 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales nucléaires (...) de 3 mois à 5 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales utilisant des combustibles fossiles ».
- « Un programme (...) régulé ex ante. Les acteurs du marché doivent être impliqués dans la définition et l'évolution du programme. »
- « Des modalités d'attribution séparant les contrats de courtes et longues durées ».
- « Le respect de l'anonymat (...) des acheteurs et des capacités qu'ils ont acquises ».
- « Des modalités d'utilisation adaptées » et en particulier une « heure limite de transmission des nominations la veille pour le lendemain (...) à 12 h 30 au plus tôt ».

À l'issue de cette consultation, la CRE a indiqué, dans sa communication du 16 mars 2006, qu'elle est favorable à l'existence d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français. À défaut de mesures structurelles telles que la cession d'actifs de production, un tel programme, mis en œuvre selon des modalités analogues aux *VPP* décidées par la Commission européenne, constitue un remède efficace pour réduire les effets de la concentration de la production et accroître la liquidité du marché de gros pour les produits à terme.

La CRE a précisé les caractéristiques essentielles du programme proposé, dont la nécessité de mise en vente de produits de durées allant jusqu'à 15 ans.

Par ailleurs, dans le rapport préliminaire sur l'enquête sectorielle qu'elle mène depuis juin 2005 sur les marchés de l'électricité et du gaz, la direction générale de la concurrence de la Commission européenne a évoqué « un recours plus systématique à des programmes régulés de mise à disposition d'électricité et de gaz, destiné à atténuer les effets de la concentration amont des marchés et à injecter de la liquidité sur les marchés, et sur toute autre mesure permettant de réduire les effets de la concentration ».

C » Les importations augmentent

En 2005, les importations ont augmenté de 10,5 % et les exportations de 1,5 % (Figure 29). Cette évolution confirme le constat réalisé depuis 2004 : la France n'est plus structurellement, un pays uniquement exportateur. L'inversion fréquente des flux constatés aux frontières allemande et italienne le confirme. Outre les périodes de très forte demande, pendant lesquelles la France doit importer pour assurer son équilibre

offre-demande, les acteurs du marché s'approvisionnent de manière croissante sur les marchés étrangers, en raison de différentiels de prix souvent favorables aux importations.

• Allemagne

Les échanges d'électricité entre la France et l'Allemagne confirment le changement de structure amorcé en 2004 : la France a été, en 2005, globalement importatrice sur l'interconnexion avec l'Allemagne.

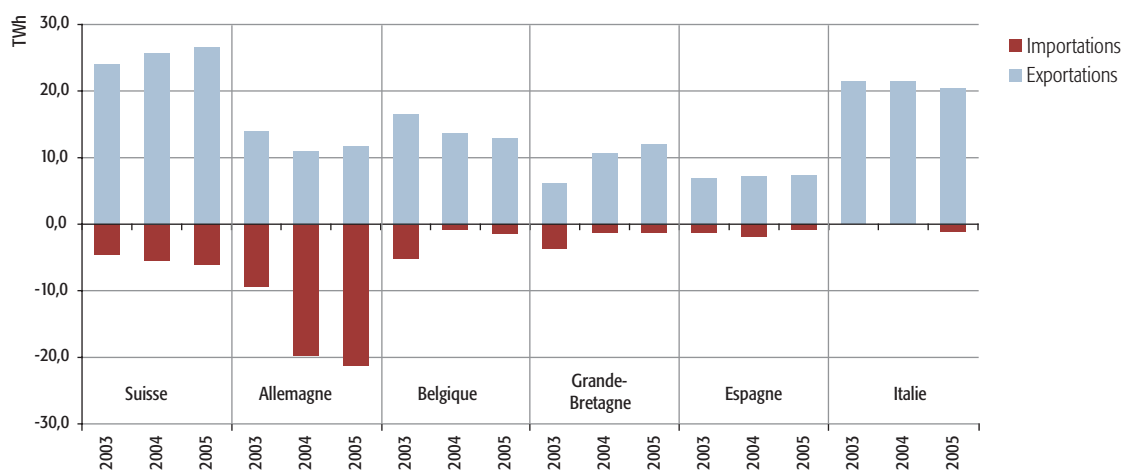
• Italie

Avec l'augmentation soutenue des prix français, et la stabilité relative du niveau des prix en Italie, l'interconnexion entre les deux pays a pour la première fois été utilisée de manière significative dans le sens des importations vers la France. Le volume de ces importations reste toutefois limité.

Cette tendance pourrait s'inscrire dans la durée. Alors qu'en France la capacité de production installée montre, lorsque la consommation est importante, des signes d'insuffisance, les tensions sur l'équilibre offre-demande se sont relâchées en Italie. D'importantes capacités de production au gaz – plus de 10 GW – ont été mises en service dans la péninsule en 2004 et en 2005, et de nombreux projets sont en cours.

En outre, les centrales au fioul, qui dominaient jusqu'alors la production en Italie, sont progressivement converties en centrales au charbon. En réduisant le coût de production marginal du parc national, cette substitution a un effet baissier sur les prix du marché de gros italien.

» Figure 29 : Importations et exportations, 2003-2005



Source : CRE d'après RTE

• Activité des acteurs alternatifs

En 2005, les concurrents d'EDF ont poursuivi le développement de leurs activités transfrontalières. Ils ont réalisé environ 30 % des exportations et 79 % des importations. Leurs importations ont augmenté de 17 % et leurs exportations de 10 %, par rapport à l'année précédente.

En 2005, les échanges contractuels sur les frontières étaient encore composés des contrats de long terme signés par EDF avant l'ouverture des marchés avec des partenaires étrangers ainsi que d'arbitrages journaliers interfrontaliers effectués par les négociants. Cette configuration est appelée à évoluer, puisque les contrats de long terme ne bénéficient plus de la priorité dans l'allocation des capacités d'interconnexion (cf. page 69). De plus, la mise en œuvre d'enchères explicites pour l'allocation des capacités d'interconnexion depuis le 1^{er} janvier 2006 devrait faciliter les interventions des concurrents d'EDF.

D » Les ventes aux clients finals croissent de près de 20 %

La fourniture aux clients éligibles constitue le premier poste des soutirages physiques des fournisseurs concurrents d'EDF (43 % en 2005, contre 45 % en 2004), devant les pertes et les exportations. En 2005, les ventes annuelles des concurrents d'EDF aux consommateurs éligibles ont connu une croissance de 18 % en volume.

Le marché français de vente aux consommateurs finals poursuit sa déconcentration, puisque les 5 principaux acteurs alternatifs ne représentent plus qu'environ 60 % de ce marché en volume au 30 juin 2006, contre environ 70 % un an auparavant.

E » RTE et le distributeur EDF achètent l'énergie nécessaire à la compensation de leurs pertes sur le marché

Les transits d'électricité sur les réseaux de transport et de distribution occasionnent des pertes, qu'il faut compenser. Celles-ci dépendent du volume physique transitant sur les réseaux, des caractéristiques physiques des lignes et des conditions de température.

RTE et le distributeur EDF sont tenus de se procurer l'énergie nécessaire à la compensation de ces pertes selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes.

Ils organisent donc régulièrement des appels d'offres. RTE et le distributeur EDF s'approvisionnent essentiellement par des produits *forward* (base et pointe). Des produits optionnels leur permettent de faire face aux risques liés à l'incertitude de leurs prévisions. En 2005, les gestionnaires de réseaux ont acheté leurs pertes auprès d'une trentaine de fournisseurs.

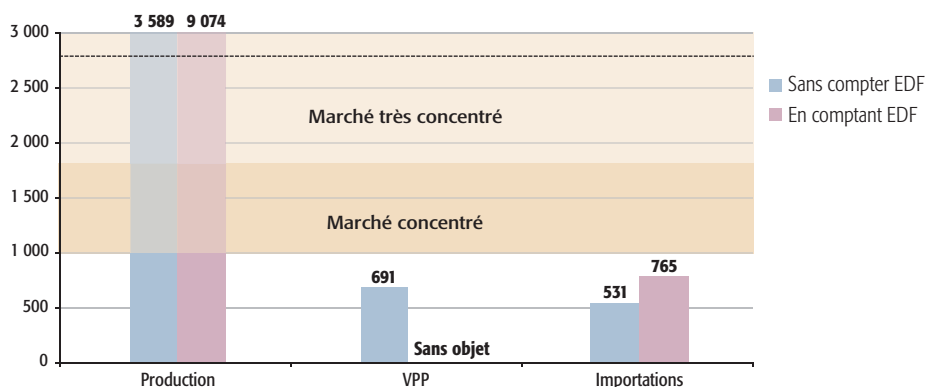
Selon les données de RTE, les pertes physiques sur tous les réseaux (transport et distribution) ont été de 32,4 TWh en 2005. À titre de comparaison, en 2005, 39,5 TWh ont été vendus aux sites de consommation par des opérateurs autres que EDF.

F » La concurrence joue de manière différenciée sur les marchés amont et aval

Le marché de gros étant le lieu des échanges entre injections et soutirages, il est intéressant de comparer les concentrations relatives de ces marchés (Figure 30).

Du côté des injections, sur les segments autres que la production (VPP, importations), les parts de marché sont équilibrées entre les acteurs.

› Figure 30 : Indice de concentration sur les injections physiques



Source : CRE d'après RTE (2005)

Les marchés composant les soutirages sont particulièrement concentrés (Figure 31). La vente aux clients finals est relativement concentrée, même sans prendre en compte EDF. Sur les exportations, l'impact des contrats long terme d'EDF se traduit par un indice HHI élevé, mais cette situation est appelée à changer en 2006 avec la fin de la priorité d'accès aux interconnexions de ces contrats. Enfin le marché des pertes est lui aussi concentré, bien que la place d'EDF y soit limitée.

3 > Les prix de gros se maintiennent à des niveaux élevés

A >> Les prix *spot* augmentent et restent volatils

a_ L'évolution des prix

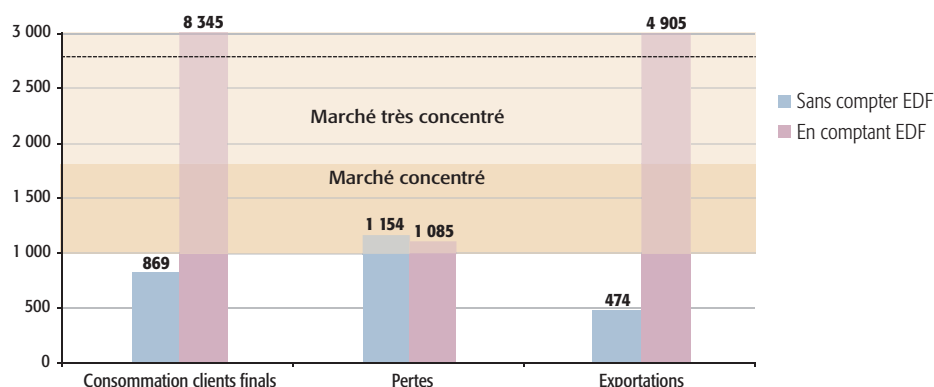
Les prix *spot*, ou *day-ahead*, correspondent aux prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain. Ces prix de court terme sont soumis à une forte variabilité, en raison de l'impossibilité de stocker l'électricité : un excès de demande à un moment

donné ne peut pas être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant. Ils sont également soumis à une forte volatilité en raison de facteurs difficilement prévisibles influençant l'équilibre offre-demande, comme les conditions climatiques (le froid faisant augmenter la consommation, l'absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne...) ou les événements imprévus concernant le système électrique (panne d'une centrale, capacité d'interconnexion réduite...).

Le niveau des prix *spot* en 2005 sur la bourse française était nettement au-dessus de celui de 2004, la moyenne annuelle des prix *spot* en 2005 sur *Powernext* s'élevant à 46,67 €/MWh en base et à 64,05 €/MWh en pointe par rapport à 28,13 €/MWh en base et à 37,55 €/MWh en pointe en 2004 (Figure 32).

De plus, la variabilité des prix a été largement supérieure à celle de 2004, sous l'effet des pics de prix qui se sont produits à l'occasion des périodes de forte tension de l'équilibre offre-demande en France.

> Figure 31 : Indice de concentration sur les soutirages



Source : CRE d'après RTE (2005)

> Figure 32 : Évolution des prix *spot* en base et pointe sur *Powernext* (moyenne glissante sur 7 jours)



Source : CRE d'après Powernext

En février et mars 2005, des pics de prix horaires jusqu'à 305 €/MWh ont été observés pendant plusieurs jours. Cette période fait l'objet d'une analyse détaillée à la page 62.

En juin 2005, une vague de chaleur et de sécheresse a provoqué une chute importante de la production hydraulique, des restrictions de production en raison de problèmes de refroidissement des centrales thermiques, et une augmentation de la consommation. Le niveau moyen des prix *spot* en base sur *Powernext* au cours des dix derniers jours de juin s'est élevé à 59 €/MWh.

En novembre 2005, en raison d'une vague de froid en Europe du nord, les prix *spot* ont atteint un niveau jamais observé sur les marchés français et allemands, et la tension en pointe en France a été considérable. Des pics de prix horaires ont eu lieu sur *Powernext* le 28 novembre 2005 à 517,60 €/MWh et le 29 novembre 2005 à 609,04 €/MWh (à l'heure 19 dans les deux cas).

Les prix *spot* ont ensuite baissé, mais sont restés à un niveau très élevé, en raison d'une mauvaise disponibilité des moyens de production thermiques et du niveau historiquement bas des réservoirs hydrauliques. Le niveau moyen des prix *spot* en base a atteint 73 €/MWh en décembre, 68 €/MWh en janvier 2006 et 78 €/MWh en février 2006.

À partir de la mi-avril, les prix *spot* ont baissé et se sont situés à un niveau comparable à celui à la fin de 2004. Cette baisse s'explique par des températures plus clémentes, une très bonne disponibilité de la filière nucléaire et la forte amélioration du remplissage des barrages hydrauliques en France.

b_ Comparaison avec les autres places européennes

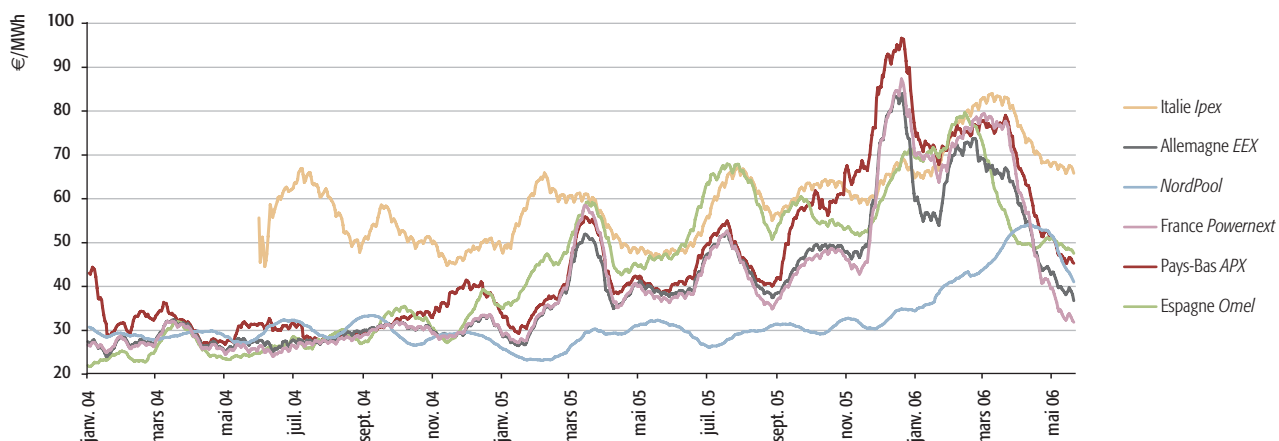
Comme le montre la figure 33, la plupart des autres marchés européens ont connu une augmentation des prix *spot* au cours de l'année 2005. En Italie et sur le NordPool (Norvège, Suède, Finlande et Danemark), les prix n'ont augmenté qu'en fin d'année.

Les marchés français, jusqu'à présent situés parmi les moins chers en Europe, ont été parmi les plus chers entre décembre 2005 et mars 2006, plus particulièrement en ce qui concerne celui de la pointe.

Cette augmentation des prix français s'est accompagnée d'une décorrélation croissante avec les prix allemands, d'abord à l'occasion de la vague de froid de mars 2005, puis à partir de décembre 2005. Cette tendance s'explique en partie par la forte sensibilité de la consommation électrique française aux conditions climatiques, le coût de production élevé des moyens de production de pointe en France, et la réduction de la surcapacité du parc de production français. Pendant les périodes froides, l'équilibre offre-demande en France est nettement plus tendu qu'en Allemagne, et le marché français importe jusqu'à saturation de l'interconnexion. Les prix des deux marchés ne peuvent alors plus s'aligner.

Le différentiel entre les prix *forward* français et allemands et le prix élevé des capacités annuelles d'importation d'Allemagne confirment que les acteurs du marché anticipent la répétition de tels épisodes de décorrélation des prix *spot* entre les deux pays.

› **Figure 33 : Évolution des prix *spot* base sur les principales places européennes (moyenne glissante 30 jours)**



Source : CRE d'après PWX, EEX, APX, Omel, NordPool, IPEX

B » Les prix *forward* sont en forte hausse

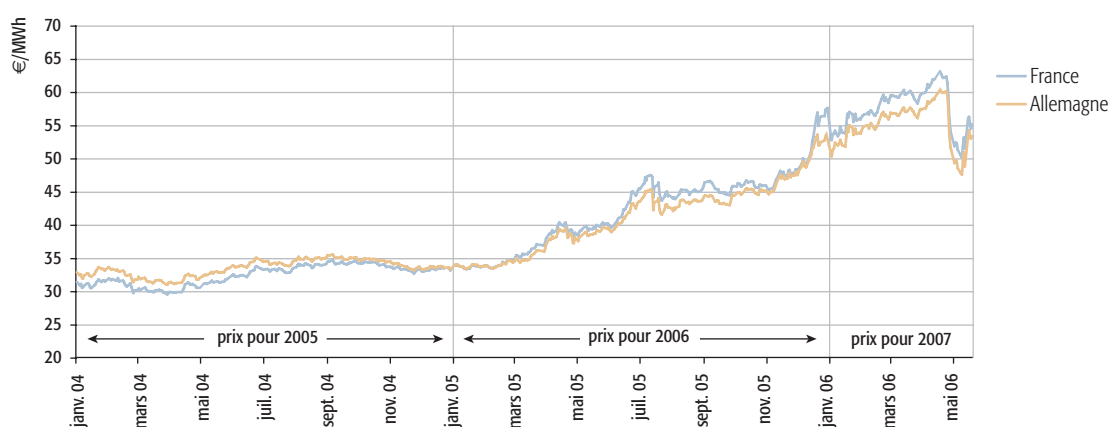
Les prix *forward* correspondent à l'achat ou à la vente d'électricité à l'avance, pour les mois, les trimestres ou les années calendaires à venir.

La figure 34 montre l'évolution des prix *forward* Y+1 Base depuis janvier 2004. Alors que les prix du produit annuel en France et en Allemagne s'étaient stabilisés autour de 35 €/MWh en 2004, ils sont en forte hausse depuis

mars 2005, atteignant plus de 55 €/MWh en France en fin d'année. En 2006, le prix *forward* Y+1 (livraison en 2007) a augmenté au-delà des 62 €/MWh, avant de retomber fin avril de plus de 10 €/MWh, en raison d'une chute du prix du CO₂. L'augmentation du prix de ce produit à partir de la mi-mai est également liée à une remontée du prix du CO₂.

Le différentiel entre les prix allemands et français, légèrement à l'avantage du marché français au cours de 2004, a diminué en fin d'année pour s'inverser durablement à partir de mars 2005.

» Figure 34 : Prix du *forward* base annuel Y+1



Source : CRE d'après Powernext, EEX

Encadré 14 : Transparence et formation des prix sur le marché de gros français

Les prix *spot* et *forward* sur le marché de gros évoluent sous l'effet de la réalité et des anticipations d'évolution :

- de la tension de l'équilibre offre/demande ;
- du coût variable de production des différentes filières, incluant le coût du CO₂ ;
- des prix de l'électricité sur les marchés frontaliers et des capacités disponibles des interconnexions.

La transparence des informations de production, réalisées et prévisionnelles, est donc essentielle au bon fonctionnement du marché. Les règles de bonne pratique (*guidelines*), en cours d'élaboration par le groupe européen des régulateurs (EREG), précisent les informations qui devraient être rendues publiques au niveau européen.

En France, l'offre de production ne fait l'objet d'aucune transparence. Seul EDF dispose d'informations sur la disponibilité prévisionnelle d'une part significative du parc français. Cette absence de transparence a des conséquences négatives sur le fonctionnement du marché :

- elle favorise indûment le groupe intégré EDF qui est le seul à disposer des données permettant d'anticiper les variations de prix ;
- elle peut induire des anticipations erronées des autres acteurs sur les marchés *spot* et *forward* ;
- elle alimente des surs réactions à des événements ponctuels, qui se traduisent en particulier par des pics de prix ;
- l'impossibilité d'expliquer les prix observés réduit la confiance des acteurs dans le marché français, entravant ainsi le développement de sa liquidité ;
- l'absence de données exploitables par les investisseurs peut remettre en cause, à terme, la sécurité d'approvisionnement du marché français.

Il est donc essentiel que certaines informations relatives à la disponibilité prévisionnelle et à la production réalisée du parc français soient rendues publiques. La CRE constate que le marché français est, à cet égard, moins transparent que les deux plus gros marchés frontaliers (Royaume-Uni et Allemagne).

C » Les fondamentaux tirent les prix à la hausse

a_ Le prix du combustible

L'impact du prix des combustibles sur les prix de gros de l'électricité dépend du degré d'appel au cours de l'année de chaque filière de production pour produire le dernier MWh vendu sur le marché, dit « marginal ».

En France, la production marginale est majoritairement issue de la filière au charbon. Les productions au fioul et nucléaire sont également, mais dans une moindre mesure, marginales pendant certaines heures de l'année. La production centralisée au gaz, peu répandue en France, n'y est jamais marginale. En revanche, elle l'est dans la plupart des pays frontaliers de la France.

L'évolution des prix de gros en France devrait donc être principalement liée à l'évolution du prix du charbon, du CO₂ et du fioul lourd.

Le niveau moyen du prix du charbon a diminué d'environ 16 % entre 2004 et 2005 (charbon livré à Amsterdam/Rotterdam/Anvers dans 180 jours).

Le niveau moyen du prix du fioul lourd a augmenté de 56 % en 2005 par rapport à 2004.

Les quotas d'émission de CO₂ n'ont été mis en œuvre qu'en 2005. Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre, leur prix a plus que doublé.

Le prix du gaz, déjà en hausse en 2004, a fortement augmenté au cours de 2005. Le niveau moyen des prix *spot* de gaz sur le *NBP* au Royaume-Uni a augmenté de 65 % en 2005 par rapport à 2004.

La CRE constate que les prix français sont, depuis mi-2005, très fortement corrélés au prix du gaz sur les *hubs* européens. Or, la production française au gaz, peu volumineuse, n'intervient pas

significativement dans la fixation des prix. L'impact croissant du prix du gaz sur les prix français traduit le rôle croissant des échanges avec les pays frontaliers producteurs au gaz dans la fixation du prix français.

La figure 35 compare l'évolution du prix *forward* annuel en électricité sur *Powernext* et celle des combustibles (gaz et charbon) et du CO₂.

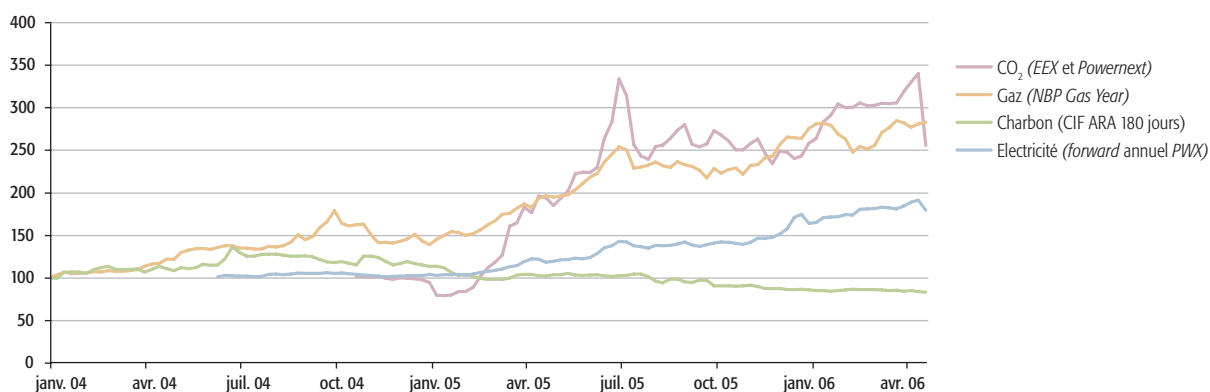
b_ Le prix des permis d'émission

L'essentiel des quotas d'émission détenus par les électriciens leur ont été alloués gratuitement. Toutefois, selon les producteurs d'électricité, la logique de tarification au coût marginal sur les marchés de gros imposerait aux producteurs émetteurs de CO₂ de répercuter l'intégralité du coût du permis d'émission dans leurs coûts de production et donc dans leurs prix de vente *spot*. Dès lors, l'impact du CO₂ sur le prix *spot* de l'électricité est croissant avec le taux de marginalité des filières émettrices (gaz, charbon, fioul). Cet impact se répercute logiquement sur les prix *forward*.

Le prix de la tonne CO₂ dépend de l'équilibre entre l'offre et la demande pour les permis d'émission, dont les déterminants sont multiples.

Une hausse des prix du gaz augmente la demande pour les permis d'émission, car elle favorise le choix économique de la filière de production électrique au charbon, plus émettrice de CO₂ que la filière au gaz. En revanche, une bonne pluviométrie augmente la production hydraulique qui, remplaçant des moyens de production émetteurs de CO₂, diminue la demande pour les permis d'émission.

» Figure 35 : Évolution comparée du prix de l'électricité, des combustibles et du CO₂
(Base 100 au 01/01/2004 (charbon), 01/06/2004 (*Forward* 2006), 01/10/2004 (gaz), 01/01/2005 (CO₂))



Source : EEX, Platts, Powernext

Le prix du permis affiche une forte variabilité (Figure 36). À l'été 2005, la sécheresse en Espagne, l'augmentation des prix du gaz et des réductions dans les plans d'allocation de la Pologne, la République Tchèque et de l'Italie ont fait augmenter les prix jusqu'à un pic à presque 30 €/t en juillet. La baisse du prix de fin novembre serait liée à une décision de la Cour Européenne (*Court of First Instance*), obligeant la Commission européenne à réexaminer le rejet de la demande britannique d'augmenter son plan d'allocation de 20 millions de permis d'émission. En janvier 2006, le prix aurait augmenté sous le double effet de l'augmentation du prix du gaz et du refus de la Commission européenne de réviser à la hausse le plan d'allocation britannique.

Entre fin avril et mi-mai 2006, le prix du CO₂ s'est écroulé en raison de l'annonce des émissions de CO₂ en 2005 des installations soumises au système d'échange de droits. Ces émissions ont été inférieures aux attentes du marché : le marché européen s'est révélé excédentaire de 163 millions de permis d'émission de CO₂. Les prix *forward* de l'électricité pour livraison en France en 2007 ont également chuté fin avril pour remonter à partir de la mi-mai, confirmant l'impact direct du prix du CO₂ sur le prix de l'électricité.

4 La surveillance des marchés n'est pas satisfaisante

A » La mission de la CRE a été limitée

La CRE, en vertu de l'article 3 de la loi du 10 février 2000, doit veiller au « bon fonctionnement du marché de l'électricité ». Cette mission a été confirmée, mais limitée, par la loi du 13 juillet 2005 selon laquelle « la Commission de régulation de l'énergie surveille (...) les transactions effectuées sur les marchés organisés de l'électricité ainsi que les échanges aux frontières. »

À cette occasion, l'Assemblée nationale n'a pas retenu l'amendement tendant à confier à la CRE la surveillance de la formation des prix et des échanges de gré à gré. En outre, le décret conditionnant l'application du dispositif n'est toujours pas paru au 1^{er} juin 2006.

En conséquence, la CRE n'a pas accès aux informations concernant les transactions conclues de gré à gré. Elle ne peut pas évaluer, sur la base de données incontestables, le comportement des acteurs sur le marché *OTC*, qui représente 90 % des transactions sur le marché français, ni valider le bien-fondé du niveau actuel des prix sur le marché de gros français.

B » La CRE analyse les prix de gros et les comportements aux frontières

La CRE mène des analyses régulières sur le comportement des participants sur le marché et des analyses ponctuelles, en fonction des événements constatés. Parmi les thèmes qui ont fait l'objet d'études spécifiques, figurent le lien entre les prix *spot* et les prix *forward*, les échanges France-Allemagne et les variations de prix de mars 2005 et de l'hiver 2005-2006.

a Liens entre les prix spot et les prix forward

Les échanges sur le marché de gros concernent deux types de produits : les produits *spot*, échangés la veille pour livraison le lendemain, et les produits *forward*, pour livraison au cours des mois, des trimestres ou des années à venir.

La CRE a analysé les liens entre les prix de ces deux types de produits, dans deux optiques différentes : la qualité de la prévision des prix *spot* par les prix *forward* et l'influence des prix *spot* sur les prix *forward*.

» Figure 36 : Évolution du prix du permis d'émission d'une tonne de CO₂



Source : Powernext, EEX

- Qualité de prévision

Les prix *forward* sont comparés aux prix *spot* que ces prix *forward* avaient anticipés. Il s'agit d'analyser dans quelle mesure le marché à terme anticipe correctement le niveau réel des prix à la date de livraison, et s'il est plus intéressant d'acheter en *spot* ou en *forward*.

On constate qu'il n'y a pas de surévaluation ou de sous-évaluation systématique du niveau moyen des prix *spot* par les prix *forward*, autrement dit, pas de possibilité d'arbitrage systématique. Les produits *forward* représentent une assurance pour les producteurs et les consommateurs vis-à-vis du risque prix. Cette assurance n'est pas systématiquement favorable à l'une ou à l'autre des contreparties.

- Influence des prix *spot* sur les prix *forward*

La CRE a recherché une relation entre le prix *spot* passé et le prix *forward* actuel, pour voir comment le prix *spot* influence le prix *forward*. Cela doit permettre de déterminer si les pics de prix isolés et les événements atypiques sur le *spot* font augmenter les prix *forward*, et, par conséquent, s'il est possible de manipuler le prix à terme en causant un pic de prix ponctuel sur le *spot* (Figure 37).

Les analyses de la CRE montrent que l'évolution du prix Y+1 est corrélée avec la tendance des prix *spots* passés et présents – bien que l'on observe des décalages sur certaines périodes. En outre, sur la base des observations de la CRE, la volatilité des prix *spot* (notamment les pics de prix) ne fait pas augmenter le prix Y+1.

Sur la période observée, le prix *spot* influence le prix *forward* par sa tendance à la hausse ou à la baisse. Les acteurs du marché prennent en compte les événements atypiques ponctuels sur le marché *spot* dans leurs estimations du prix *forward*, mais ne les surpondèrent pas.

b_ Surveillance des échanges aux frontières : l'interconnexion France-Allemagne

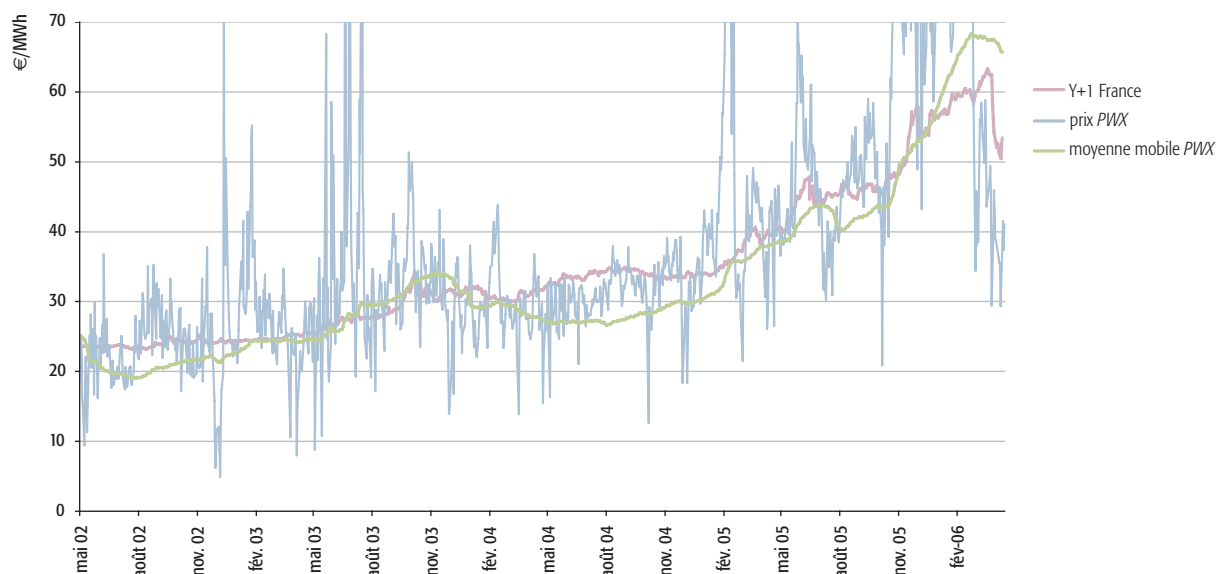
Dans un marché concurrentiel, le sens des échanges journaliers de court terme (importations/exportations) est cohérent avec le différentiel de prix aux frontières. C'est ce qui est observé pour les échanges franco-anglais et franco-espagnols.

Pour les échanges franco-allemands, dans un nombre significatif de cas, le sens de l'échange n'est pas cohérent avec le différentiel de prix France-Allemagne (Tableau 7).

Sur la période étudiée, la majeure partie des cas d'« anomalie » sont des cas où la France importe alors que les prix sont plus élevés en Allemagne. Ceci pourrait s'expliquer par un manque de liquidité du marché français, qui contraindrait les acteurs à s'approvisionner en Allemagne, même quand les prix y sont plus élevés, car il serait difficile de trouver une contrepartie en France.

La CRE a établi que plus de trente *traders* – soit la quasi-totalité des acteurs véritablement actifs sur la frontière allemande – ont, à un moment ou à un autre, importé apparemment à contresens entre 2003 et 2005 (importation alors que le différentiel de prix est supérieur à 2 €/MWh).

› Figure 37 : Prix *spot*, tendance des prix *spot* et prix *forward*, France, mai 2002 – février 2006



Source : CRE d'après Powernext et PLatts

Tableau 7 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne

Répartition en pourcentage selon le solde importateur et le différentiel de prix, (jours pointe, de 2003 à 2005)	Différentiel de prix pointé inférieur à -2 €/MWh (France plus chère)	Différentiel des prix pointé compris entre -2 €/MWh et +2 €/MWh	Différentiel de prix pointé supérieur à 2 €/MWh (France moins chère)
France exportatrice en pointe	4 %	7 %	13 %
France importatrice en pointe	26 %	32 %	19 %

Rouge: cas "anormaux", Vert: cas "normaux", Gris: cas "indéterminés".

Source : CRE

La CRE n'a pas pu identifier de manipulation ni d'entente. Elle a constaté qu'aucun acteur à lui seul n'est responsable de la majeure partie de ces importations à contresens : sur la période 2003-2005, le principal importateur à contresens n'a réalisé qu'environ 25 % de ces imports « anormaux » et les 5 premiers n'en ont réalisé qu'environ 55 %.

c_ Surveillance des marchés organisés :

les prix élevés en mars 2005 et en hiver 2005-2006

Les prix *spot* du début du mois de mars 2005 ont été particulièrement élevés (cf. page 56).

La CRE a mené une analyse approfondie de cette période. Cette analyse confirme que l'équilibre offre-demande sur le marché français était tendu, une vague de froid prolongée a fait augmenter la demande en Europe et surtout en France, où la consommation électrique est particulièrement sensible aux températures. Ces consommations élevées se sont conjuguées à des conditions hydrauliques très défavorables et, selon les traders, la tension a été aggravée par une demande en Allemagne accrue par le faible niveau de la production éolienne.

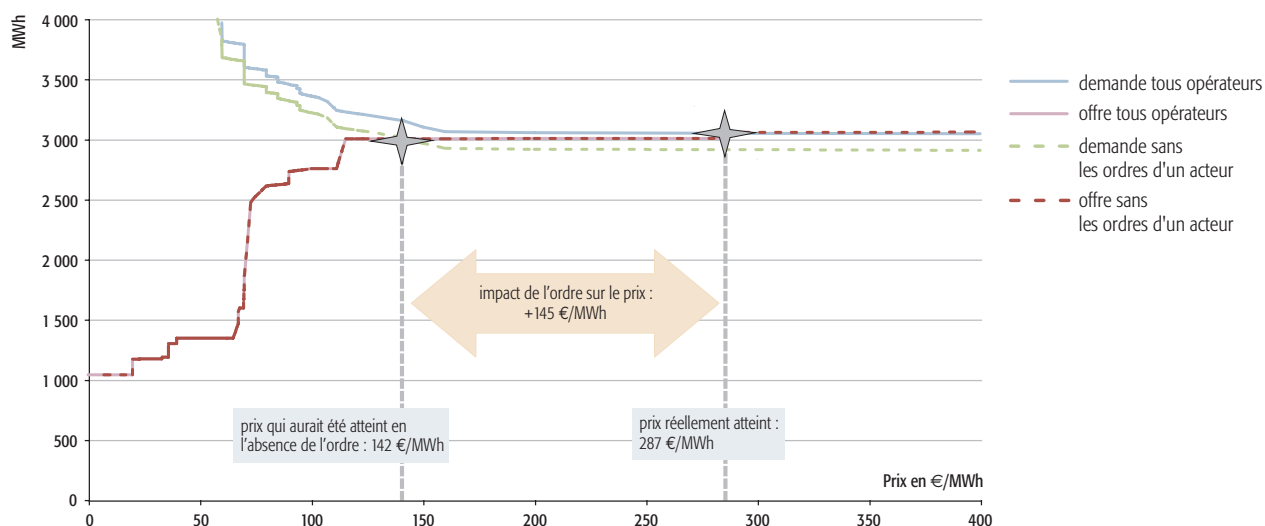
Dès lors, l'utilisation à pleine puissance de tous les moyens de production, jusqu'aux centrales dont le coût variable est le plus élevé, n'a pas toujours permis de satisfaire la demande française, et la France a été, à plusieurs reprises, importatrice nette.

Par ailleurs, la CRE a mené une étude des pics de prix observés sur *Powernext*. Aucune tentative de manipulation des prix n'a été établie jusqu'à présent. Les pics de prix ont fréquemment résulté de la conjonction d'ordres de plusieurs acteurs, portant sur des volumes limités. Dans un contexte très tendu, sur certaines heures, il arrive qu'un ordre d'achat de quelques MWh suffise pour faire monter le prix de plus de 100 €/MWh, ainsi que l'illustre la figure 38.

Dans ce type de situation, le comportement de chaque acteur peut avoir un impact important sur le prix, mais, le prix étant établi par *fixing* unique, aucun d'entre eux ne peut anticiper l'impact de ses agissements. Il ne peut donc y avoir manipulation par un seul acteur.

Les prix *spot* ont également été très élevés au cours de l'hiver 2005-2006.

› **Figure 38 : Courbes d'offre et de demande sur *Powernext Day Ahead*, à une heure donnée un jour de mars 2005, avec et sans les ordres d'un acteur non dominant**



Source : CRE d'après Powernext

L'analyse de la CRE établit que l'équilibre offre-demande sur le marché français était à nouveau tendu, du fait de températures inférieures aux valeurs normales, de conditions hydrauliques toujours très défavorables et d'une faible disponibilité du parc de production nucléaire.

Comme en mars 2005, l'insuffisance des moyens de production français pour couvrir la demande intérieure a généré des prix particulièrement élevés, et la France a dû importer des volumes importants.

3_ Le marché de détail

Les industries du secteur de l'énergie en France contribuent à hauteur de 2,5 % au PIB. L'industrie électrique concentre un peu plus de la moitié des emplois. Elle est la seule dont la facture énergétique soit négative, la France étant exportatrice nette d'électricité.

La consommation française d'électricité a fortement crû au cours des 30 dernières années sous l'effet de la très forte augmentation de la consommation du secteur résidentiel-tertiaire (Figure 40). De 1978 à 1990, la consommation a progressé plus rapidement que l'activité économique, l'électricité prenant une part croissante dans l'économie du pays. Depuis le début des années 1990, la progression de la consommation d'électricité se fait à un rythme plus proche de celui du PIB. Au cours des six dernières années, le taux de croissance annuel de la consommation d'électricité s'est établi aux alentours de 1,8 % (consommation intérieure non corrigée des variations climatiques).

En 2005, la consommation française a atteint 482 TWh.

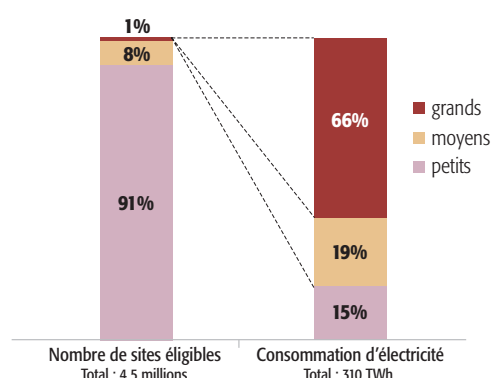
Encadré 15 : La segmentation de la clientèle retenue par la CRE

Grands sites : sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles. Ce segment représente 1 % des sites en nombre, mais 66 % de la consommation d'électricité des éligibles (Figure 39).

Sites Moyens : sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple. Ce segment représente 8 % des sites et 19 % de la consommation des éligibles (Figure 39).

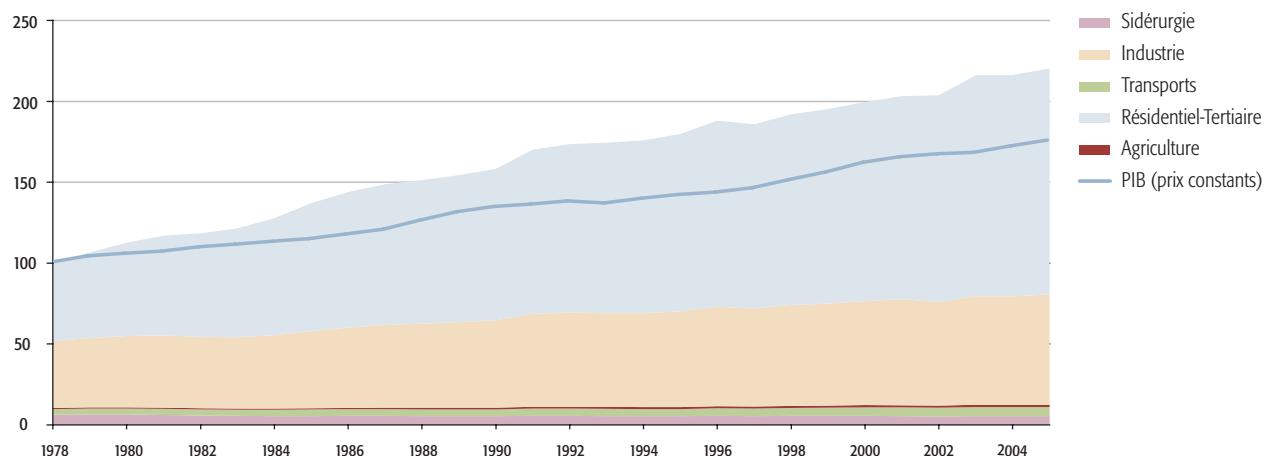
Petits sites : sites raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans...). Ce segment représente 91 % des sites en nombre et seulement 15 % de la consommation des éligibles (Figure 39).

› Figure 39 : Répartition de la consommation des sites éligibles



Source : CRE d'après GRD, RTE

› Figure 40 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1995



Sources : CRE d'après Eurostat RTE, Observatoire de l'énergie

1 › L'exercice de l'éligibilité s'est poursuivi sur le marché de détail

Depuis le 1^{er} juillet 2004, toutes les entreprises et les collectivités locales, soit 4,5 millions de sites, peuvent choisir leur fournisseur d'électricité.

La CRE a mis en place un dispositif de suivi du marché de détail qui comprend deux types d'indicateurs, qui se basent sur les données récoltées auprès des principaux gestionnaires de réseau de distribution et de RTE :

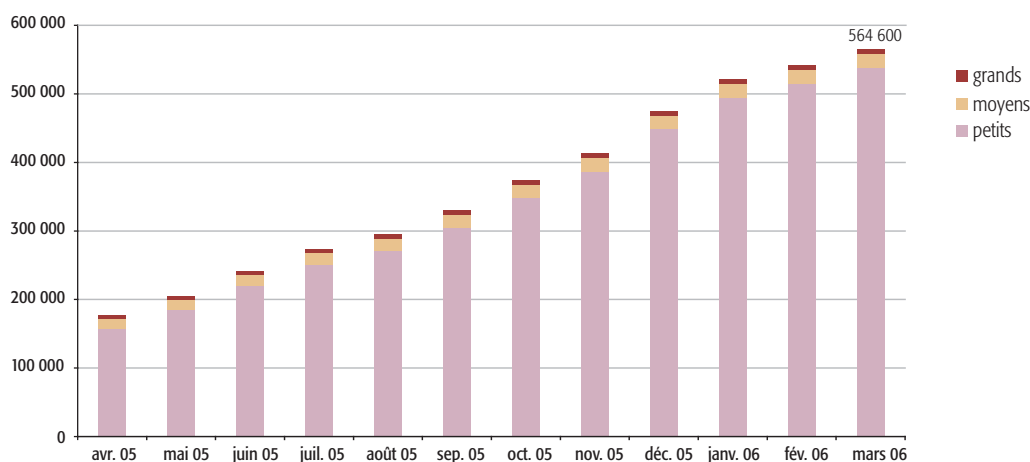
- des indicateurs commerciaux incluant le suivi de l'évolution de l'exercice de l'éligibilité, des parts de marché des fournisseurs alternatifs, du nombre de mises en service et de résiliations ;
- des indicateurs de la qualité de service des GRD (délais de réalisation des changements de fournisseur, mises en service, délais de traitement des réclamations adressées au GRD).

Ce dispositif de suivi du marché de détail permet à la CRE de détecter les dysfonctionnements du marché.

Dans la mesure où elles ne sont pas commercialement sensibles, ces informations sont rendues publiques dans un observatoire trimestriel lancé en février 2005, accessible sur le site internet de la CRE.

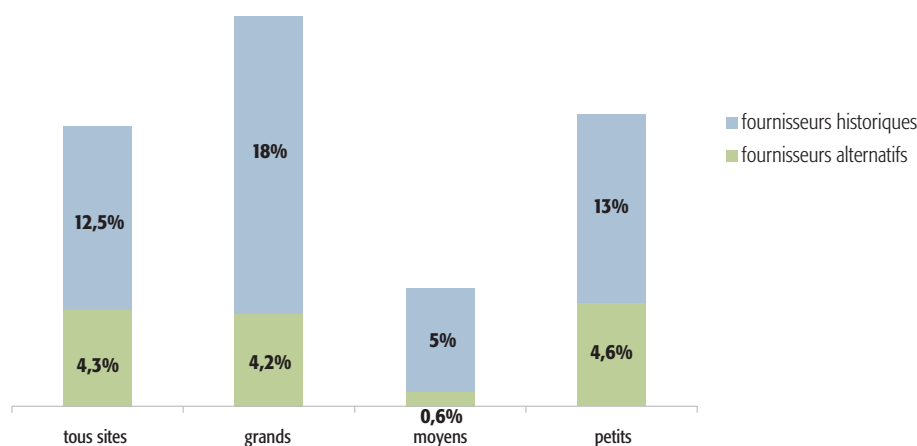
Au 1^{er} avril 2006, 564 600 sites éligibles, soit 12,5 % de l'ensemble des sites éligibles, ont quitté les tarifs réglementés pour s'approvisionner sur le marché (Figures 41 et 42). Chaque mois, 30 000 sites en moyenne signent des contrats de fourniture aux prix de marché.

› Figure 41 : Nombre cumulé de sites ayant exercé leur éligibilité



Source : CRE d'après GRD, RTE

› Figure 42 : Pourcentage des sites ayant exercé leur éligibilité au 1^{er} avril 2006, rapporté au nombre total de sites éligibles



Source : CRE d'après GRD, RTE

Au 1^{er} avril 2006, parmi les sites ayant exercé leur éligibilité, 194 500 sites ont choisi un fournisseur alternatif. Sur l'ensemble du marché ouvert, la part des fournisseurs alternatifs représente 4,3 % des sites et 14,8 % des volumes (Figure 43).

Au 1^{er} avril 2006, 23 fournisseurs alternatifs sont actifs sur le marché (Tableau 8).

2 Les prix sur le marché de détail

A Les tarifs réglementés de vente et les prix de marché obéissent à deux logiques différentes

En électricité, deux logiques distinctes coexistent en matière de prix de détail appliqués au consommateur :

- les tarifs réglementés, tarifs de monopole, fixés par les pouvoirs publics pour couvrir les coûts de l'entreprise intégrée EDF sur le segment des clients restés aux tarifs (production du parc national, commercialisation, acheminement de l'électricité) ;

- les prix de marché de la fourniture, fixés par le libre jeu de l'équilibre offre-demande.

Le prix de la fourniture sur le marché se compare à la part fourniture (production + commercialisation) du tarif réglementé de vente, obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement relative aux activités de réseau, qui est réglementée.

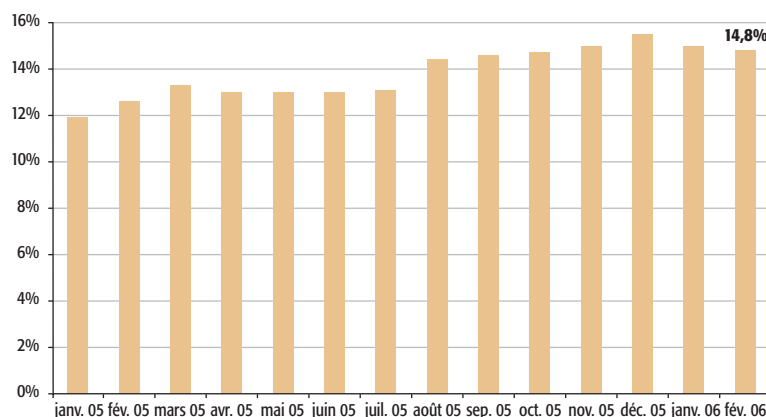
Du fait de la hausse continue des prix de marché observée depuis 2003, le décalage de la part fourniture des tarifs réglementés (stables depuis le 1^{er} janvier 2004) avec les prix de marché s'accroît (Figure 44).

Tableau 8 : Nombre de fournisseurs alternatifs actifs en France

Au 1 ^{er} avril 2006	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	23	22	9	9

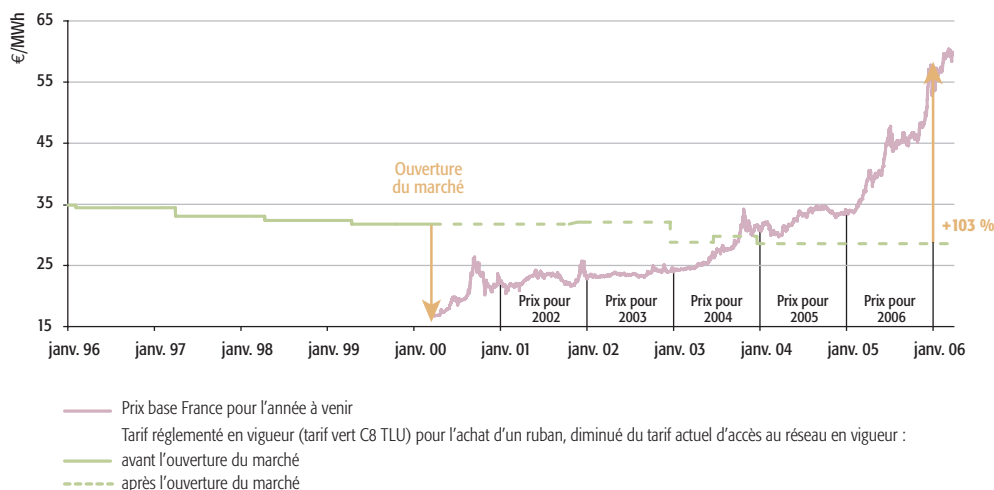
Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 43 : Part de la consommation des sites éligibles alimentée par les fournisseurs alternatifs



Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert, prix hors taxes en € courants au 1^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE



Source : CRE (avril 2006)

Encadré 16 : Le suivi du marché de détail a permis d'identifier trois situations où la concurrence ne se développe que faiblement

- Sur le segment des sites de taille moyenne

La pénétration des fournisseurs alternatifs sur ce segment de client est cinq fois moindre que sur les segments des grands sites et des petits sites. Le bas niveau des tarifs réglementés « jaunes », applicables à ce segment, est à l'origine de cette situation.

- À l'occasion des mises en service

Lors d'une mise en service donnant lieu à exercice de l'éligibilité, les clients choisissent le fournisseur historique dans 95 % des cas. Cette situation est probablement due à un manque d'information des clients sur l'ouverture des marchés et sur leur possibilité de faire appel au fournisseur de leur choix.

- Sur le territoire des ELD

Sur les zones de desserte des 6 plus importantes ELD, au 1^{er} avril 2006, moins d'un site éligible sur 200 a opté pour un fournisseur alternatif, soit 8 fois moins qu'en moyenne nationale. Cette situation s'explique principalement par la complexité générée par les conditions contractuelles différentes imposées par les ELD.

B » Les tarifs de vente au détail s'appliquent encore à tous les clients éligibles

Les tarifs de vente réglementés d'électricité sont des prix de détail aux clients finals couvrant la fourniture et l'acheminement de l'électricité. Ces tarifs intégrés sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis consultatif de la CRE.

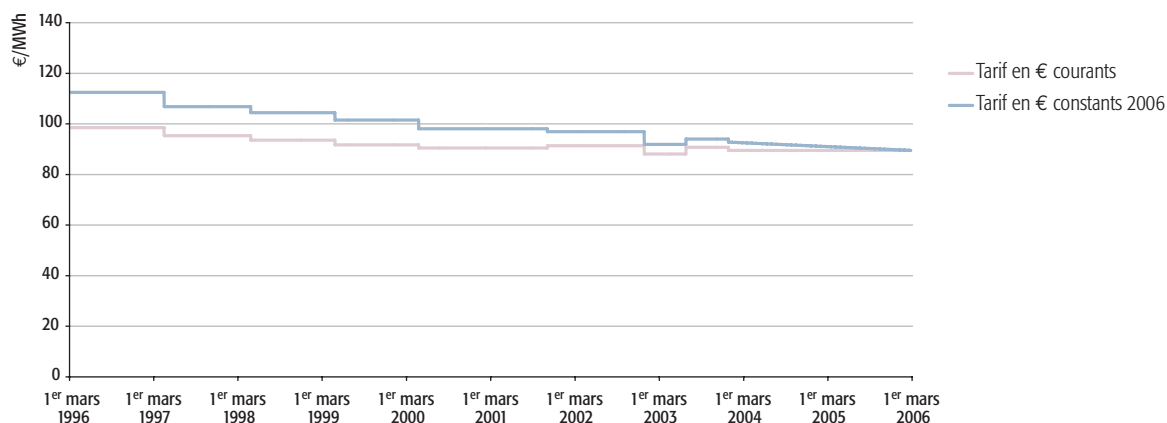
Ces tarifs sont appliqués uniformément sur l'ensemble du territoire national par les opérateurs historiques, EDF et les ELD, aux clients résidentiels, non éligibles jusqu'au 1^{er} juillet 2007. Ils s'appliquent aussi aux clients non résidentiels qui n'ont pas exercé leur éligibilité, pour lesquels le marché de l'électricité s'est progressivement ouvert entre 2000 et le 1^{er} juillet 2004.

La logique du marché implique la suppression, à terme, des tarifs réglementés de vente. Une phase de transition est nécessaire. La priorité doit être accordée à la recherche d'une meilleure adéquation entre les tarifs et les coûts, conformément à la loi.

C » Le niveau des tarifs continue de baisser en euros constants

Le dernier mouvement des tarifs réglementés appliqué pour prendre en compte l'évolution des coûts d'EDF est intervenu en juillet 2003. Les tarifs n'ont pas été modifiés depuis le 1^{er} janvier 2004, date à laquelle ils ont été baissés pour annuler la hausse concomitante de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) (Figure 45).

» Figure 45 : Évolution du tarif de vente d'électricité aux clients résidentiels (hors taxes locales, CSPE, TVA)



Source : EDF - Calculs CRE (2006)

Pour les clients résidentiels, les tarifs hors taxes ont baissé de 20 % en euros constants depuis 10 ans.

En juillet 2005, les tarifs de vente réglementés pour les clients résidentiels (hors TVA) sont en dessous de la moyenne des prix de l'Europe des 15 (102,9 €/MWh par rapport à 124,4 €/MWh) (Figure 46).

D » Les tarifs réglementés doivent couvrir les coûts

La loi du 10 février 2000 prévoit que les tarifs réglementés « couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par EDF », soit :

- les coûts de l'acheminement (couverts par le tarif d'utilisation des réseaux proposé par la CRE) ;
- les coûts de la fourniture, constitués :
 - des coûts complets de production du parc national (coûts fixes d'investissement et charges d'exploitation) ;
 - des coûts commerciaux (marketing et vente) ;
 - des charges de gestion clientèle (service client, facturation, recouvrement, impayés...).

E » Les opérateurs historiques doivent mettre en place une comptabilité analytique

Afin de vérifier que les tarifs réglementés couvrent les coûts des opérateurs historiques et en l'absence de comptabilité analytique sur le segment des clients concernés par ces tarifs, la CRE a établi courant 2005, en liaison avec EDF, une modélisation financière d'un plan d'activités simplifié de l'entreprise pour ses activités réglementées de production, commercialisation et gestion.

Les principaux résultats de cette modélisation, mise en œuvre rétrospectivement sur 2003 et 2004, sont les suivants :

- les tarifs « jaunes » et « verts », concernant les moyennes et grandes entreprises, ne sont pas rentables en moyenne ;
- les tarifs « bleus », concernant les résidentiels et les professionnels, sont rentables en moyenne.

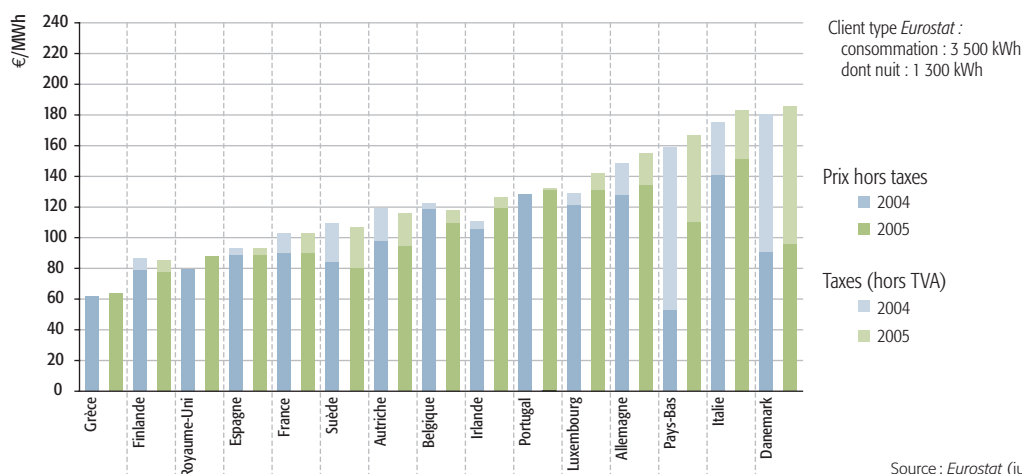
Avant le prochain mouvement tarifaire, le taux de rentabilité de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés devra avoir été défini.

3 » La structure des tarifs doit être rapidement revue en profondeur

La structure des tarifs de vente réglementés n'a pas évolué pour prendre en compte l'instauration du tarif d'utilisation des réseaux publics en 2002. En conséquence, la part des tarifs qui couvre la fourniture, obtenue en retranchant le tarif d'utilisation des réseaux des tarifs de vente, ne reflète pas, en général, la réalité des coûts de fourniture. Certaines catégories de clients ont ainsi des tarifs dont la part fourniture est négative. D'autres génèrent une rentabilité très importante pour EDF.

Afin d'éviter toute distorsion de concurrence sur le marché des clients professionnels et dans la perspective de l'ouverture du marché des clients résidentiels, la CRE rappelle la nécessité de réviser la structure des tarifs en vigueur avant le 1^{er} juillet 2007, pour refléter la vérité des coûts.

» Figure 46 : Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe (hors TVA)



**Encadré 17 : Règlement européen du 26 juin 2003
Article 5 « Informations sur les capacités
d'interconnexion »**

1_ Les gestionnaires de réseaux de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.

2_ Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseaux de transport sont rendues publiques. L'information publiée inclut un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation.

3_ Les gestionnaires de réseaux de transport publient des estimations de la capacité de transfert disponible pour chaque jour, en indiquant toute capacité disponible déjà réservée. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue de la capacité disponible.

II_ L'accès aux réseaux publics d'électricité

1_ L'action de la CRE sur l'accès aux interconnexions avec les pays voisins

Les réseaux électriques des différents pays européens sont interconnectés : cela permettrait aux gestionnaires de réseaux de se porter mutuellement secours en cas de défaillance ; cela permet désormais de développer la concurrence dans le secteur électrique, en vue de l'émergence d'un marché européen de l'énergie.

Les lignes d'interconnexion entre la France et ses voisins n'étant pour l'instant pas suffisamment développées, l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique passera, d'abord, par une coordination renforcée des gestionnaires de réseaux dans le calcul des capacités d'interconnexion et par une meilleure utilisation des capacités existantes (cf. page 74).

Encadré 18 : Règlement européen du 26 juin 2003 Article 6 « Principes généraux de gestion de la congestion »

1_ Les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché.

2_ Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive et où le rappel ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire. Sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction.

3_ La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

4_ Les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

5_ Dans la mesure où c'est techniquement possible, les gestionnaires de réseaux de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans la direction opposée sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, les transactions qui diminuent la congestion ne sont jamais refusées.

6_ Toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants :

- a) garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée ;
- b) investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion ;
- c) comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et/ou pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés.

1 › Un objectif européen : l'accès aux interconnexions transparent et non discriminatoire

A › Les exigences du Règlement européen 1228

Le Règlement européen 1228 du 26 juin 2003, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2004, dispose que les méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions doivent être coordonnées avec les gestionnaires de réseaux voisins, non discriminatoires, fondées sur le marché et susceptibles de fournir des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché. Ces méthodes doivent satisfaire des exigences en matière de planification et de publication des capacités d'interconnexion comme en matière de gestion opérationnelle (indemnisation des acteurs en cas de réduction de capacité, application de la règle de redistribution automatique des capacités non utilisées dite du *Use-It-Or-Lose-It*, mise à disposition du maximum de capacité disponible, *netting* des flux nominés, utilisation encadrée des revenus d'enchères).

B › La suppression de l'accès prioritaire des contrats historiques

La question du maintien de l'accès prioritaire aux interconnexions des contrats historiques conclus avant l'entrée en vigueur de la directive du 19 décembre 1996 a fait l'objet de longs débats. Ces débats peuvent être considérés comme clos avec l'intervention de l'arrêt du 7 juin 2005 de la Cour de justice des Communautés européennes qui supprime l'accès prioritaire, accordé jusqu'alors aux contrats dits « historiques », sur les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.

Cet arrêt dispose, en effet, que « l'accès prioritaire [...] donné à un opérateur en raison d'engagements pris avant l'entrée en vigueur de la directive, mais sans que la procédure prévue à l'article 24 de la directive ait été respectée, doit être considéré

comme discriminatoire au sens des articles 7 – paragraphe 5 et 16 de celle-ci et, partant, comme contraire à ces articles ». Sur la base de cet arrêt et après avoir consulté les différents régulateurs concernés et les services de la Commission européenne, la CRE a demandé à RTE de ne plus reconnaître, à partir du 1^{er} janvier 2006, de droit d'accès prioritaire aux interconnexions aux contrats historiques conclus avant l'entrée en vigueur de la directive du 19 décembre 1996.

2 › Un programme de travail partagé avec les autres régulateurs

A › Les consultations menées auprès des acteurs de marché

Au cours de l'année 2005, la CRE a lancé trois consultations publiques avec ses homologues européens sur le thème des échanges aux frontières.

L'objectif de ces consultations était de recueillir l'avis des acteurs de marché sur la mise en place de mécanismes d'allocation conformes au règlement européen. Les acteurs de marché étaient invités à s'exprimer sur la définition des règles d'enchères explicites et sur leur intérêt pour le développement des échanges infrajournaliers et d'ajustement.

Un grand nombre d'acteurs a répondu à ces consultations (producteurs, traders, gestionnaires de réseaux de transport, industriels, opérateurs de marchés et universitaires). À l'exception d'associations d'industriels, la mise en œuvre de mécanismes d'enchères a unanimement été reconnue comme une étape importante dans l'intégration des marchés européens de l'électricité. L'ensemble des acteurs de marché ont cependant reconnu qu'il restait des progrès importants à réaliser en termes de coordination entre GRT (calcul et allocation des capacités), d'harmonisation des règles du jeu et des conceptions de marché, de transparence du marché et des GRT ainsi qu'en terme de prévention des comportements déviants.

Ces consultations ont permis aux régulateurs d'élaborer et de publier, début décembre 2005, un programme de travail (feuille de route) à l'attention des GRT pour l'amélioration des mécanismes d'allocation au cours de l'année 2006.

B › Les feuilles de route des régulateurs

Les feuilles de route, élaborées avec les régulateurs allemand, autrichien, belge et néerlandais, au cours de l'année 2005, constituent les priorités des régulateurs pour l'année 2006 en matière d'accès aux interconnexions. Leur mise en œuvre a débuté le 1^{er} janvier 2006 avec la mise en place, par les gestionnaires de réseaux, d'un mécanisme d'enchères explicites pour allouer les capacités d'échanges disponibles sur les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.

Encadré 19 : Historique des consultations publiques lancées par la CRE en 2005

- **5 juillet 2005** : consultation publique avec les régulateurs belge (CREG) et néerlandais (DTe) sur l'intégration régionale des marchés électriques belge, français et néerlandais.
- **31 août 2005** : consultation publique avec le régulateur autrichien (E Control) sur l'harmonisation des méthodes de gestion de la congestion entre la France, l'Italie et l'Autriche.
- **22 septembre 2005** : consultation publique avec le régulateur allemand (BNA) sur la mise en place d'une méthode de gestion de la congestion coordonnée sur l'interconnexion Allemagne-France.

Elles insistent sur la nécessité d'une plus grande coopération entre gestionnaires de réseaux afin d'améliorer la gestion des échanges aux interconnexions. Elles prévoient :

- la constitution, dès le début de l'année 2006, d'un groupe de travail interrégulateurs pour surveiller le bon fonctionnement des mécanismes d'allocation. Un rapport commun sera publié à la fin de l'année 2006 pour informer les acteurs de marché ;
- la mise en place d'un marché secondaire de capacités afin d'améliorer leur utilisation, en principe le 1^{er} juillet 2006 ;
- la mise en place d'échanges infrajournaliers et d'échanges d'ajustement avec la Belgique et l'Italie, en principe le 1^{er} janvier 2007 ;
- l'harmonisation des règles d'allocation par enchères entre les différentes interconnexions, en principe le 1^{er} janvier 2007 ;
- conformément à l'article 5.2 du règlement du 26 juin 2003, la mise en place, par les gestionnaires de réseaux, d'une procédure de calcul des capacités d'interconnexion coordonnée et transparente qui devra faire l'objet d'une approbation préalable formelle par les régulateurs, en principe le 1^{er} janvier 2007.

C » Les « initiatives régionales électricité »

Dans la ligne des *mini-fora*⁽⁵⁾, organisés en 2005 par la Commission européenne à la suite des débats du 11^e Forum des régulateurs européen tenu à Rome en septembre 2004, l'ERGEG a lancé, le 27 février 2006, les « initiatives régionales électricité ».

Ces « initiatives régionales électricité » sont engagées avec la Commission européenne en vue de d'établir un fonctionnement homogène des marchés de l'électricité à l'intérieur de 7 régions constituant une première étape vers l'établissement du marché intérieur de l'électricité.

La France est électriquement interconnectée avec six pays voisins et est impliquée dans les travaux de quatre des sept groupes régionaux constituant les « initiatives régionales électricité » (Îles britanniques, Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest).

L'ERGEG a identifié quatre axes de travail autour desquels les régulateurs doivent organiser leurs travaux communs :

- disponibilité maximum des capacités des réseaux de transport d'électricité ;
- disponibilité et contrôle de l'information délivrée par et aux acteurs des marchés ;

- amélioration de la coopération entre gestionnaires de réseaux en vue du développement de l'interopérabilité de leurs réseaux ;
- compatibilité des mécanismes de marchés des différents pays.

Ce processus doit être considéré comme une étape vers l'instauration du marché intérieur de l'électricité qui est l'objectif fixé par la directive du 26 juin 2003. Cela implique que les « initiatives régionales électricité » ne doivent pas conduire à des solutions régionales incompatibles, empêchant l'instauration future d'un marché intérieur.

Par ailleurs, cinq gouvernements (France, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne) ont lancé une initiative de coordination des différents acteurs impliqués dans les échanges transfrontaliers d'électricité, le forum penta-lateral de l'énergie. Cette initiative doit contribuer à des actions de coordination de politique énergétique qui sont du ressort des gouvernements. La CRE et les autres régulateurs concernés en attendent également des actions rendues nécessaires par l'exercice des pouvoirs des régulateurs tels que définis par l'article 23 de la directive comme la levée des obstacles juridiques nationaux à l'établissement de la coopération entre régulateurs.

3 » Des avancées significatives ont été enregistrées dès le 1^{er} janvier 2006

Depuis le 1^{er} janvier 2006, une première étape vers plus de transparence aux interconnexions est franchie : d'une part, la gestion de la congestion sur les interconnexions entre la France et les États membres voisins est effectuée grâce à des mécanismes d'enchères explicites ; d'autre part, les contrats historiques ne bénéficient plus d'un accès prioritaire.

A » Des résultats d'enchères cohérents avec les différentiels de prix des marchés de gros nationaux

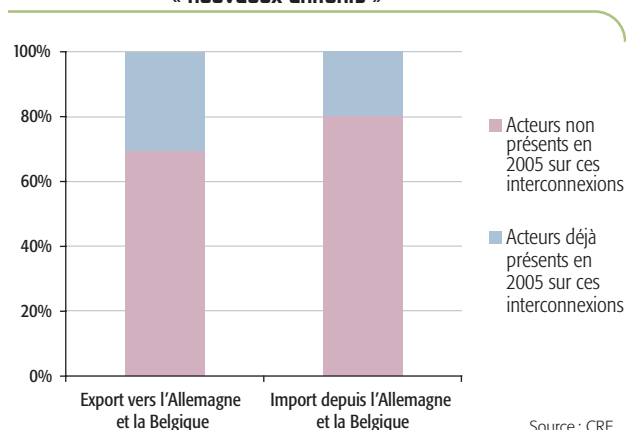
Le sens des signaux de prix révélés par les résultats d'enchères est généralement cohérent avec le sens des différentiels de prix entre marchés. Cette cohérence est d'autant plus forte que le mécanisme d'allocation est coordonné entre gestionnaires de réseaux (cas de la Belgique et de l'Allemagne). Cela confirme bien l'importance, pour la confiance du marché, d'une bonne coordination entre les organismes concernés de chaque côté d'une frontière, qu'il s'agisse des GRT ou des autorités publiques compétentes. En revanche, faute d'une durée suffisante de mise en œuvre des mécanismes d'enchères aux frontières françaises, la pertinence de la valeur des signaux de prix n'y a pas encore été démontrée.

(5) Cf. page 118.

B » Une plus grande concurrence aux interconnexions

Les échanges réalisés aux interconnexions constituent l'un des moyens de développer la concurrence en France. En 2005, l'énergie importée a représenté près de 7 % de la consommation intérieure totale (32 TWh sur 482 TWh consommés), alors que la part de la consommation satisfaite par des fournisseurs alternatifs a été de 9 % (42 TWh).

Figure 47 : Répartition de la capacité acquise aux enchères annuelles et mensuelles pour janvier 2006, entre les « opérateurs historiques » et les « nouveaux entrants »



Les effets combinés de la mise en place de procédures d'allocation plus transparentes et fondées sur le marché et de la suppression de la reconnaissance du droit d'accès prioritaire dont ont longtemps bénéficié les contrats historiques, ont conduit à une réduction de la part d'EDF et à l'apparition de nouveaux acteurs aux interconnexions (Figure 47).

C » Une meilleure utilisation attendue des capacités d'interconnexion

À la plupart des frontières, l'existence de congestions est un indice de l'insuffisance des capacités mises à la disposition des acteurs des marchés pour effectuer des transactions transfrontalières utiles à l'établissement d'un marché intérieur de l'électricité. Il est donc nécessaire d'utiliser de la façon la plus rationnelle possible la ressource rare constituée par les capacités d'interconnexion disponibles pour les transactions commerciales.

La mise en place d'enchères explicites pour l'allocation de capacités à des échéances allant de la journée à l'année constitue

une première étape. La mise en place d'échanges intra-journaliers et d'échanges d'ajustement sur les interconnexions dans les zones à réseau fortement maillé comme la plaque continentale devrait encore améliorer le taux d'utilisation des interconnexions. Toutefois, ce n'est qu'avec l'élaboration et la mise en œuvre, par les gestionnaires de réseaux, d'une méthode coordonnée et transparente de calcul des capacités disponibles aux différentes échéances de temps que l'on pourra espérer améliorer substantiellement le niveau des capacités mis actuellement à la disposition des acteurs de marché.

4 » Les méthodes actuelles de gestion des interconnexions avec les pays voisins

Bien que depuis le 1^{er} janvier 2006, l'allocation des capacités d'interconnexion entre la France et les pays frontaliers de l'Union européenne soit effectuée grâce à des mécanismes d'enchères explicites, le degré de coordination entre gestionnaires de réseaux reste très différent d'une frontière à l'autre.

Comme en 2005, RTE conservera les revenus d'enchères résultant des allocations de capacités et devra en faire une utilisation conforme aux dispositions de l'article 6-6 du Règlement européen du 26 juin 2003 (cf. page 68).

A » France - Allemagne

RTE organise les enchères de capacité pour l'export vers l'Allemagne, et RWE *Transportnetz Strom* gère les enchères de capacité pour l'import depuis l'Allemagne. Conformément à la feuille de route publiée par la CRE et le régulateur allemand (*Bundesnetzagentur, BNA*), des améliorations importantes sont attendues sur cette interconnexion au cours de l'année 2006.

B » France - Angleterre

La CRE a proposé au régulateur britannique (OFGEM) des améliorations au mécanisme actuel d'allocation des capacités sur cette interconnexion :

- l'application effective de la règle de redistribution automatique des capacités non utilisées (*Use-It-Or-Lose-It*) suffisamment tôt en J-1 et, en tout état de cause, avant la dernière enchère journalière actuelle ;
- la création d'un marché secondaire de capacité ;
- la mise en place d'un mécanisme d'allocation en infra-journalier et pour l'ajustement.

Ces améliorations devraient augmenter significativement l'utilisation des capacités d'interconnexion. L'application de la règle *Use-It-Or-Lose-It* suffisamment tôt en J-1 devrait permettre, en plus de la meilleure utilisation par les acteurs de la « ressource rare », de rendre possible le *netting* par les gestionnaires de réseau. Par conséquent, cette règle rendrait plus fluides les échanges transfrontaliers entre le continent et le Royaume-Uni. La mise en œuvre de ces propositions va être examinée, dans le courant de 2006, dans le cadre de l'initiative régionale « Îles britanniques ».

C » France - Belgique - Pays-Bas

Les discussions engagées avec les régulateurs belge (CREG) et hollandais (DTE) au cours de l'année 2005, ont permis la mise en place d'un mécanisme d'enchères explicites sur l'interconnexion France-Belgique, similaire à celui qui est appliqué depuis plusieurs années sur l'interconnexion Belgique/Pays-Bas. Au cours de l'année 2006, des améliorations importantes sont attendues sur ces deux interconnexions dans le cadre de la feuille de route des trois régulateurs.

D » France - Espagne

Dans l'attente de modifications réglementaires espagnoles nécessaires à la mise en place du mécanisme d'allocation coordonnée prévu dans la position commune des deux régulateurs français et espagnol (CNE), publiée le 28 janvier 2005, la CRE a décidé, le 1^{er} décembre 2005, la mise en œuvre, à partir du 1^{er} janvier 2006, d'un mécanisme d'enchères explicites géré par RTE sur la totalité des capacités d'interconnexion disponibles sur l'interconnexion France-Espagne.

Le gouvernement espagnol a fait paraître en décembre 2005, deux ordres ministériels ouvrant la voie à la mise en œuvre des modifications réglementaires permettant l'instauration d'un mécanisme d'allocation coordonnée entre les deux gestionnaires de réseaux sur cette interconnexion.

Cependant, tant que le cadre réglementaire dans lequel devront s'inscrire les règles d'allocation coordonnées entre RTE et son homologue espagnol REE n'est pas définitivement arrêté par les autorités compétentes espagnoles, la CRE demandera à RTE de poursuivre ses allocations unilatérales.

Ainsi, la CRE et le Ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce ont conjointement décidé la mise en œuvre, au

1^{er} juin 2006, de nouvelles règles d'allocation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. Ces nouvelles règles, qui ont été soumises le 26 avril 2006 par les deux gestionnaires des réseaux de transport correspondent à la première étape de la position commune des deux régulateurs. Elle devrait être ultérieurement complétée par la mise en œuvre d'un couplage des marchés organisés à un horizon journalier.

Les enchères explicites coordonnées permettront d'allouer des capacités à un horizon annuel, mensuel, journalier et infrajournalier dans les conditions prévues par le règlement européen du 26 juin 2003. Dans un premier temps, les gestionnaires de réseaux de transport seront en mesure de proposer deux enchères infrajournalières. Afin d'apporter la souplesse supplémentaire demandée par les acteurs de marché, ils se sont engagés à mettre en œuvre, au plus tard au 15 novembre 2006, six enchères infrajournalières.

E » France - Italie - Autriche

En 2005, les régulateurs autrichien, italien et français ont constitué un groupe de travail en vue d'améliorer et d'harmoniser les méthodes d'allocation utilisées entre les trois pays pour les prochaines années. Ce groupe de travail n'a pas permis d'aboutir à une position commune entre les trois régulateurs sur la méthode d'allocation la plus appropriée pour gérer la congestion sur les interconnexions communes avec l'Italie.

D'un côté, la CRE et E-Control (Autriche) considèrent que la méthode d'enchère explicite est la seule méthode d'allocation opérationnelle pour 2006 qui respecte le règlement du 26 juin 2003. De son côté, l'AEEG a souhaité reconduire, pour 2006, une méthode d'allocation implicite de la capacité par l'opérateur de marché italien sur la base de zones et de prix de marché virtuels, complétée par une allocation de droits financiers (instruments de couverture).

Il en a résulté la coexistence de deux mécanismes d'allocation complémentaires, l'un géré par RTE (enchères explicites), l'autre par le gestionnaire de réseau italien Terna (méthode « S1 »), chacun allouant 50 % de la capacité totale disponible.

F » France - Suisse

La création annoncée d'un gestionnaire de réseau, ETRANS, responsable unique des échanges aux frontières côté suisse, permet d'envisager la mise en œuvre courant 2006 d'un méca-

nisme d'enchères explicites journalières coordonnées sur l'interconnexion France-Suisse. Toutefois, l'intérêt de cette mise en œuvre pour le fonctionnement des marchés de l'électricité dépend fortement du niveau de capacité restant disponible après déduction de la capacité nécessaire au passage des contrats historiques qui conservent encore un accès prioritaire sur cette interconnexion. La légitimité de cet accès prioritaire est en cours d'examen par la Commission européenne.

5 Le renforcement des interconnexions est nécessaire à la création d'un marché européen

Les capacités d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité de nombreux États membres ont été construites dans le contexte des monopoles intégrés, antérieurs à la directive du 19 décembre 1996. Elles ont été dimensionnées pour assurer le secours mutuel des sociétés électriques et permettre l'exécution de contrats de long terme et ne sont donc pas toujours adaptées à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique que requiert le marché unique.

Les encadrés 20 et 21 font le point sur la réalisation des projets de renforcement sur les frontières France-Belgique et France-Espagne.

À chaque décision d'approbation des programmes d'investissement de RTE, la CRE a demandé à RTE d'engager les renforcements d'infrastructure nécessaires, en priorité dans les zones où n'existe aucune difficulté technique liée à la topographie des zones frontalières. Force est de constater que les progrès en la matière demeurent lents.

La durée des procédures administratives préalables à la réalisation de tels projets menées séparément dans chaque État membre est l'une des principales raisons de cette situation. Il est donc nécessaire de développer la coordination des procédures des États membres impliqués dans la réalisation de ces interconnexions.

Les travaux engagés en 2005 par le CEER ont permis de définir des grilles d'analyse homogènes susceptibles d'accélérer la prise de décision sur de telles infrastructures. Ces travaux constituent une première étape vers la levée des nombreux obstacles à la réalisation de ces investissements.

Encadré 20 : État des lieux des travaux de renforcement sur la frontière France-Belgique : la réalisation des travaux est conforme au calendrier

Le réseau d'interconnexion entre la France et la Belgique, constitué de 4 lignes à très haute tension, offrait jusqu'en 2005 une capacité commerciale moyenne de 2 200 MW, insuffisante dans un contexte d'ouverture des marchés européens. Le renforcement de l'interconnexion constitue une étape essentielle du processus de rapprochement avec le marché belge, mais aussi avec le marché allemand. En effet, une part importante des flux de bouclage découlant d'une exportation de la France vers l'Allemagne est reportée sur le réseau d'interconnexion France-Belgique.

La solution technique, élaborée par RTE et incluse dans le programme d'investissements approuvé par la CRE, a consisté à renforcer la ligne Avelin-Avelgem par un second circuit électrique, pour un budget total de 15,7 M€. Le renforcement, inauguré le 14 décembre 2005 au terme de 15 mois de travaux, permet d'augmenter la capacité commerciale d'au moins 700 MW.

Encadré 21 : État des lieux des travaux de renforcement sur la frontière France-Espagne : une réalisation retardée

La capacité commerciale de transit entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 600 MW. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est parmi les plus bas d'Europe. Il est très loin des recommandations formulées par le Sommet européen de Barcelone en 2002 (10 % de la consommation nationale soit 4 000 MW). L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est de porter la capacité à 2 800 MW, puis, dans un second temps, à 4 000 MW.

Le renforcement de l'interconnexion consistait initialement en deux volets : le renforcement de la ligne électrique existante Baixas/La Gaudière, et la construction d'un ouvrage transfrontalier entre Baixas et Bescanos. Si le renforcement Baixas/La Gaudière a passé avec succès le stade de la concertation locale en 2003, il n'en a pas été de même du second volet. De nouvelles études approfondies ont donc été menées par RTE afin d'établir des options complémentaires au projet initial. RTE a transmis les solutions envisageables au Ministère de l'Industrie en vue de déterminer le nouveau projet à présenter à la concertation locale.

La date de mise en service du projet, déjà repoussée à plusieurs reprises, est aujourd'hui fixée à 2009 pour un budget estimé à 150 M€.

6 L'analyse de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2005

RTE met à disposition de la CRE les données qui lui permettent d'effectuer un suivi précis de l'utilisation des interconnexions. Par l'analyse de ces données, l'efficacité des règles d'accès aux interconnexions peut être mesurée.

Le bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2005 montre que les capacités d'interconnexion mises à la disposition des acteurs de marché n'étaient pas toujours utilisées efficacement.

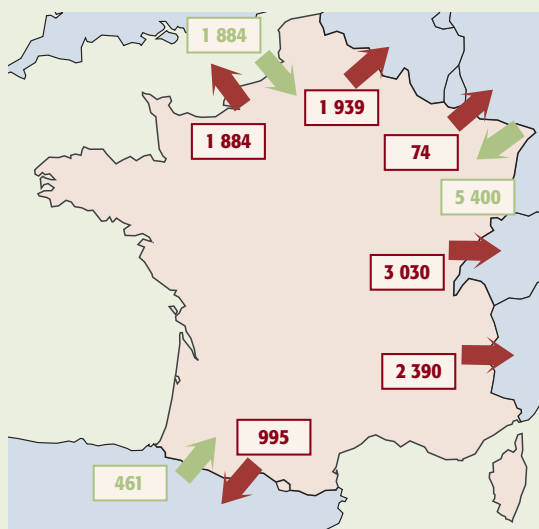
A » France - Allemagne

Pendant l'année 2005, en particulier en hiver, cette interconnexion a été essentiellement utilisée pour des importations, comme lors de l'année précédente.

À cause des fortes contraintes apparaissant sur le réseau allemand, du fait de sa structure, les jours où la production éolienne est importante outre-Rhin, les flux programmés en J-1 dans le sens Allemagne-France ont dû être réduits à plusieurs reprises en début d'année au prorata des quantités que les acteurs souhaitaient faire transiter. À partir du mois d'avril, le

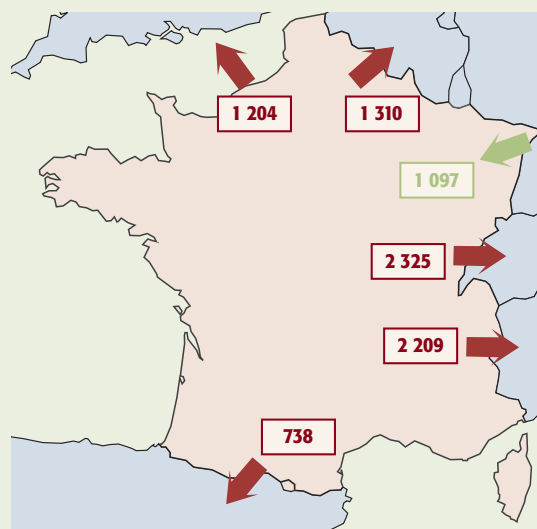
Encadré 22 : Capacités d'interconnexions et flux d'électricité transfrontaliers en 2005

Moyenne des NTC export et import (MW)



Remarque : aucune congestion n'ayant lieu dans le sens de l'import sur les interconnexions avec la Belgique, la

Moyenne du flux commercial net (MW)



Source : CRE

Suisse et l'Italie, les chiffres de NTC à l'import ne présentent pas d'intérêt à être publiés sur ces interconnexions.

Encadré 23 : Taux de saturation constaté sur les interconnexions en 2005

Il s'agit de la proportion entre le nombre d'heures de l'année pendant lesquelles la différence entre le flux net commercial et la capacité nette d'import ou d'export a été inférieure à 200 MW et le nombre d'heures d'une année. On constate que, même dans le cas où une interconnexion paraît assez bien utilisée en moyenne, elle est en fait très peu souvent utilisée à son maximum.

Interconnexion	France - Allemagne	France - Angleterre	France - Belgique	France - Espagne	France - Italie	France - Suisse
Export	14 %	48 %	31 %	66 %	80 %	19 %
Import	2 %	1 %	-	6 %	-	-

Source : CRE d'après GRD, RTE

gestionnaire de réseau allemand RWE Transportnetzstrom a mis en place un mécanisme unilatéral d'enchères explicites journalières sur la capacité d'Allemagne vers France, afin de limiter les flux commerciaux dans ce sens et ainsi de se prémunir contre l'apparition de congestions sur son réseau.

B » France - Angleterre

Cette interconnexion a été essentiellement utilisée, comme à l'accoutumée, dans le sens des exportations. Les prix sur le marché anglais ont été en moyenne plus élevés que les prix français, et le mécanisme d'enchères géré par RTE et NGC a permis aux acteurs d'utiliser l'interconnexion en assez bonne cohérence avec le différentiel de prix entre les marchés anglais et français. La tendance exportatrice s'est accentuée à la fin de l'année, car les prix anglais, nettement corrélés au prix du gaz, ont connu une forte augmentation. Cependant, le taux de saturation de cette interconnexion (cf. encadré 23) montre qu'elle n'a été pleinement utilisée, à l'import ou à l'export, que pendant 49 % du temps en 2005.

C » France - Belgique

Les exportations vers la Belgique, en réalité destinées principalement aux Pays-Bas, ont augmenté en 2005 par rapport à l'année précédente. Quelques importations ont cependant été programmées, jusqu'à plus de 1 000 MW en juillet 2005.

L'interconnexion a quelquefois été congestionnée dans le sens de l'export, surtout lors du second semestre de l'année ; la congestion a cependant été faible sur l'ensemble de l'année 2005 puisque, pendant près de 70 % du temps, au moins 200 MW disponibles à l'export n'ont pas été utilisés (cf. encadré 23). Les congestions seront désormais encore plus rares puisque l'interconnexion entre les deux pays a été renforcée à la fin de l'année 2005.

D » France - Espagne

En règle générale, le sens du flux sur cette interconnexion est lié au différentiel de prix entre les deux marchés. Jusqu'en octobre 2005, les prix espagnols étant de façon générale supérieurs aux prix français, l'interconnexion a été utilisée presque exclusivement dans le sens de l'export. À la fin de l'année, les prix français ayant fortement augmenté à la suite d'une vague de froid persistante, des importations ont été régulièrement observées.

E » France - Italie

Du fait du déficit de production structurel qui existait en Italie jusqu'en 2004, cette interconnexion était traditionnellement utilisée de façon exclusive dans le sens de l'export vers l'Italie. Or, dès le mois de mars 2005, et surtout pendant les six dernières semaines de l'année 2005, une nette diminution du flux exportateur – voire une inversion du flux à certains moments – a été observée. Ainsi, le taux de saturation de l'interconnexion à l'export (cf. encadré 23) est passé de presque 100 % en 2004 à 80 % en 2005.

Ce phénomène nouveau laisse augurer une diminution de la congestion à cette interconnexion dans les prochaines années.

F » France - Suisse

Comme les années précédentes, cette interconnexion a été principalement utilisée dans le sens de l'export vers la Suisse. Par ailleurs, grâce à leurs nombreux moyens de production hydraulique, particulièrement flexibles, les acteurs suisses ont été très actifs sur l'interconnexion dans le cadre du mécanisme d'ajustement, aussi bien à l'import qu'à l'export.

2_ L'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} janvier 2006

La directive du 26 juin 2003 impose la dissociation des activités composant la chaîne de valeur de la fourniture d'électricité (production et commercialisation, transport, distribution) ainsi que la mise en concurrence des activités de production et de commercialisation.

Encadré 24 : Principes de dissociation comptable

Conformément aux règles de dissociation comptable, les opérateurs intégrés tiennent des comptes séparés au titre de la production, du transport, de la distribution et des autres activités. La loi du 9 août 2004 impose aux opérateurs de tenir, à compter du 1^{er} juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Cette nouvelle obligation s'applique aux comptes dissociés de l'année 2004. Les principes de séparation comptable des activités de fourniture proposés par EDF ont été soumis, pour avis, au Conseil de la concurrence, qui s'est prononcé le 20 octobre 2005.

Les réseaux de transport et de distribution sont des infrastructures essentielles qu'il ne serait pas économiquement rationnel de laisser développer par chaque fournisseur pour son propre usage. Leur gestion est donc supposée constituer un monopole naturel. Il en résulte que l'activité de gestion des réseaux est pratiquée dans chaque zone géographique par un monopole soumis à une régulation. Les principes généraux de cette régulation sont décrits par les directives communautaires mais sa mise en œuvre est pour l'instant confiée aux régulateurs nationaux. La régulation doit porter sur les conditions financières de l'exercice du droit d'accès aux réseaux qui est un droit reconnu par les textes communautaires (Figure 48).

1 › Un nouveau cadre réglementaire pour approuver les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

En application de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003, les régulateurs sont responsables de la fixation des principes tarifaires. Dans les différents États membres, la situation va de la proposition des tarifs par les gestionnaires de réseaux à la décision des gouvernements jusqu'à la fixation directe de ces tarifs par les régulateurs eux-mêmes. En France, la CRE est chargée

de proposer des tarifs à la décision du gouvernement qui ne peut que les accepter ou les refuser, sans pouvoir les modifier.

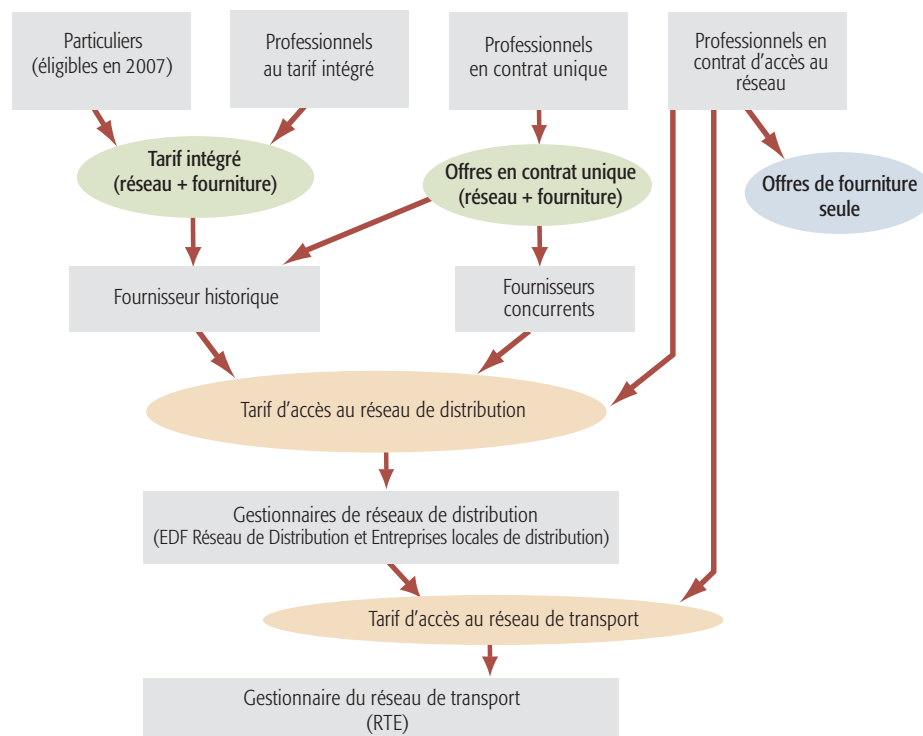
La loi du 13 juillet 2005 a modifié l'article 4 de la loi du 10 février 2000. Désormais, la proposition de la CRE entre en vigueur deux mois après sa transmission aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sauf opposition de l'un des ministres dans ce délai. Cette nouvelle procédure, utilisée pour la deuxième proposition tarifaire envoyée au gouvernement le 29 juillet 2005, a permis une approbation beaucoup plus rapide de la proposition de la CRE. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006.

2 › La transparence et les règles tarifaires ont été améliorées

A › La distinction des composantes de gestion et de comptage

Les gestionnaires de réseau exercent plusieurs activités qui sont de nature différente et dont il est techniquement possible de séparer les coûts. On peut distinguer les activités de développement, d'exploitation et de maintenance de réseau, les

› Figure 48 : Schéma des flux financiers associés aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, selon le type de relation contractuelle entre un consommateur et son fournisseur



Sources : CRE (2006)

activités de mesure et de comptage des flux et les activités de gestion des contrats avec les utilisateurs de réseau. Cette distinction permet de définir différentes composantes tarifaires destinées à recouvrer ces coûts séparables afin d'améliorer la transparence du tarif vis-à-vis des utilisateurs. À la différence des tarifs précédents, cette distinction permet, désormais, de faire apparaître l'évolution dans le temps de l'efficacité économique des différentes activités des gestionnaires de réseaux.

Le tarif entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006 identifie :

- la composante de gestion des contrats, qui est facturée en euros par an, selon le type de contrat (contrat unique ou contrat d'accès aux réseaux) ;
- la composante de comptage (comprenant les coûts de location, d'entretien, de contrôle et de relèvement des données), dont le montant dépend des prestations de comptage demandées par l'utilisateur ;
- les composantes tarifaires relatives à l'utilisation des infrastructures de réseau et qui sont fondées sur les coûts comptables des éléments de réseaux associés aux différents niveaux de tension nécessaires à la desserte efficace de chaque utilisateur.

Cette facturation détaillée permet à chaque utilisateur de connaître plus précisément ce qu'il paye pour la gestion de ses contrats, pour les activités liées au comptage et pour l'utilisation des infrastructures auxquelles il est raccordé.

B » La mise en place de calculatrices des tarifs d'utilisation des réseaux

Dans le même but d'améliorer l'information des utilisateurs de réseaux, la CRE a jugé nécessaire de leur faciliter la simulation du calcul des nouveaux tarifs et le choix de ceux qui sont les plus adaptés à leur situation. À cet effet, elle a mis en place, sur son site internet, une calculatrice des tarifs de réseaux.

Cet outil permet de déterminer la part qui relève de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité dans la facture d'électricité. Il peut répondre aux besoins suivants :

- pour les clients titulaires d'un contrat unique, la calculatrice permet de vérifier le choix de l'option tarifaire effectué pour leur compte par leur fournisseur, et le montant de la part « utilisation du réseau » qui leur est facturée ;
- pour les clients titulaires d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou de transport (CART), la calculatrice fournit des informations utiles pour le choix de leur option tarifaire ;
- pour les consommateurs qui sont restés au tarif intégré, la calculatrice permet d'évaluer la part « utilisation du réseau » dans leur facture, et d'en déduire la part fourniture sur laquelle la concurrence entre fournisseurs est susceptible de s'exercer.

C » L'amélioration de la formulation des règles

Le retour d'expérience tiré de l'application des premières règles tarifaires ainsi que les règlements de différends introduits devant la CRE ont fait apparaître la nécessité de préciser certains termes et notions. À cet effet, une section de définitions a été introduite dans les nouvelles règles. Elle apporte les définitions utiles à la bonne application de ces règles, telles que les notions de point de connexion, d'alimentations complémentaires et de secours ainsi que la tarification applicable aux différents domaines de tension. Le contenu des différentes composantes tarifaires a été précisé, telles que les activités de comptage ou la gestion des relations contractuelles entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux.

3 » Le niveau des charges des gestionnaires de réseaux a évolué

Pour établir sa proposition tarifaire, la CRE s'est fondée sur les conclusions des audits menés sur les comptes dissociés des exercices 2000 et 2002 d'EDF, ainsi que sur les comptes de 2003. Par ailleurs, la proposition tarifaire prend en compte les évolutions de l'organisation du secteur intervenues à l'occasion de l'ouverture à la concurrence pour les clients non résidentiels depuis le 1^{er} juillet 2004 :

- prise en charge de 20 % des coûts de gestion de la relation avec les clients par les gestionnaires de réseau, le reste étant supporté par les fournisseurs ayant signé un « contrat unique » ;
- possibilité offerte aux utilisateurs de demander l'installation de dispositifs de comptage plus adaptés à leurs besoins et d'être propriétaires de leur dispositif de comptage ;
- couverture des coûts liés à la mise en place de mécanismes de responsable d'équilibre et de profilage pour les utilisateurs disposant d'un point de connexion ;
- facturation par les gestionnaires des réseaux publics, selon un barème de prix public, transparent et applicable sans discrimination, de prestations complémentaires, dont les coûts étaient auparavant partiellement inclus dans les charges couvertes par les tarifs réglementés, sans que le statut juridique de ces prestations ait été clairement défini.

La proposition tient compte des évolutions introduites par le règlement du 26 juin 2003 et la loi du 9 août 2004. Elles concernent les actifs inclus dans les périmètres du transport et de la distribution, le montant des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseau ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales.

La CRE a procédé à une évaluation des coûts et des recettes prévisionnels du réseau public de transport pour la

période 2006 à 2007. En revanche, pour les réseaux publics de distribution, seule l'année 2006 a fait l'objet de prévisions. Cette méthode a été retenue en raison des modifications d'organisation et de modes opératoires attendues en 2007 à l'occasion de l'ouverture à la concurrence de la fourniture pour les clients résidentiels.

A » L'équilibre des charges et des produits

Le niveau des charges prévisionnelles est celui entraîné par l'activité des gestionnaires de réseaux pour l'accomplissement de leurs missions de service public et retracé par la comptabilité de ces opérateurs. Il se décompose en charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des infrastructures (charges de personnel, achats externes...) et en charges de capital (rémunération et amortissement des biens utilisés au titre des activités de transport et de distribution).

Parmi les charges d'exploitation, certaines occupent une place particulière en raison de leur importance, tant pour la sécurité du système électrique que pour le niveau des tarifs de réseau :

- **pertes** : la compensation des pertes survenant lors de l'acheminement de l'énergie sur les lignes électriques (effets thermiques et magnétiques) place les gestionnaires de réseau de transport et de distribution parmi les principaux consommateurs du pays. Conformément aux articles 11.6 et 14.5 de la directive du 26 juin 2003, cette énergie est achetée « *selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché* ». Dans le contexte général de hausse des prix de l'électricité, ce poste de charge a fortement augmenté depuis quelques années et représente aujourd'hui plus de 10 % des charges des gestionnaires de réseau ;
- **services système** : le réseau de transport est responsable de la sûreté du système et, à ce titre, est tenu de maintenir la fréquence et la tension sur le réseau. Pour cela, RTE contractualise auprès des centrales électriques la fourniture de moyens de réglages qui représente 7 % de ses charges.

La fixation du niveau des tarifs tient compte de l'ensemble des recettes prévisionnelles des gestionnaires de réseaux. Les recettes des prestations externes et complémentaires contribuent à la couverture des coûts et sont prises en compte pour fixer le niveau des tarifs. Les recettes tirées des enchères aux interconnexions internationales diminuent le niveau des tarifs de transport, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.

Cette régulation globale des charges et des produits permet de contrôler les résultats prévisionnels des monopoles d'infrastructures de réseaux.

B » Une rémunération des actifs de 7,25 %

La rémunération des actifs est un déterminant important des investissements dans les activités régulées. Elle est constituée par le produit du montant de la base d'actifs régulée (BAR) par le taux de rémunération des actifs, correspondant au coût moyen pondéré des capitaux employés. Le montant ainsi calculé est ajouté aux charges prévisionnelles des gestionnaires de réseau pour fixer le niveau des tarifs de réseau.

Pour le transport, la valeur de la base d'actifs régulée de RTE correspond à la valeur nette comptable de ses actifs au 1^{er} janvier de l'année diminuée des participations de tiers aux investissements de l'exercice. Son montant au 1^{er} janvier 2006 est de 10,799 M€.

Pour la distribution, la base d'actifs régulée reflète la valeur comptable des actifs concédés et tient compte des particularités liées à l'existence du régime des concessions publiques de distribution.

Pour le tarif applicable à partir du 1^{er} janvier 2006, la valeur de la base d'actifs régulée d'EDF Réseau de Distribution (ERD) est calculée à partir de la valeur nette comptable des immobilisations, diminuée des financements initiaux des concédants arrêtés au 31 décembre 2004.

Les actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2005 entrent dans la base d'actifs régulée pour la totalité de leur montant. En contrepartie, les charges de capital sont diminuées du montant des financements des concédants de l'année. Le montant de la base d'actifs régulée d'ERD estimée au 1^{er} janvier 2006 et retenue pour fixer le niveau du tarif est de 26,324 M€.

Le taux de rémunération de la base d'actifs s'évalue à partir du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et il a été fixé, pour la durée de validité du tarif, à 7,25 % nominal avant impôt pour RTE et ERD, contre 6,5 % pour la période précédente.

Ce taux de rémunération se situe dans la fourchette des pratiques des autres régulateurs européens. Les taux les plus élevés résultent la plupart du temps de mécanismes d'incitation au développement de la productivité des gestionnaires de réseaux qui laissent à la charge de ces derniers les risques les plus élevés.

C » Des gains de productivité de 3 % par rapport aux charges prévisionnelles

Les gestionnaires de réseau bénéficient d'une situation de monopole et ne sont, de ce fait, soumis à aucune pression concurrentielle pour baisser leurs coûts. Conformément à l'article 4 du règlement du 26 juin 2003, la CRE souhaite prendre en compte des coûts « *correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Elle demande donc aux gestionnaires de

réseau de réaliser des gains de productivité pendant la période d'application des règles tarifaires qu'elle propose.

Ces gains de productivité prennent la forme d'une réduction globale de 3 % appliquée au montant des charges prévisionnelles proposées par les gestionnaires de réseaux. L'assiette de coûts sur laquelle est calculée cette réduction globale est définie comme la somme des charges de personnel et des consommations externes. Les charges de capital résultant des investissements ne sont donc pas concernées.

D » Le compte de régulation des charges et produits (CRCP)

Compte tenu de la durée d'application envisagée pour les tarifs, d'environ deux ans, la CRE les a établis à partir d'hypothèses d'évolution à court terme des coûts et des recettes. Or, même à court terme, certaines catégories de charges et de produits évoluent sous l'influence de facteurs externes dont les gestionnaires de réseaux publics ne peuvent maîtriser complètement les effets.

C'est pourquoi, la CRE a mis en œuvre le CRCP, compte fiduciaire extra-comptable, pour prendre en compte l'incertitude de ces charges et de ces recettes lors de l'évaluation des effets financiers des tarifs.

La CRE a considéré que les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics, les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins, ainsi que le résultat des activités de fourniture des prestations complémentaires présentent un degré de difficulté de maîtrise et de prévision par les gestionnaires de réseau qui justifie leur prise en compte par le CRCP.

Par ailleurs, les charges de capital prises en compte dans le tarif visent à refléter les investissements réalisés en application des procédures d'investissement et de la réglementation applicables aux réseaux publics de transport et de distribution. Dans cette mesure, ces charges de capital sont également éligibles au CRCP pour la part non prévue initialement par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actif régulée.

E » Un niveau tarifaire permettant de garantir la qualité

La qualité du service rendu par les réseaux publics d'électricité est une des contreparties du paiement du tarif d'utilisation de ces réseaux. Cette qualité dépend de la réalisation d'investissements appropriés pour assurer la viabilité à long terme des réseaux publics d'électricité. L'expérience des pays étrangers montre qu'il ne suffit pas d'une rémunération élevée de la BAR pour que de tels investissements soient réalisés.

Dans un secteur d'activité ayant recours à des actifs de très longue durée de vie, il faut également prévoir des mécanismes

incitant les entreprises régulées à procéder à un partage équitable de la capacité d'autofinancement entre rémunération des actionnaires et investissements.

Les montants d'investissements prévisionnels annoncés par RTE sont de 915 M€ en 2006 et de 845 M€ en 2007. Grâce au mécanisme d'approbation des programmes annuels d'investissement prévu par l'article 14 de la loi du 10 février 2000, la CRE dispose d'une information détaillée sur l'emploi de ces montants.

Pour ERD, les montants d'investissements prévisionnels annoncés sont de 2300 M€ en 2006, année prise comme référence, dont 1500 M€ de financement par ERD et 800 M€ de financement par des tiers. Ces montants sont dans la ligne des montants dépensés les années précédentes. Contrairement au cas de RTE, la CRE ne dispose pas encore des données relatives à la pertinence de l'emploi de ces montants dans la distribution.

Le niveau retenu pour les tarifs ne peut pas constituer une entrave à la réalisation des investissements appropriés, même supérieurs à ceux prévus par les gestionnaires de réseau et pris en compte par la CRE au moment du calcul des tarifs.

En effet, les investissements sont amortis sur plusieurs dizaines d'années et sont, par conséquent, recouverts sur une période bien supérieure à la durée d'application prévue pour ce tarif. Dans ses prochaines propositions tarifaires, la CRE prendra en compte les évolutions, des charges de capital résultant de la réalisation effective des investissements (par exemple, une hausse des investissements liée à des variations des contraintes réglementaires apparues pendant la période de régulation écoulee).

4 » Les tarifs de transport d'électricité

Pour le réseau public de transport, auquel sont raccordés moins de mille utilisateurs, généralement des sites industriels, et plus de 2 300 postes sources alimentant des réseaux de distribution, les prix payés par les utilisateurs, somme des tarifs et de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA⁽⁶⁾) instituée par la loi du 9 août 2004 restent, en moyenne, stables.

Cette stabilité en moyenne recouvre une légère baisse au niveau de tension HTB1 et une légère hausse au niveau de tension HTB2. Ces évolutions sont essentiellement dues à l'amélioration de la connaissance des coûts réels du réseau de transport depuis l'élaboration du premier tarif en 2001. Par ailleurs, les facteurs de baisse des prix unitaires du transport, tels que l'augmentation des quantités transportées, ne font que compenser la hausse des prix de l'énergie nécessaire au gestionnaire de réseau pour équilibrer les pertes techniques résultant du fonctionnement des réseaux.

(6) CTA – ou contribution tarifaire d'acheminement – est une somme versée par les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution instaurée par la loi du 9 août 2004 portant réforme du régime des retraites des industries électriques et gazières. Cette contribution doit financer les droits d'assurance vieillesse non pris en charge par les régimes de base et les régimes complémentaires. La CTA ne concerne que les droits acquis au 31 décembre 2004 et exclut les droits postérieurs à cette date.

5 Les tarifs de distribution d'électricité

A » La baisse des tarifs en basse tension et l'élargissement du choix offert aux utilisateurs

Les prix payés par les utilisateurs, somme des tarifs applicables aux réseaux de distribution et de la CTA enregistrent, en moyenne, une baisse de l'ordre 8 % (hors prestations complémentaires).

En moyenne tension, les tarifs de réseau demeurent stables en moyenne, tandis que les tarifs en basse tension sont en baisse sensible.

Parmi les nouveautés de ce tarif, il faut relever l'introduction d'une option dénommée « moyenne utilisation ». Cette option concerne les plus petits utilisateurs ayant un taux d'utilisation de la puissance souscrite relativement important mais qui n'ont pas de besoins particuliers pendant les heures creuses nocturnes. La simplicité de la part de la composante de soutirage, qui dépend de l'énergie consommée, confère à cette option une grande neutralité par rapport aux mécanismes de facturation de l'énergie que peuvent vouloir utiliser les fournisseurs d'énergie. Cette option tarifaire devrait faciliter l'apparition de nouvelles offres commerciales des fournisseurs.

La nouvelle structure des tarifs qui distingue la gestion des contrats, le comptage et le soutirage, permet aux utilisateurs de bénéficier d'un choix élargi de tarifs pour mieux répondre à la diversité des besoins constatés.

B » La péréquation des tarifs de distribution nécessite un outil adapté

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité a été calé sur la structure des coûts d'ERD qui dessert plus de 95 % du territoire national et de ceux de RTE qui dessert 100 % du territoire. Comme l'exige l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000, le tarif est uniforme sur tout le territoire (péréquation géographique). Or, les charges de certaines entreprises locales de distribution (ELD) peuvent être plus lourdes ou plus faibles que la moyenne nationale.

Les ELD rurales ayant des longueurs de réseau importantes, dans des zones géographiques difficiles, et desservant un faible nombre d'abonnés au kilomètre de ligne, auront nécessairement des coûts supérieurs à la moyenne nationale, indépendamment de la qualité de leur gestion.

Le fond de péréquation de l'électricité (FPE) a été créé pour répartir les surcoûts ou les excès de recettes entre ELD, qui doivent toutes appliquer le même tarif alors que leurs coûts sont différents. D'un montant de 7 M€ actuellement, ce fond devrait être réévalué pour tenir compte des conséquences de l'entrée en vigueur du nouveau tarif.

Le FPE doit logiquement évoluer de concert avec les tarifs d'utilisation des réseaux. Certaines ELD tirent leurs ressources de la différence entre le tarif réglementé basse tension qu'elles facturent à leurs clients et le tarif moyenne tension qu'elles doivent payer pour accéder, elles-mêmes, au réseau. Si cette « marge brute » n'est plus suffisante pour couvrir les coûts de ces ELD, le dispositif du FPE devra évoluer en conséquence.

3 Les dispositifs de comptage électrique

1 » Le comptage est une activité à buts multiples

La loi du 10 février 2000 dispose, dans ses articles 15-IV et 19-III, que chaque gestionnaire du réseau procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Il en résulte que les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ont à gérer un vaste ensemble d'appareils de mesure et de contrôle installés sur leurs réseaux. Dans la pratique, ces appareils assurent le recueil et la transmission de trois catégories d'informations complémentaires :

- les informations sur les données permettant d'appliquer correctement le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- les informations permettant le contrôle de l'équilibre des flux nécessaire à la sécurité du réseau ;
- les informations sur les quantités d'énergie vendues par les fournisseurs.

S'agissant de la France, les compteurs actuellement installés ont des fonctionnalités qui restent étroitement liées à la facturation du tarif de vente de l'électricité aux clients non éligibles appliqué par les opérateurs historiques (EDF et ELD) ainsi qu'aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité. Cette mission de comptage est confiée aux gestionnaires de réseaux par l'article 19 du modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité et par l'article 13 du cahier des charges type du réseau d'alimentation générale (RAG) d'EDF.

On trouve dans les derniers textes communautaires des incitations à adopter des outils plus flexibles qui permettront d'évoluer vers la gestion de la demande en temps réel (directive du 18 janvier 2006), de fournir aux utilisateurs des informations sur le moment où l'énergie a été consommée et de présenter des factures plus fréquentes fondées sur la consommation réelle (Position commune (CE) 34/2005 arrêtée par le Conseil le 23 septembre 2005).

2 › Le comptage est un enjeu pour la distribution d'électricité

Parallèlement à l'ouverture des marchés de l'électricité, de nouveaux besoins en matière de quantité et de fréquence de transmission des données recueillies par les appareils de mesure et de contrôle installés sur les réseaux électriques sont apparus.

Ces besoins trouvent leur origine dans le souhait des utilisateurs de réseaux de maîtriser leur consommation d'énergie et de mieux comprendre l'origine de leurs dépenses grâce à une facturation plus précise. Les technologies récemment apparues dans le domaine du comptage permettent d'envisager la satisfaction de ces besoins à un coût raisonnable.

Dans sa délibération du 10 janvier 2006, la CRE a demandé au GTE 2007 de rédiger, au premier trimestre 2006, un projet de cahier des charges d'une étude technico-économique qui visera à quantifier les bénéfices d'une migration du parc actuel de compteurs vers des compteurs électroniques à courbe de charge télérelevée (en y associant, comme on l'observe dans plusieurs pays, des dispositifs télécommandables de coupure et de changement de puissance).

Le parc des réseaux de distribution français, constitué essentiellement de compteurs électromécaniques relevés manuellement, au mieux tous les semestres pour la plupart des GRD, serait dans l'incapacité de satisfaire les nouvelles exigences qui apparaissent dans les textes communautaires mentionnés au à la page 80 si ces exigences devenaient juridiquement contraignantes. De plus, la mise en œuvre de ces exigences nécessitera une adaptation des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux publics d'électricité. Cette adaptation devra être étudiée en tenant compte des nouveaux besoins entraînés par l'exercice de l'éligibilité par la clientèle de masse ainsi que par la multiplication des actes de changement de fournisseur.

C'est l'ensemble de la chaîne constituée du compteur, du système de relève et du système d'information qui est concerné et qui devra évoluer dans les prochaines années pour les réseaux de distribution.

3 › Le renouvellement du parc de compteurs de RTE

RTE a présenté sa politique de renouvellement des installations de comptage dans le cadre du programme d'investissements qu'il soumet chaque année à l'approbation de la CRE. Celle-ci a constaté que les dispositions techniques retenues par RTE sont conformes aux orientations contenues dans la délibération de la CRE du 29 janvier 2004 et dans le cahier des charges fonctionnel qui y est annexé.

La CRE a aussi estimé que les éléments technico-économiques qui lui ont été présentés à cette occasion étaient fondés sur une analyse pertinente et elle en a approuvé les dépenses dans sa délibération du 1^{er} décembre 2005, relative au programme d'investissements de RTE pour 2006.

4_ Le suivi par la CRE de la qualité de service des réseaux publics d'électricité

1 › Les comptes rendus d'activité ont été mis en place

A › La qualité du réseau de distribution

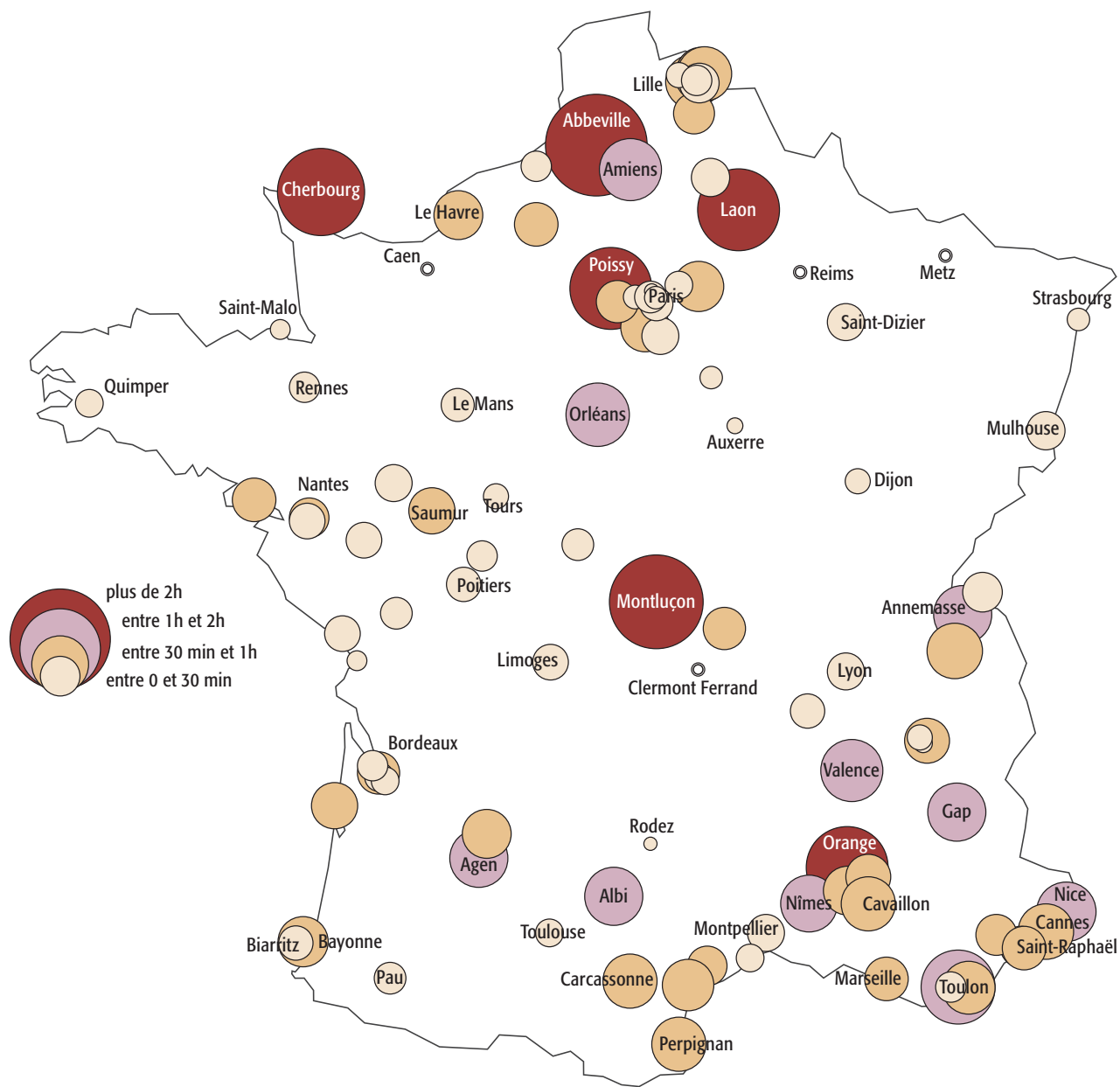
L'appréciation de la qualité de service des réseaux publics d'électricité doit reposer sur des éléments objectifs, quantifiés et vérifiables. À cet effet, la CRE a engagé depuis décembre 2003 l'élaboration d'un compte rendu d'activités, contenant un ensemble d'indicateurs devant être renseigné périodiquement par les gestionnaires de réseaux. Compte tenu des problèmes spécifiques liés au volume d'information à traiter, ce travail a été mené en priorité avec ERD, principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité français. Le contenu du compte rendu d'activités a été défini en octobre 2005. Les indicateurs de suivi ont été répartis selon cinq thèmes :

- la connaissance du patrimoine de distribution, qui inclut la description de l'état du réseau et de la clientèle, ainsi que l'évolution physique des infrastructures de réseau ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde 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 comptage ;
- les pertes en lignes ;
- l'évolution des coûts et des recettes, qui inclut les charges et recettes du distributeur, les immobilisations et les investissements effectués sur les réseaux.

Ces indicateurs ne sont pas significatifs à l'échelle nationale et sont donc pour la plupart renseignés à une échelle adaptée (région ou concession). Cela facilite la détection de zones où la qualité de service est perfectible et ce constat est utilisé pour inciter les investissements sur ces zones. Une première analyse des données fournies par ERD pour l'exercice 2004 à la maille de la concession est illustrée par les figures 49 et 50.

Les conditions de la mise en place de ce compte rendu par les principales ELD sont en cours d'examen par la CRE.

› **Figure 49 : Temps annuel moyen de coupures longues dans les principales villes françaises (clients BT, toutes causes confondues)**



Source : CRE (2006)

B » La qualité du réseau de transport

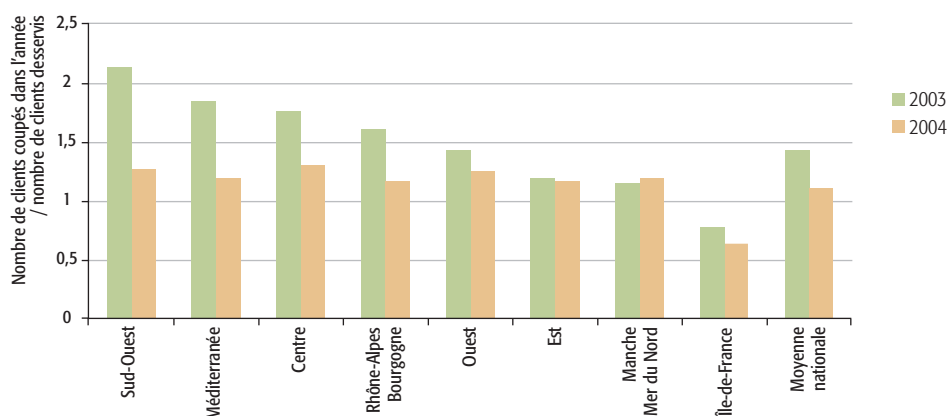
Depuis 2001, la CRE recueille des données qui décrivent les performances du réseau public de transport d'électricité. Le compte rendu d'activités de RTE a fait l'objet d'améliorations au cours de l'année 2005, avec le suivi des indicateurs relatifs aux sept régions de l'organisation territoriale de RTE. Il inclut désormais un suivi des événements système significatifs (ESS), classés par gravité.

2 » L'analyse de la qualité de service a été améliorée

Les comptes rendus d'activité fournissent des outils pratiques et fiables à la CRE qui lui permettent d'améliorer sa connaissance des performances globales des réseaux publics en matière de qualité, ainsi que leur évolution dans le temps (Figures 51 et 52). Ces résultats seront intégrés aux comparaisons internationales menées sur les performances de qualité de service des réseaux européens.

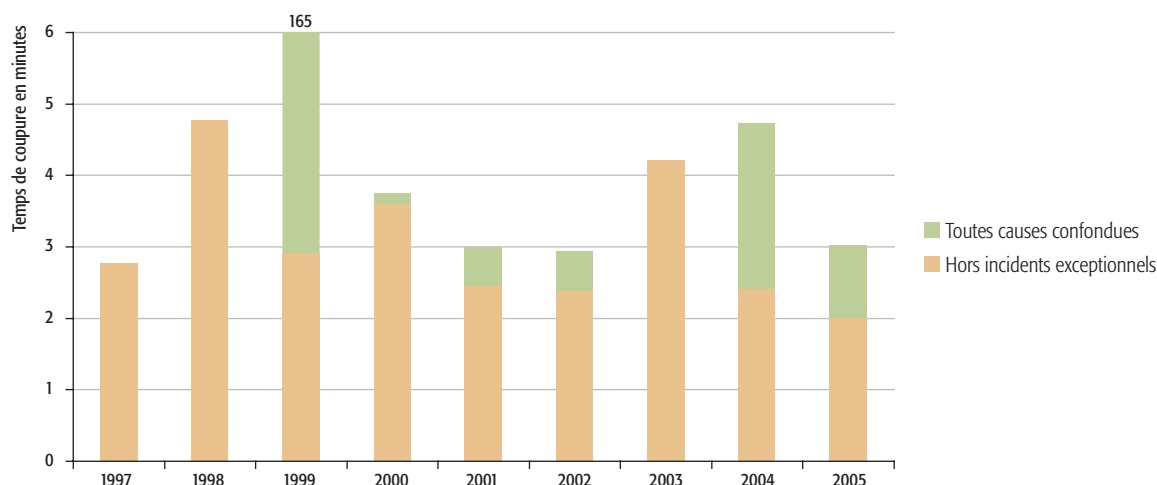
Par ailleurs, ils donnent à la CRE la possibilité de déterminer des objectifs pertinents de niveaux de qualité de service et les paramètres des mécanismes économiques d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux. Cette évolution est prévue dans l'annexe de la décision tarifaire du 23 septembre 2005 (chapitre III-B-2 c), qui indique que « [...] la CRE mettra en place une régulation incitative intéressant [les gestionnaires des réseaux publics d'électricité] financièrement à l'amélioration de leurs niveaux de qualité de fourniture et de service ». Ce système fera « partie de la proposition qu'elle formulera [et] devant entrer en vigueur au début de l'année 2008 ». Pour cela, la CRE s'appuiera sur l'expérience de systèmes déjà mis en place dans d'autres pays européens. Ces comptes rendus fourniront également les éléments utiles à la CRE pour l'élaboration des avis et propositions qu'elle émettra sur la réglementation des niveaux de qualité à respecter par les gestionnaires de réseaux publics.

» **Figure 51 : Comparaison régionale de la fréquence de coupures longues sur les réseaux de distribution exploités par EDF (clients BT, toutes causes confondues)**



Source : CRE et ERD (2005)

» **Figure 52 : Évolution du temps de coupure équivalent sur le réseau public de transport de RTE**



Source : CRE et RTE (2006)

3 › Les projets de règlements sur la qualité de service sont attendus

L'article 60 de la loi du 13 juillet 2005 qui complète la loi du 10 février 2000 par un nouvel article 21-1 a prévu un décret fixant « les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution ». La loi précise que « les niveaux de qualité requis correspondants peuvent être modulés par zone géographique ». Cette modulation nécessite une connaissance des données réelles à une échelle infranationale.

La loi a également prévu un autre décret concernant les « pénalités remboursables » que l'autorité concédante pourra infliger aux gestionnaires de réseaux publics de distribution en cas de non-respect des niveaux fixés par la future réglementation.

Pour être utiles, ces textes devront retenir des critères perceptibles par les utilisateurs de réseaux et ils devront être complétés par l'introduction de dispositions contractuelles cohérentes en matière de qualité afin de protéger les utilisateurs concernés contre une baisse éventuelle des niveaux de qualité dans certaines zones.

Il est maintenant nécessaire d'accélérer le processus d'élaboration de ces textes pour donner aux gestionnaires de réseaux toutes les informations sur leurs obligations envers les utilisateurs de leurs réseaux.

4 › La CRE participe au groupe de travail « Qualité de service » (*Quality of Service Task Force*) du CEER

En 2005, le groupe de travail « Qualité de service » (*Quality of Service Task Force*) du CEER a publié son 3^e rapport sur la comparaison des niveaux de qualité de fourniture d'électricité

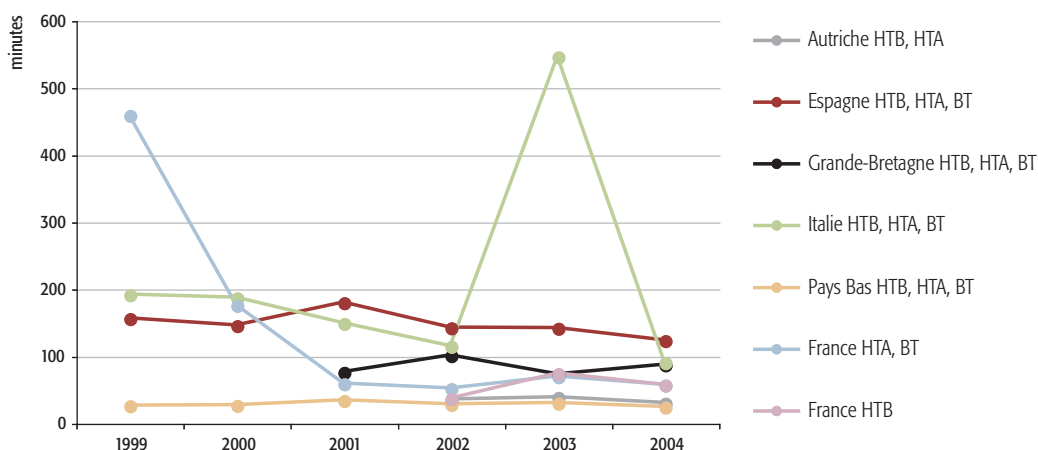
(3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply), dans la continuité des deux premiers rapports de 2001 et 2003. Ces documents établissent une comparaison des niveaux de qualité (qualité commerciale et continuité de la fourniture) entre les réseaux de distribution d'électricité européens (Figure 53). Ce troisième rapport contribue à l'amélioration du travail engagé par les régulateurs dans plusieurs domaines :

- l'échantillon étudié est plus large, le nombre de pays participants est passé de 6 en 2001 à 20 en 2005 ;
- une comparaison des niveaux de performance en matière de qualité sur les réseaux de transport d'électricité est maintenant réalisée, en complément de la comparaison des réseaux de distribution ;
- il inclut pour la première fois une comparaison des différents systèmes de régulation incitative de la qualité instaurés aujourd'hui en Europe (Tableau 9).

Largement diffusé, le rapport est destiné à être présenté lors de conférences internationales et de séminaires. Le CEER souhaite ainsi améliorer la transparence de l'information concernant les performances actuelles des différents réseaux d'électricité et favoriser l'harmonisation des mesures et des systèmes de régulation de la qualité en Europe.

Les régulateurs européens se sont fixé pour objectifs l'élaboration d'un guide pratique destiné à aider les pays désireux d'instaurer un système de régulation incitative de la qualité, la révision de la norme EN 50160 (qualité de l'onde de tension) en collaboration avec CENELEC, ainsi qu'un rapport sur la gestion des événements exceptionnels dans le cadre de la régulation de la qualité. Ces objectifs devraient être atteints en 2006. Dans ce cadre, la CRE a été chargée de la rédaction du guide pratique du CEER pour la régulation incitative de la qualité, en collaboration avec l'École de régulation de Florence.

› Figure 53 : Comparaison des temps de coupure par utilisateur en Europe (toutes causes confondues)



Source : CEER (2005)

Tableau 9 : Comparatif des pratiques adoptées par les principaux pays européens ayant établi une régulation incitative de la qualité de service

Sujet	Italie	Norvège	Grande-Bretagne	Hongrie	Espagne
Type de compte rendu	Rapport obligatoire déterminé par le régulateur	Rapport établi en accord avec les distributeurs	Rapport obligatoire déterminé par le régulateur	Rapport obligatoire déterminé par le régulateur	Rapport obligatoire déterminé par le Ministère
Indicateurs mesurés	Coupures planifiées et non planifiées; longues, brèves et très brèves; à tous les niveaux de tension	Coupures planifiées et non planifiées; longues, brèves et très brèves; seulement > 1 kV	Coupures planifiées et non planifiées; longues et brèves; à tous les niveaux de tension	Coupures planifiées et non planifiées; seulement longues; à tous les niveaux de tension	Coupures planifiées et non planifiées; seulement longues; seulement > 1 kV
Type de régulations sur la continuité de service	Lien avec le tarif (durée); utilisateur le plus mal servi (nombre, seulement utilisateur HTA, début 2006)	Lien avec le tarif (énergie non distribuée)	Lien avec le tarif (durée, nombre, réponse tél.); utilisateur le plus mal servi (durée)	Système de pénalités (nombre); lien avec le tarif (durée)	Utilisateur le plus mal servi (durée, nombre); plans spéciaux d'investissements pour les zones de faible qualité
Indicateurs régulés	Coupures non planifiées	Coupures planifiées et non planifiées	Coupures planifiées et non planifiées	Coupures non planifiées	Coupures non planifiées
Méthode de calcul des indicateurs	Temps de coupure par utilisateur; nombre de coupures par utilisateur, depuis 2004	Énergie non distribuée	Temps de coupure par utilisateur; nombre de coupures par utilisateur	Temps de coupure par utilisateur; nombre de coupures par utilisateur	Temps de coupure et nombre de coupures pondérées par la puissance souscrite
Exclusions d'événements	Force majeure exclue; strictement définie jusqu'en 2003; méthode statistique au choix à partir de 2004	Force majeure non exclue	Les distributeurs peuvent demander l'exclusion de certains incidents exceptionnels	Incidents publics ou techniquement incontrôlables exclus	Force majeure exclue
Incitations et pénalités	Symétriques; basées sur des enquêtes auprès des utilisateurs depuis 2005	Symétriques; basées sur des enquêtes auprès des utilisateurs	Asymétriques; basées sur des enquêtes auprès des utilisateurs depuis 2005	Asymétriques	Asymétriques; basées sur le coût de l'énergie multipliée par un facteur K
Durée de la période de régulation	4 ans (2000-2003; 2004-2007)	5 ans	5 ans	3 ans	Indéfinie

Source: CEER (Third benchmarking report on quality of electricity supply 2005)

5 › Le guide d'exploitation (*Operation Handbook*) de l'UCTE doit encore évoluer

Conformément à la demande exprimée par les participants des 9^e et 10^e forums de Florence, l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE) a engagé une réforme de ses règles pour assurer la sécurité de fonctionnement du système électrique interconnecté dans le nouveau contexte né de l'ouverture du marché de l'électricité. Cette démarche s'est concrétisée par la rédaction d'un guide d'exploitation ainsi que par la préparation d'un cadre contractuel visant à assurer l'opposabilité des règles.

Lors du 11^e forum de Florence, en septembre 2004, le CEER a annoncé son intention de travailler avec les gestionnaires de réseaux de transport et la Commission européenne à la mise en place d'un cadre permettant d'assurer la sécurité d'exploitation du système électrique européen. Six réunions ont eu lieu, de septembre 2004 à juin 2005, avec des représentants de la Commission européenne, de l'UCTE et de l'ERGEG dans le but d'échanger sur le contenu du guide d'exploitation et les moyens de sa mise en œuvre. La CRE a participé à ces rencontres, où l'ERGEG était représenté par le groupe de travail « exploitation du système » (*System Operation Task Force*).

À l'occasion du 12^e forum de Florence, en septembre 2005, l'ERGEG a présenté ses conclusions et recommandations

concernant les travaux engagés par l'UCTE. Il a souligné les insuffisances persistantes du contenu des premiers chapitres du guide d'exploitation qui ne tenait pas compte des rapports d'enquête publiés par l'UCTE et par les régulateurs à la suite du black-out survenu le 28 septembre 2003 en Italie. Ensuite, l'ERGEG a constaté que le cadre contractuel (*multilateral agreement, MLA*) mis en place entre les seuls gestionnaires de réseaux de transport pour assurer l'opposabilité des règles ne constituait pas une avancée significative. Ce MLA repose encore largement sur le caractère volontaire de l'adhésion à son contenu. Le groupe de travail « exploitation du système » (*System Operation Task Force*) a rappelé la nécessité de contrôler l'application des règles par un processus dont la crédibilité sera fondée sur son indépendance et sa transparence.

Depuis le 12^e forum de Florence l'UCTE n'a pas présenté d'avancée significative malgré les échéances alors annoncées. Les travaux engagés par l'ERGEG, avec la Commission européenne et les gestionnaires de réseaux de transport, vont insister sur la nécessaire évolution des règles de l'UCTE. À cet effet, les régulateurs contribuent aux réflexions de la Commission européenne sur l'élaboration de règles européennes (*guidelines*) sur la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques qui s'appliqueraient alors à l'ensemble des systèmes synchrones.

5_ L'approbation du programme d'investissements de RTE

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, RTE soumet chaque année son programme d'investissements à l'approbation de la CRE.

1 » Le programme d'investissements présenté par RTE pour l'année 2006

Dans sa délibération du 1^{er} décembre 2005, la CRE a approuvé le programme d'investissements de RTE pour l'année 2006. Le montant global approuvé s'élève à 682 M€, en augmentation de 17 % par rapport à celui du programme pour l'année 2005 (Figure 54).

A » Quatre grands projets d'ouvrages à très haute tension lancés en 2006

Les investissements programmés dans le réseau à très haute tension (225 kV et 400 kV), qui incluent les interconnexions, augmentent de 39 % par rapport à 2005. Ils s'établissent à 159 M€ pour 2006. Les travaux de plusieurs grands projets sont engagés cette année :

- la création de la ligne Boute-Broc-Carros, qui permet de sécuriser une grande partie de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur ;
- la création de la ligne double Vigy-Marlenheim ;
- la reconstruction de la ligne Chaffard-Grande-Île ;
- les travaux de sécurisation de l'alimentation du Bassin Annecien et la création du poste de Biançon.

B » Les interconnexions avec les réseaux voisins

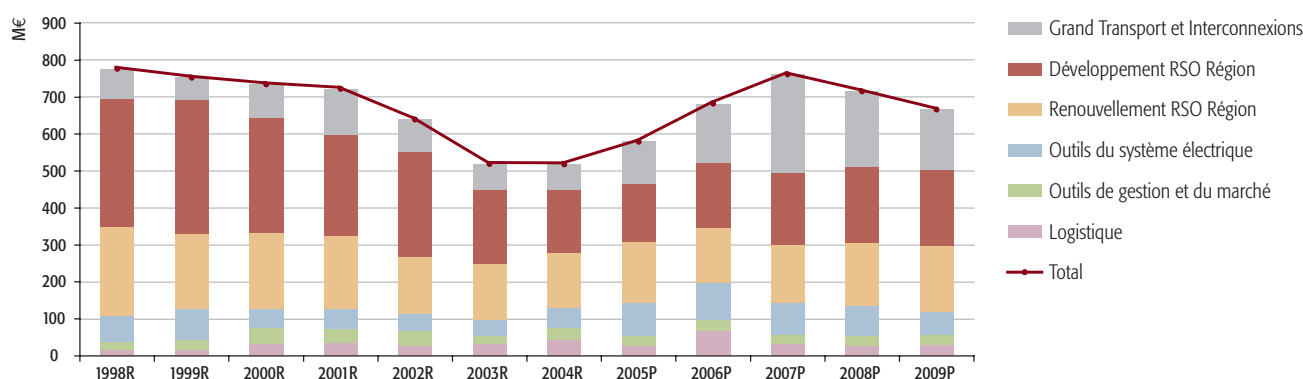
Hormis sur l'interconnexion France-Espagne, aucun chantier significatif de développement des interconnexions avec les pays voisins n'est, pour l'instant, programmé par RTE pour les années 2006, 2007, 2008 et 2009. Compte tenu de la persistance de phénomènes récurrents de congestion sur les ouvrages d'interconnexion, cette situation est incompatible avec l'objectif de réalisation d'un marché unique européen de l'électricité.

C » Les projets d'ouvrages à haute tension

Les dépenses relatives aux réseaux dits « régionaux » (tensions inférieures à 225 kV) s'élèvent à 326 M€. Ces dépenses sont stables par rapport à 2005. Toutefois, les 149 M€ de dépenses prévues par RTE pour les renouvellements sont en diminution de 11 %, à un niveau qui reste inférieur au montant moyen qui résultait des études conduites par RTE en 2003 sur l'évolution à long terme de son réseau.

La confirmation de cette tendance a conduit la CRE à s'interroger sur la pertinence du niveau de l'effort d'investissement de renouvellement engagé par RTE. Il résulte de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 que le régulateur doit veiller à ce que les investissements nécessaires pour assurer la viabilité à long terme du réseau soient réalisés. C'est pourquoi, la CRE a demandé à RTE de réactualiser les études qu'il a précédemment menées sur les besoins de renouvellement et d'en présenter les résultats lors de l'approbation du programme d'investissements pour l'année 2007.

» Figure 54 : Investissements de RTE réalisés sur la période 1998-2004 (R), prévisionnels sur la période 2005-2009 (P)



Source : CRE (2005)

D » Les outils du système électrique

RTE projette d'investir 98 M€ pour continuer le développement des outils informatiques dédiés au système électrique. Le déploiement d'un vaste réseau de fibres optiques, qui doit permettre l'amélioration de la sûreté globale du réseau de transport, explique l'essentiel de la progression des dépenses de cette catégorie (11 % par rapport à l'année 2005).

E » Les outils de gestion et du marché de l'électricité

Ce poste de dépenses, qui correspond aux systèmes informatiques de gestion et aux outils mis à la disposition des acteurs du marché de l'électricité, est stable à 32 M€. Les projets destinés à améliorer la gestion des clients et du marché représenteront 52 % de ce budget.

F » La logistique

Les dépenses en logistique s'élèvent à 67 M€. L'achat par RTE à GGF (filiale foncière d'EDF) de 285 logements occupés par des agents en astreinte d'exploitation explique leur triplement.

2 » Les coûts unitaires des projets ont continué de progresser

Les années précédentes, la CRE avait relevé la tendance inflationniste des coûts unitaires des projets de grand transport. En 2005, ces coûts unitaires ont continué à progresser (Figure 55).

Ainsi, le coût du projet Boutre-Broc-Carros, estimé en 2001 à 74 M€, atteint aujourd'hui 193 M€. Le projet Chaffard-Grande-Île a vu son budget évoluer de 73 M€ à 115 M€. Enfin, le coût de la ligne Vigy-Marlenheim, évalué initialement à 69 M€, est désormais estimé par RTE à 143 M€.

Cette situation, a conduit en décembre 2005, la CRE à demander à RTE une étude sur les coûts unitaires de ses investissements dans le réseau public de transport d'électricité. Les résultats devront permettre :

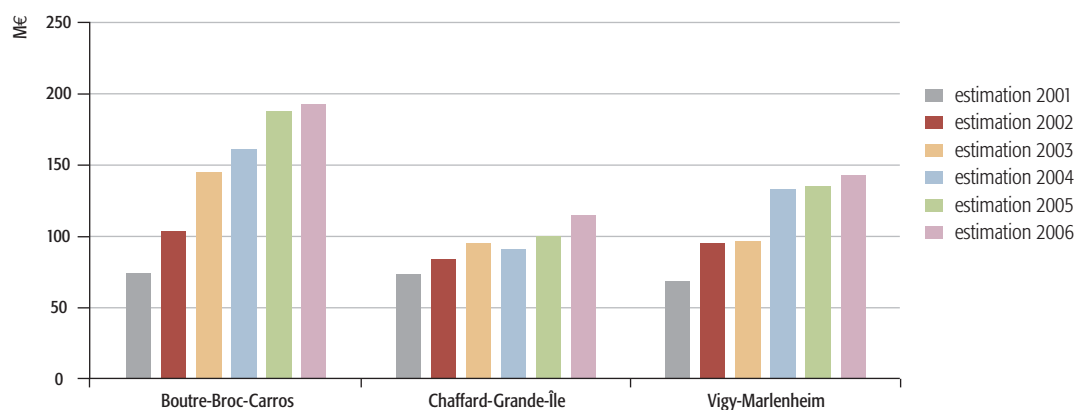
- une meilleure évaluation des investissements réels engagés par RTE ;
- l'explicitation des causes de cette inflation (évolution des prix des fournisseurs, renforcement des normes techniques, modification de la consistance accordée dans le cadre de la concertation locale).

3 » Les objectifs de performance du réseau public de transport d'électricité restent à compléter**A » Plusieurs domaines de performance sont à examiner**

Conformément à l'article 14 de la loi du 10 février 2000, les dépenses d'investissements engagées par RTE doivent permettre de répondre aux missions d'exploitation et d'entretien du réseau public de transport d'électricité :

- maintenir un haut niveau de sûreté du système électrique au niveau national, par l'équilibrage des injections et des soutirages en temps réel et l'adaptation des réseaux à très haute tension à l'évolution des flux à long terme ;
- assurer la sécurité d'alimentation de chaque région, par le développement des réseaux à haute tension dans les zones où les probabilités de coupures sont les plus élevées ;
- livrer une électricité de qualité conforme aux engagements contractuels au niveau des points de connexion ;
- maintenir les réseaux en condition opérationnelle, par la maintenance lourde, la réhabilitation ou le renouvellement des ouvrages les plus vétustes ;

» **Figure 55 : Évolution du budget des trois principaux projets d'investissements de RTE sur la période 2001-2006**



Source : CRE (2006)

- raccorder les producteurs, les réseaux publics de distribution et les consommateurs dans des conditions transparentes et non discriminatoires ;
- développer les interconnexions avec les réseaux voisins pour accélérer le rapprochement des marchés européens et augmenter les capacités de secours mutuel ;
- améliorer les performances économiques du réseau public de transport, mesurées par le coût des congestions et des pertes.

B » Il faut définir des indicateurs de la performance actuelle et prévisionnelle du réseau public de transport

Afin de suivre le degré d'accomplissement des missions confiées à RTE, la CRE lui avait demandé, dans sa délibération du 24 novembre 2004, de présenter une définition précise et quantifiée des objectifs de niveaux de sûreté, de sécurité et de qualité d'alimentation des utilisateurs que se fixe RTE. Ces indicateurs doivent permettre de décrire l'état actuel et prévisionnel du réseau public de transport.

Des indicateurs sont désormais en place dans les domaines de la sûreté du système électrique, de la sécurité d'alimentation et de la qualité de la fourniture. Des critères de mesure des performances prévisionnelles dans les domaines du maintien en condition opérationnelle, du raccordement et des performances économiques du système sont en cours d'élaboration.

C » Une étude des contraintes et des besoins de renforcement du réseau public de transport dans la région Nord de la France doit être menée

La situation géographique de cette région confère aux réseaux qui y sont installés un rôle très important pour le développement des échanges internationaux d'énergie qu'implique le développement du marché intérieur de l'électricité. Dans sa délibération du 24 novembre 2004, la CRE avait demandé à RTE une étude des contraintes sur le réseau public de transport et sur les besoins de renforcement dans la région Nord de la France.

L'étude transmise par RTE en 2005 était incomplète. Cette étude ne prévoyait pas la prise en compte de l'évolution des échanges internationaux d'énergie électrique, les besoins pour l'évacuation de la production existante dans cette zone et les nouvelles demandes de raccordement, aussi bien au niveau du réseau public de transport, qu'au niveau des réseaux publics de distribution.

La CRE a demandé, dans sa délibération du 1^{er} décembre 2005, une nouvelle étude plus complète avec la prise en compte des contraintes sur l'ensemble du réseau public de transport, dues à la production existante et future, et des besoins de renforcement dans la région Nord de la France. Cette étude sera présentée fin 2006.

4 » Une vision stratégique est nécessaire pour faire évoluer le réseau de transport de l'électricité

Le processus de libéralisation du marché de l'électricité ne doit pas réduire la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Les projets d'investissements des gestionnaires des réseaux de transport concernant le réseau affectent cette sécurité d'approvisionnement à court, à moyen et à long terme. La directive du 18 janvier 2006 précise les obligations des États membres dans ce domaine.

S'agissant du réseau de transport, il est nécessaire de s'assurer de son adéquation à l'offre et à la demande d'électricité existantes et projetées à des échéances de cinq à quinze ans. Cela passe par une appréciation des projets d'investissement à de telles échéances prévus par le gestionnaire du réseau de transport national et de ceux prévus par toute autre partie prenante concernant la mise en place de capacités d'interconnexion transfrontalière. Cela suppose un développement de la coopération avec les gestionnaires de réseaux de transport des pays limitrophes.

Pour atteindre un tel objectif de vision prospective de l'état du réseau de transport et de sa capacité à satisfaire de façon sûre et économique les objectifs de sécurité d'approvisionnement esquissés par la directive du 18 janvier 2006, il convient de mettre en place une planification à des échéances pertinentes. À cet égard, le schéma de développement prévu par l'article 14 de la loi du 10 février 2000 et défini par la circulaire ministérielle du 9 septembre 2002, ne répond pas de façon suffisante à cette question. En effet, ce schéma n'est pas destiné à décrire les solutions technico-économiques envisageables pour résorber les contraintes identifiées dans chaque région, sauf pour les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire.

La CRE a demandé à RTE de procéder à une mise en perspective de ses programmes annuels d'investissements concernant le réseau, afin de mieux apprécier la pertinence de ces programmes, au regard des objectifs de performance attendue du réseau de transport.

6_ L'amélioration des conditions d'accès aux réseaux publics d'électricité

1 > Les règles techniques et financières qui s'appliquent au raccordement des installations aux réseaux publics d'électricité

L'article 37 de la loi du 10 février 2000 donne à la CRE compétence pour préciser les règles concernant les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ainsi que de leur utilisation. En application de l'article 38 de la même loi, la CRE intervient également par le biais des règlements de différends. Ses décisions créent une jurisprudence qui contribue à encadrer la politique de traitement des demandes de raccordement menée par les gestionnaires de réseaux.

Les règles techniques applicables au raccordement des installations aux réseaux publics d'électricité sont fixées par le décret du 13 mars 2003, le décret du 27 juin 2003, leurs arrêtés d'application et par la décision de la CRE du 7 avril 2004, sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

A >> Les frais de raccordement aux réseaux publics d'électricité mis à la charge des utilisateurs

Les utilisateurs participent aux frais de raccordement de leurs installations au réseau public. Leurs contributions doivent être calculées sur la base du schéma de raccordement de meilleur coût, compte tenu des caractéristiques techniques de leurs installations.

Le raccordement d'une installation au réseau public d'électricité comprend le renforcement du réseau public existant, si nécessaire, et la réalisation des ouvrages manquants entre le réseau public et la nouvelle installation.

En application de l'article 2 du décret du 26 avril 2001, les coûts de renforcement du réseau public sont inclus dans le tarif d'utilisation des réseaux publics et ne peuvent, donc, être imputés aux installations lors de leur raccordement.

Les coûts des nouveaux ouvrages sont répartis selon les dispositions de l'article 61 de la loi du 2 juillet 2003 (modifiant les articles 4, 14 et 18 de la loi du 10 février 2000). Pour les réseaux publics de distribution, ces dispositions prévoient que :

- les tarifs d'utilisation des réseaux couvrent une partie des coûts de raccordement, le solde non couvert par les tarifs faisant l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage du raccordement ;
- cette contribution peut être calculée sur la base de barèmes ;

- ces barèmes sont fixés suivant des principes arrêtés conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Industrie après consultation des organisations représentatives des collectivités organisatrices et avis de la CRE.

Pour le réseau public de transport, le même article 61 prévoit que le demandeur d'un raccordement est débiteur d'une contribution qui peut être calculée sur la base de barèmes fixés suivant des principes arrêtés conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Industrie sur proposition de la CRE. Au 1^{er} juin 2006, les textes correspondants ne sont toujours pas parus.

Dans ses propositions tarifaires, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux ne reçoivent pas un montant supérieur au coût de réalisation des équipements nécessaires aux raccordements aux réseaux publics, par la mise en œuvre combinée du tarif d'utilisation des réseaux publics, de la fiscalité de l'urbanisme et de la facturation directe au demandeur du raccordement.

La contribution financière du demandeur ne devra prendre en compte que les travaux strictement nécessaires à l'accueil de son installation sur le réseau public concerné. L'utilisation d'ouvrages existants du réseau public de transport ou de distribution ne devra donner lieu à une participation financière de l'utilisateur que s'il est nécessaire de les mettre à niveau.

Si, dans le cadre de sa stratégie de développement du réseau, le gestionnaire de réseau choisit de réaliser un raccordement différent du raccordement de meilleur coût strictement nécessaire pour l'installation, il devra prendre à sa charge tous les surcoûts qui en résultent.

B >> La définition du raccordement aux réseaux publics d'électricité

L'article 63 de la loi du 13 juillet 2005 (ajoutant un article 23-1 à la loi du 10 février 2000) prévoit qu'un décret précisera la consistance des ouvrages de branchement et d'extension contenus dans le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics d'électricité. Au 1^{er} juin 2006, ce décret n'a toujours pas été publié.

Pour éviter les contentieux entraînés par une suspicion de discrimination, le décret devra limiter l'extension et le branchement (en basse tension) à l'établissement de la ligne permettant de rejoindre le point le plus proche du réseau public dont le domaine de tension est égal ou inférieur à la tension de raccordement de référence de la nouvelle installation, en application de l'article 3 du décret du 13 mars 2003 et de l'article 4 du décret du 27 juin 2003.

2 › Les référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité restent à consolider

La réglementation en vigueur ne peut pas couvrir l'ensemble des dispositions techniques relatives aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. C'est pourquoi, la CRE a décidé, le 7 avril 2004, sur le fondement de l'article 37 de la loi du 10 février 2000, de prescrire la publication de référentiels techniques par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité. Cette décision avait pour but de favoriser l'objectivité, la transparence et la non-discrimination dans les relations entre les utilisateurs et les gestionnaires des réseaux électriques publics. La publication de ces référentiels techniques poursuit deux objectifs :

- faciliter la compréhension de la réglementation par les utilisateurs ;
- exposer les normes internes et les méthodes appliquées par les gestionnaires de réseaux et susceptibles d'influencer le raccordement et le fonctionnement des installations des utilisateurs.

Le 30 juin 2005, terme fixé pour la publication des référentiels techniques, la CRE a constaté que les principaux gestionnaires de réseaux publics (dont RTE et ERD) ont publié un document visant à répondre à la décision de la CRE. Après examen de ces documents, la CRE a publié, le 26 octobre 2005, une communication dans laquelle elle analysait les publications des gestionnaires de réseaux. La CRE y constatait des écarts par rapport au programme fixé par sa décision du 7 avril 2004.

La CRE estime nécessaire l'aboutissement rapide des travaux d'élaboration de référentiels techniques conformes à cette décision. Elle s'assurera que les compléments nécessaires seront apportés aux premiers documents publiés. Tel devra être le cas pour les cahiers des charges fonctionnels du comptage, de la mesure de la qualité et de l'échange d'informations en exploitation, ainsi que pour les modèles de contrats et conventions.

ERD a accepté de mettre à la disposition des ELD qui le demandent, l'ensemble des documents qui constituent son référentiel technique. Il n'y a donc pas d'obstacle à ce que l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution publient leurs référentiels techniques. Dans sa communication du 26 octobre 2005, la CRE a rappelé aux gestionnaires de réseaux qu'elle devait être tenue informée des travaux d'élaboration, de mise à jour et de publication des référentiels techniques.

Une consultation publique a été lancée au cours du deuxième trimestre de l'année 2006. Elle est destinée à mesurer les conséquences de la mise en place des référentiels techniques et l'intérêt qui leur est porté par les utilisateurs des réseaux publics. Les enseignements de cette consultation permettront à la CRE, de faire le bilan de l'exécution de sa décision du 7 avril 2004 et de préparer les suites à lui donner.

3 › Les contrats d'accès aux réseaux publics d'électricité ont évolué

A › L'évolution des contrats d'accès aux réseaux

La CRE a examiné les modèles de contrats proposés aux utilisateurs par les gestionnaires de réseaux au cours de l'année 2005. Cet examen a permis l'amélioration de ces modèles conformément aux principes dégagés par la CRE (transparence des relations contractuelles, liberté de choix du système contractuel par l'utilisateur, égalité des droits et obligations quel que soit le système choisi, cohérence de tous les contrats d'accès). Ces modèles de contrats ont aussi dû être adaptés aux nouvelles règles tarifaires adoptées par la décision du 23 septembre 2005.

La lisibilité du dispositif contractuel est une préoccupation constante de la CRE que partagent les gestionnaires de réseaux de distribution.

a_ Distribution

Dans le domaine de la distribution, l'existence préalable de contrats GRD-F est nécessaire à la conclusion de « *contrats uniques* » entre fournisseurs et petits consommateurs et elle permet de simplifier le traitement administratif de ces derniers. Des modèles de contrats GRD-F n'ont été élaborés que par certains GRD et ces modèles n'ont pu être harmonisés entre eux. Cette situation a entraîné une complication administrative pour les fournisseurs entrant sur le marché concurrentiel qui a constitué un obstacle dans la conquête de nouvelles parts de marché. La CRE a toutefois veillé à ce que les fournisseurs puissent obtenir les modèles de contrats GRD-F existants et les signer dans des délais compatibles avec la négociation de leurs contrats de fourniture aux clients finals. La CRE vérifie que les gestionnaires de réseaux assurent un traitement non discriminatoire de tous les fournisseurs lors de la phase de discussion des modèles de contrats. Un accent a été mis sur la procédure de changement de fournisseur et les garanties financières demandées aux fournisseurs par les gestionnaires de réseaux.

ERD a travaillé avec la CRE à une première phase de modification de l'ensemble de ses modèles de contrats d'accès au cours de l'année 2005 (contrats CARD HTA, CARD BT, CRAE et GRD-F) pour tenir compte de l'entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2006 des nouvelles règles tarifaires. Les modèles de contrats proposés ont été, dans leur grande majorité, publiés par ERD en 2005 dans son référentiel technique.

Cette première phase a permis à ERD de travailler, à la demande de la CRE, à la cohérence des différents modèles de contrats concernant le réseau de distribution. Le dispositif contractuel des CARD a été organisé autour du contrat d'accès, de la convention de raccordement et, le cas échéant, de la convention d'exploitation. La notion de périmètre contractuel a

été précisée. La rédaction des stipulations contractuelles a été harmonisée entre les différents modèles de CARD (soutirage, injection, usage mixte) dès lors que les droits et obligations des utilisateurs de réseau apparaissaient similaires. La lisibilité et la transparence de ces modèles de contrats en ont été améliorées.

b_ Transport

Les modèles de contrats proposés par RTE ont été révisés dans la perspective de l'entrée en vigueur des règles au 1^{er} janvier 2006, afin de permettre une meilleure information des utilisateurs du réseau. Les travaux menés avec la CRE ont permis à RTE de proposer des modèles de contrats intégrant les nouvelles dispositions tarifaires en décembre 2005. Les utilisateurs concernés ont disposé d'un délai suffisant pour adapter leurs contrats d'accès au réseau malgré la complexité de la plupart des installations raccordées au réseau de transport. Les modèles de contrats proposés ont été publiés dans le référentiel technique de RTE.

Comme dans le cas de la distribution, la définition d'un cadre de cohérence de son dispositif contractuel a été engagée par RTE. Le dispositif contractuel des CART a été organisé autour du contrat d'accès, de la convention de raccordement et, le cas échéant, de la convention d'exploitation. Le périmètre contractuel a été précisé notamment pour le dispositif d'accès au réseau des producteurs. La cohérence entre l'ensemble des modèles de contrats a été revue entre RTE et la CRE, afin de créer un noyau de dispositions identiques applicables quel que soit l'utilisateur de réseau.

c_ Relations avec les ELD

RTE et ERD ont travaillé sous la supervision de la CRE à la préparation de modèles de contrat formalisant l'accès au réseau des ELD qui leur sont raccordées.

En 2005, un modèle de contrat transitoire a été élaboré par ERD pour s'adapter au décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux ELD et aux règles tarifaires d'utilisation des réseaux adoptées par décision du 23 septembre 2005. Sur le fondement de ce contrat transitoire, la facturation de l'accès au réseau conformément aux nouvelles règles tarifaires a débuté le 1^{er} janvier 2006.

En ce qui concerne le réseau de transport, il n'y a eu qu'une dizaine d'ELD qui ont signé en 2005 le contrat transitoire proposé par RTE pour l'application rétroactive des règles tarifaires en vigueur. Toutefois, RTE a indiqué que les factures établies en application de ces règles ont été honorées par l'ensemble des ELD qui lui sont raccordées.

Les discussions entre gestionnaires de réseau n'ont pas encore abouti sur des questions relatives à l'organisation de leurs relations bilatérales :

- compatibilité entre les engagements en matière de continuité et de qualité de service des gestionnaires de réseaux entre eux et des gestionnaires de réseaux vis-à-vis des utilisateurs de réseau ;
- modalités d'application de l'article 6 du décret du 26 avril 2001 qui traite des conséquences des défaillances des réseaux en cas d'interruption de fourniture ;
- engagements des ELD sur les niveaux de perturbations issues de leurs réseaux acceptables par RTE ou ERD ;
- conditions de reversement et modalités de paiement par les ELD des factures d'acheminement.

Les gestionnaires de réseaux ont estimé pouvoir aboutir au second semestre 2006 à l'établissement de modèles de contrats définitifs. En application de l'article 23 de la loi du 10 février 2000, les contrats signés devront être transmis à la CRE.

Les travaux engagés avec les gestionnaires de réseaux sur les améliorations des modèles actuels se poursuivront en 2006, afin de tenir compte de l'ouverture, au 1^{er} juillet 2007, du marché aux clients résidentiels. Les contrats devront être adaptés aux spécificités de cette nouvelle catégorie de clients éligibles et à la protection particulière dont ils devront bénéficier.

B » L'évolution des contrats de participation aux services système

Les articles 15-II et 15-III de la loi du 10 février 2000 disposent que : « le gestionnaire de réseau de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau ». De même, il « veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ».

Les services système sont des produits élaborés, que RTE constitue à partir de contributions élémentaires fournies essentiellement par les producteurs : les services auxiliaires. Les services système sont nécessaires pour assurer le maintien de la fréquence, de la tension et de la stabilité du réseau. Ils bénéficient à tous les utilisateurs, quel que soit le niveau de tension auquel ils sont raccordés. Les utilisateurs en supportent le coût au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics, conformément à l'article 2 du décret du 26 avril 2001.

En France, aucune disposition réglementaire n'impose aux producteurs de contribuer aux services système. Le décret du 27 juin 2003 et son arrêté d'application du 4 juillet 2003, qui

fixent les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique, n'obligent les producteurs qu'à raccorder des installations qui disposent des capacités techniques leur permettant une participation à la fourniture des services système. Pour pouvoir mobiliser les services système qu'il estime nécessaires, RTE a recours à une contractualisation avec les acteurs intéressés, qui perçoivent une rémunération en contrepartie de leur participation. L'article 15-III de la loi du 10 février 2000 précise que le gestionnaire du réseau public de transport « négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix [ces] contrats [...], selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés ».

L'année 2005 a été marquée par la négociation et la signature avec les trois principaux producteurs (EDF, CNR, SNET) de nouveaux contrats d'une durée de trois ans, remplaçant ceux arrivés à échéance au 31 décembre 2004. La mise en œuvre de ces contrats a été reportée au second trimestre 2005 en raison d'évolutions importantes, dont l'instauration d'un contrôle de la participation effective des producteurs aux réglages de la fréquence et de la tension. Les études préalables à sa mise en place ont d'ores et déjà permis d'acquérir une meilleure connaissance des performances réelles des groupes de production

Dans sa mission de proposition du tarif d'utilisation des réseaux publics, la CRE a tenu compte de l'évolution du coût des services système résultant de la négociation de ces nouveaux contrats. Elle a veillé à ce qu'aucune disposition contractuelle n'introduise de discrimination entre les participants potentiels.

Depuis 2002, la CRE a mis en place, avec RTE, un mécanisme de transmission régulière d'information qui permet le suivi du coût des services système et de la constitution des réserves associées à un niveau suffisant. Ce mécanisme a été adapté aux modifications introduites dans les nouveaux contrats.

7_ Le cahier des charges type du réseau public de transport d'électricité

1 > Un nouveau cahier des charges type du réseau public de transport est désormais urgent

L'article 12-II de la loi du 10 février 2000 dispose que : « le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie ».

Un tel texte a vocation à organiser les relations entre l'État et le concessionnaire et, du fait qu'il est approuvé par décret en Conseil d'État, à servir de référence pour l'établissement des relations entre le concessionnaire et les utilisateurs du réseau public de transport.

La CRE a appelé l'attention du gouvernement sur l'obsolescence ou la caducité des dispositions du cahier des charges type de la concession à Électricité de France du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, approuvé par le décret du 23 décembre 1994, compte tenu des évolutions législatives et réglementaires résultant de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Par ailleurs, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français est devenu une société anonyme dont le capital est encore totalement détenu par EDF. L'adoption d'un cahier des charges type de concession traitant spécifiquement des activités de cette nouvelle société est maintenant urgente.

2 > Le cahier des charges type devra être adapté au nouveau contexte du transport d'électricité

Dans le cadre de ses missions de régulation, la CRE a mesuré l'étendue des attentes des différentes catégories d'utilisateurs du réseau public de transport. En France, comme à l'étranger, le rôle des gestionnaires de réseau de transport est essentiel pour la réalisation du marché intérieur de l'électricité. Le cahier des charges de concession du réseau public de transport devra prendre en compte cette nouvelle dimension communautaire, qui est pratiquement absente du texte actuellement en vigueur.

A >> L'adoption d'un nouveau cahier des charges spécifique au transport aura des conséquences sur d'autres activités

L'objet principal du cahier des charges type de concession du réseau public de transport de l'électricité est la définition des missions confiées au concessionnaire. La loi du 10 février 2000 détermine dans ses articles 14, 15, 23 et 23-1 les missions dévolues au gestionnaire du réseau de transport en matière d'exploitation, d'entretien et de développement du réseau ainsi que d'ouverture de son accès aux différentes catégories d'utilisateurs. Actuellement, la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique porte simultanément sur l'acheminement et la fourniture d'énergie. La concession attribuée au gestionnaire du réseau public de transport ne pourra pas porter que sur l'acheminement de l'énergie électrique.

Compte tenu de l'imbrication des dispositions relatives à l'acheminement et des dispositions relatives à la fourniture dans le cahier des charges type, approuvé par le décret du 23 décembre 1994, son abrogation semble inévitable. Des textes de remplacement devront traiter de l'exécution des mis-

sions prévues par l'article 2-III de la loi du 10 février 2000 et de l'achat de l'énergie des producteurs autonomes prévu à l'article 27 du cahier des charges du RAG. En effet, ces missions ne relèvent pas de la gestion du réseau de transport.

Par ailleurs, le modèle de convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique de 1992 (articles 16, 19 et 22) prévoit que les dispositions applicables aux clients desservis par le RAG sont applicables aux clients alimentés en haute tension par le réseau de distribution publique d'électricité. Dans l'intérêt des utilisateurs de réseau, l'abrogation du décret du 23 décembre 1994 ne devra pas faire disparaître l'harmonisation des conditions de traitement des clients alimentés en haute tension, qu'ils soient desservis au titre d'une concession de distribution électrique ou au titre de la concession du réseau public de transport. Sur la base de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le cahier des charges type pourra utilement prescrire une modification, dans ce sens, des cahiers des charges de concession de distribution électrique.

L'adoption d'un nouveau cahier des charges du réseau public de transport ne devra pas entraîner l'apparition de discrimination en matière d'accès au réseau entre les clients au tarif intégré et les clients ayant fait jouer leur éligibilité. La garantie de l'absence de discrimination ne pourra être apportée que par une modification appropriée des contrats de fourniture au tarif intégré.

B » Le cahier des charges devra appliquer les textes communautaires et nationaux pertinents

Du fait de ses caractéristiques techniques et de l'impact qu'il a sur le fonctionnement des échanges intracommunautaires d'énergie, le transport d'électricité est une activité qui comporte désormais une composante communautaire notable. C'est pourquoi, le cahier des charges type de concession du réseau public de transport devra tenir compte des directives et règlements européens traitant des questions de transport d'électricité. La liste de ces textes inclut la directive du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

Le développement des interconnexions et la gestion des échanges devront être traités au regard des exigences du règlement du 26 juin 2003, d'application directe, sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

Il faudra que le concessionnaire :

- mette en place des mécanismes d'échanges d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion des congestions, conformément au point 1 de l'article 5 du règlement du 26 juin 2003 ;
- publie des normes de planification, d'exploitation et de sécurité qu'il utilise, qui doivent être préalablement soumises à l'approbation du régulateur, conformément au point 2 de l'article 5 du règlement ;
- soit tenu à certaines obligations en matière de gestion de la congestion aux interconnexions (procédures d'allocation, de restriction fortuite des transactions, d'indemnisation, d'incitation à la meilleure utilisation des capacités maximales d'interconnexion, conçues de façon non discriminatoire et fondées sur des mécanismes de marché).

Le cahier des charges type devra également répondre aux exigences du point 4 de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003, qui permet au régulateur de demander au gestionnaire de réseau de modifier « au besoin les conditions, tarifs, dispositions et méthodologies [...] » dans ce domaine.

Le texte devra être compatible avec les exigences contenues au point 1 de l'article 4 de la directive du 18 janvier 2006 en ce qui concerne la nécessité du partage d'informations entre les gestionnaires de réseaux européens. Ces exigences portent sur la coopération en matière de capacités de transfert, de fourniture d'informations et de modélisation des réseaux de transport d'électricité.

L'article 4-1 de la directive du 18 janvier 2006 impose la consultation des « acteurs concernés » des pays interconnectés dans l'élaboration de règles et une coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport des pays interconnectés qu'il faudra intégrer parmi les obligations du concessionnaire.

L'article 4-2 fait obligation aux gestionnaires de réseaux de transport d'établir des objectifs de qualité et de sûreté transparents et non discriminatoires, de les soumettre à l'approbation des autorités compétentes et de les rendre publics.

Les procédures de raccordement au réseau public de transport devront être conformes aux dispositions de la directive du 26 juin 2003, dont le point 1 de l'article 23 dispose que les autorités de régulation « sont au minimum chargées, par l'application du présent article, d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du

marché, notamment en ce qui concerne : [...] le temps pris par les entreprises de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations [...] » et au point 2 que : « les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir : les conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux [...] ».

La CRE devra approuver les règles déterminées par le gestionnaire du réseau public de transport ou fixer celles qui feraient défaut. Cette interprétation de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 est celle de la Commission européenne dans son rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité pour 2005.

C> Le cahier des charges devra protéger les intérêts légitimes des utilisateurs du réseau

Les principes généraux de la protection des utilisateurs de réseau sont décrits par les paragraphes e) et f) de l'article 9 de la directive du 26 juin 2003, et les utilisateurs concernés sont définis à l'article 2-18. Le cahier des charges devra donc prévoir une protection des utilisateurs de réseau compatible avec ces principes.

À cet effet, le texte devra encadrer la teneur et les modalités de transmission des informations devant être communiquées par le concessionnaire aux demandeurs de raccordement pour que ceux-ci puissent bénéficier d'un accès efficace au réseau. La négociation des conditions de raccordement nécessite une information approfondie des demandeurs sur la capacité d'accueil du réseau. Cette information comprend la communication de la puissance de court-circuit au niveau de chacun des postes électriques.

Le texte devra être conforme à l'article 20-2 de la directive du 26 juin 2003, qui impose à un gestionnaire de réseau de communiquer aux demandeurs de raccordement des informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau, le cas échéant moyennant une redevance raisonnable reflétant le coût de la fourniture desdites informations.

Le texte devra prévoir que chaque utilisateur du réseau de transport connaisse le niveau de qualité auquel il a droit. Un moyen simple pour y parvenir est qu'il puisse bénéficier d'engagements contractuels quantitatifs fondés sur la qualité historiquement constatée aux points de connexion de ses installations. Pour faciliter le contrôle de leur respect, il faudra également instaurer une obligation simple d'information des utilisateurs. Le concession-

naire, qui détient nécessairement ce type d'information, devra être tenu de fournir à chaque utilisateur un bilan annuel de la qualité constatée aux points de connexion.

Les conséquences de la violation par le concessionnaire de ses engagements contractuels devront être clairement définies dans le texte. Dans une telle hypothèse, le gestionnaire de réseau devra dédommager les utilisateurs en fonction du préjudice subi. Du fait de l'asymétrie d'information entre le concessionnaire et les utilisateurs de réseau, toute clause d'indemnisation forfaitaire d'un préjudice devra être écartée.

8_ Le mécanisme d'ajustement

L'article 15-1 de la loi du 10 février 2000 dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Pour assurer cette mission selon des procédures non discriminatoires, transparentes et faisant jouer la concurrence entre sources d'approvisionnement, un mécanisme d'ajustement a été activé le 1^{er} avril 2003 par RTE sous le contrôle de la CRE. L'article 15-2 de la loi du 10 février 2000 dispose que « la Commission de régulation de l'énergie approuve, préalablement à leur mise en œuvre, les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement ainsi que les critères de choix entre les propositions d'ajustement qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport ».

L'article 15-3 de cette même loi dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport [...] peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes [...] et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés. La Commission de régulation de l'énergie approuve les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières ».

L'ensemble de ces règles et méthodes sont regroupées dans les « Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement » (ci-après désignées les Règles) publiées par RTE après approbation de la CRE.

Encadré 25 : Directive du 26 juin 2003

Article 23 « Autorités de régulation »

- 1_ Les États membres désignent un ou plusieurs organes compétents chargés d'exercer les fonctions d'autorités de régulation. Ces autorités sont totalement indépendantes du secteur de l'électricité. Elles sont au minimum chargées, par l'application du présent article, d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, notamment en ce qui concerne :
 - a) les règles relatives à la gestion et à l'attribution de la capacité d'interconnexion, en concertation avec les autorités de régulation des États membres avec lesquelles il existe des interconnexions ;
 - b) tout dispositif visant à remédier à l'encombrement du réseau national d'électricité ;
 - c) le temps pris par les entreprises de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations ;
 - d) la publication par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'informations appropriées concernant les interconnexions, l'utilisation du réseau et l'allocation des capacités aux parties intéressées, en tenant compte de la nécessité de considérer les données non agrégées comme commercialement confidentielles ;
 - e) la dissociation comptable, visée à l'article 19, pour veiller à ce qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités de production, de transport, de distribution et de fourniture ;
 - f) les conditions et tarifs de connexion des nouveaux producteurs d'électricité pour garantir que ceux-ci sont objectifs, transparents et non discriminatoires, notamment en tenant dûment compte des coûts et avantages des diverses technologies basées sur les sources d'énergie renouvelables, de la production distribuée et de la production combinée de chaleur et d'électricité ;
 - g) la mesure dans laquelle les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution s'acquittent des tâches leur incombant conformément aux articles 9 et 14 ;
 - h) le niveau de transparence et de concurrence.Les autorités instituées en vertu du présent article publient un rapport annuel sur les résultats de leurs activités de surveillance visées aux points a) à h).
- 2_ Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir :
 - a) les conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution. Ces tarifs, ou méthodologies, doivent permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux ;
 - b) les conditions de la prestation de services d'équilibrage.
- 3_ Nonobstant le paragraphe 2, les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation soumettent à l'organe compétent de l'État membre, en vue d'une décision formelle, les tarifs ou au moins les méthodologies visées dans ce paragraphe, ainsi que les modifications visées au paragraphe 4. L'organe compétent a, dans un tel cas, le pouvoir d'approuver ou de rejeter le projet de décision qui lui est soumis par l'autorité de régulation. Les tarifs, les méthodologies ou les modifications qui y sont apportées sont publiés avec la décision lors de l'adoption formelle. Tout rejet formel d'un projet de décision est aussi rendu public, avec sa justification.
- 4_ Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions, tarifs, dispositions, mécanismes et méthodologies visés aux paragraphes 1, 2 et 3 pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.
- 5_ Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution au sujet des éléments visés aux paragraphes 1, 2 et 4, peut s'adresser à l'autorité de régulation, qui, agissant en tant qu'autorité de règlement du litige, prend une décision dans un délai de deux mois après la réception de la plainte. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Une prolongation supplémentaire de ce délai est possible moyennant l'accord du plaignant. Cette décision est contraignante pour autant qu'elle n'est pas annulée à la suite d'un recours.
Lorsque la plainte concerne les tarifs de connexion pour de nouvelles installations de production de grande taille, le délai de deux mois peut être prolongé par l'autorité de régulation.
- 6_ Toute partie lésée et qui a le droit de présenter une plainte concernant une décision sur les méthodologies prise en vertu des paragraphes 2, 3 ou 4, ou, lorsque l'autorité de régulation a une obligation de consultation en ce qui concerne les méthodologies proposées, peut, au plus tard dans un délai de deux mois, ou dans un délai plus court si les États membres le prévoient ainsi, suivant la publication de la décision ou de la proposition de décision, déposer une plainte en réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.
- 7_ Les États membres prennent des dispositions pour faire en sorte que les autorités de régulation soient en mesure de s'acquitter des obligations visées aux paragraphes 1 à 5 de manière efficace et rapide.
- 8_ Les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur. Ces mécanismes tiennent compte des dispositions du traité, et notamment de son article 82. Jusqu'en 2010, conformément à la législation sur la concurrence, les autorités compétentes des États membres remettent à la Commission, le 31 juillet de chaque année au plus tard, un rapport concernant les positions dominantes sur le marché ainsi que le comportement prédateur et anticoncurrentiel. Le rapport examine également l'évolution des structures de propriété et mentionne les mesures concrètes prises au niveau national pour garantir la présence sur le marché d'une diversité suffisante d'acteurs ou les mesures concrètes prises pour favoriser l'interconnexion et la concurrence. À compter de 2010, les autorités compétentes présentent un tel rapport tous les deux ans.
- 9_ Les États membres veillent à ce que soient prises les mesures appropriées, y compris l'ouverture, conformément à leur législation nationale, d'une procédure administrative ou pénale contre les personnes physiques ou morales responsables, lorsqu'il est établi que les règles de confidentialité énoncées par la directive n'ont pas été respectées.
- 10_ En cas de litige transfrontalier, l'autorité de régulation qui prend la décision est l'autorité de régulation dont relève le gestionnaire de réseau refusant l'utilisation du réseau ou l'accès à celui-ci.
- 11_ Les plaintes visées aux paragraphes 5 et 6 ne préjugent pas de l'exercice des voies de recours prévues par le droit communautaire et national.
- 12_ Les autorités de régulation nationales contribuent au développement du marché intérieur et à la création de conditions de concurrence équitables en coopérant entre elles et avec la Commission dans la transparence.

Depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, ces Règles ont fait l'objet chaque année d'évolutions résultant du retour d'expérience et des observations des acteurs. Ces évolutions ont permis d'accroître la flexibilité offerte aux acteurs pour la programmation de leurs positions physiques et commerciales, sous la contrainte de préserver la sûreté et l'efficacité de l'exploitation du système électrique.

Dans sa délibération du 17 mars 2005, la CRE avait demandé à RTE de mener avec les acteurs concernés une réflexion sur les améliorations à apporter au mécanisme d'ajustement pour :

- développer sa capacité à inciter les acteurs à un comportement économiquement efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation ;
- le rendre compatible avec les mécanismes d'ajustement des pays voisins, dans la perspective d'une intégration plus poussée des marchés de l'électricité en Europe.

Après avoir examiné les propositions remises par RTE et procédé à l'audition des principaux acteurs concernés, la CRE a demandé à RTE de mener des études complémentaires, décrites dans sa communication du 22 mars 2006. Les nouvelles Règles soumises à l'approbation de la CRE en juin 2006 tiennent compte des premiers résultats de ces études.

1 > Le retour d'expérience appliqué aux trois premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

A >> Une flexibilité accrue offerte aux acteurs pour équilibrer leur position et un besoin d'ajustement en baisse

Afin de permettre à RTE d'exercer ses missions, des contraintes ont été établies, lors de l'activation du mécanisme d'ajustement, pour la soumission des programmes de production et d'approvisionnement des différents acteurs. Ces contraintes limitent la flexibilité dont disposent les acteurs pour rééquilibrer leur position à la suite d'aléas de production ou de consommation ou pour mettre en place de nouvelles transactions commerciales à l'approche du temps réel. C'est pourquoi, ces contraintes ont été progressivement réduites, tout en permettant à RTE de continuer à assurer sa mission de garantie de la sûreté d'exploitation du système électrique. Après qu'un acteur a modifié sa position, il est nécessaire de laisser à RTE un délai suffisant, pour lui permettre de prendre les mesures techniques de résorption d'éventuels déséquilibres affectant encore le système après cette modification.

Les modifications des programmes des acteurs ne sont prises en compte par RTE qu'à certains moments, appelés guichets, et ne peuvent être effectives qu'une fois un délai de neutralisation écoulé après ces guichets.

Les trois volets de la programmation :

- programmation de la production
- programmation des échanges aux interconnexions
- programmation des échanges de blocs

sont concernés par ces procédures dont les contraintes ont été progressivement réduites. Le tableau 10 présente l'évolution des contraintes de programmation de la production ainsi que de la durée maximale nécessaire à un acteur pour rééquilibrer lui-même sa position (i.e. par une modification du programme de production de ses propres groupes de production) depuis l'activation du mécanisme d'ajustement le 1^{er} avril 2003.

Cette flexibilité accrue a permis aux acteurs de diminuer leurs écarts et de réduire les déséquilibres auxquels RTE doit faire face (Figure 56). Des améliorations restent nécessaires pour inciter les acteurs à un comportement encore plus efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation (cf. page 100).

Tableau 10 : Évolution des contraintes de programmation de la production

Modification des règles au...	Nombre de guichets infrajournaliers	Délai de neutralisation	Durée maximale nécessaire pour se rééquilibrer
1 ^{er} avril 2003	6	3 h	7 h*
1 ^{er} juillet 2004	7	3 h	6 h*
1 ^{er} avril 2005	12	2 h	4 h

* Approximation (guichets de programmation répartis sur la journée de manière non homogène).

Source : CRE (2006)

B >> Des pics de prix illustrant les périodes de tension du système électrique et un mécanisme robuste capable de faire face à ces situations

Les écarts entre les injections et les soutirages observés sur les périmètres de chaque responsable d'équilibre (RE) donnent lieu au paiement à RTE d'une « facture d'écarts ». Cette facturation a pour objectif de recouvrer les charges supportées par RTE dans la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement. Il y a donc une correspondance directe entre le prix moyen des ajustements auxquels fait appel RTE pour résorber l'écart global du système et le prix des écarts payés par les RE. On passe du premier au deuxième en appliquant un facteur correctif, appelé « facteur K », destiné à équilibrer les dépenses et les recettes du mécanisme, qui font l'objet d'un suivi spécifique dans les comptes de RTE. L'équilibre financier du mécanisme doit permettre d'éviter que le coût du rééquilibrage du système ne soit couvert par les tarifs d'utilisation des réseaux.

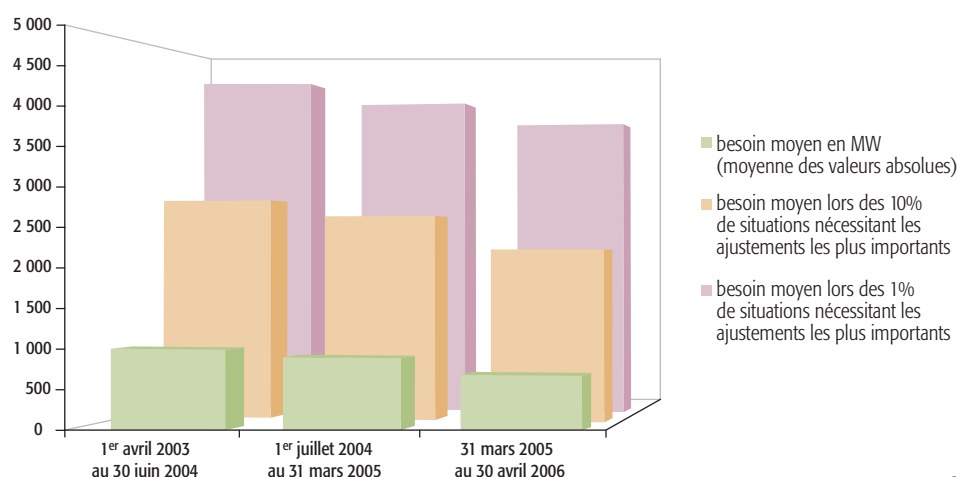
Depuis son activation, le mécanisme a connu plusieurs périodes de prix élevé des écarts (Figure 57) :

- la canicule de l'été 2003 a entraîné à la hausse les prix de la bourse *Powernext*, et, compte tenu de la conception du mécanisme, le prix des écarts s'est situé à des niveaux qui n'ont plus été atteints depuis lors ;
- au mois de juin 2004, les baisses de production résultant des grèves observées par des agents d'EDF ont nécessité un recours accru à des offres d'ajustement coûteuses ;
- la vague de froid qu'a connue la France de fin février à début mars 2005 a été à l'origine de pointes de prix importantes traduisant la réduction des marges du système électrique français ;

- les températures élevées associées à des mouvements de grève ont fait grimper les prix au cours de la seconde moitié du mois de juin 2005 ;
- la vague de froid prolongée qu'a connue la France durant l'hiver 2005-2006 a maintenu les prix à des niveaux élevés.

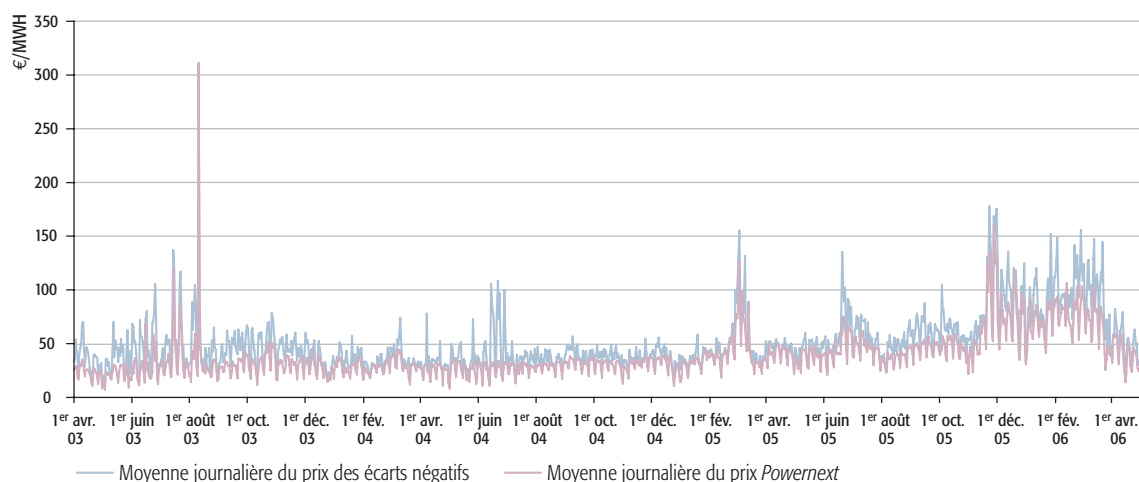
Durant ces épisodes, le mécanisme d'ajustement a toutefois démontré sa robustesse puisque le gestionnaire de réseau a pu maintenir la sûreté d'exploitation pour des coûts globalement maîtrisés.

› Figure 56 : Évolution du besoin de RTE pour l'équilibrage du système



Source : CRE et RTE (2006)

› Figure 57 : Évolution du prix *Powernext* et du prix des écarts



Source : calcul CRE, données RTE & Powernext (2006)

C » Une participation utile des acteurs étrangers

La CRE a demandé à RTE que le mécanisme d'ajustement soit ouvert à la concurrence la plus large possible et que les règles de sélection des offres soient transparentes et économiquement efficaces.

Pour faciliter l'atteinte de ces objectifs, L'article 15-3 de la loi du 10 février 2000 dispose que tous les producteurs français dont les moyens de production sont techniquement adaptés à la gestion de l'équilibre production – consommation doivent offrir à RTE leur capacité d'ajustement.

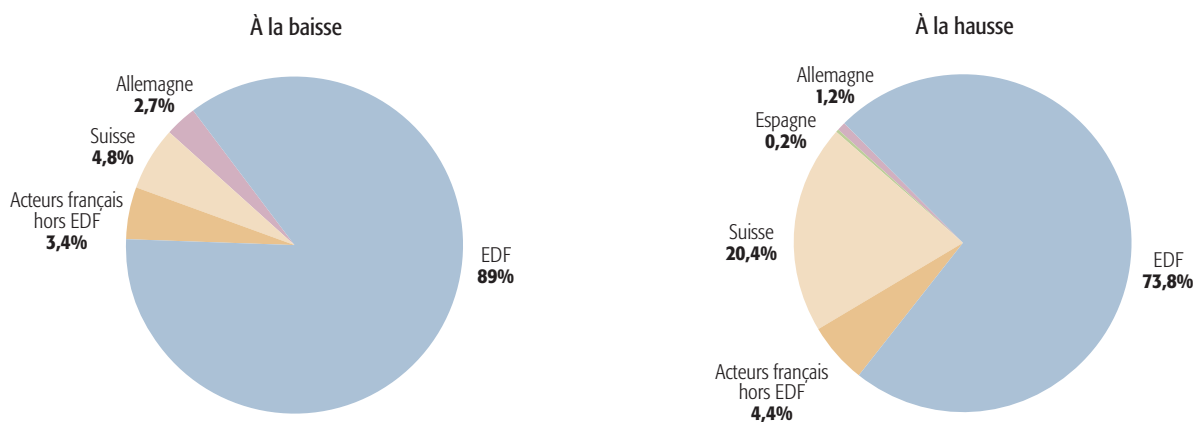
La participation des consommateurs français au mécanisme est possible mais reste marginale. L'ajustement du réseau de transport français nécessite des temps de réaction et des durées d'activation courts qui rendent économiquement inadaptées les capacités d'effacement des consommateurs sauf dans les périodes de prix très élevés.

Compte tenu de la position dominante d'EDF dans la production sur le territoire français, la CRE a estimé nécessaire, lors de la mise en place du mécanisme d'ajustement, que RTE facilite

l'accès des acteurs des pays voisins à ce mécanisme. Il est donc ouvert aux acteurs opérant depuis les frontières avec la Suisse depuis son activation en avril 2003, avec l'Angleterre et l'Espagne depuis novembre 2004, et avec l'Allemagne depuis octobre 2005.

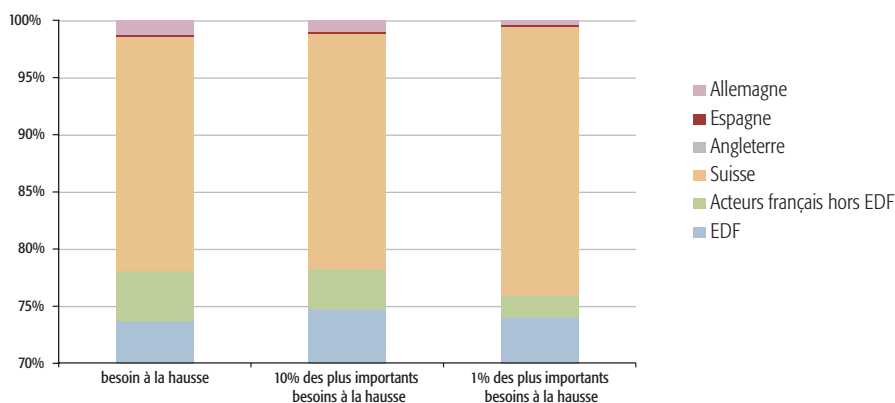
Le modèle d'échange d'ajustements utilisé repose sur la remise directe d'offres par les acteurs étrangers à RTE. Les acteurs étrangers doivent remplir auprès du GRT auquel ils sont raccordés leurs obligations en terme de programmation. Dans le cas de l'interconnexion entre l'Angleterre et la France, ils doivent aussi s'assurer qu'ils disposent de la capacité permettant la réalisation de l'échange. Ces contraintes expliquent la faible contribution des acteurs opérant depuis la frontière avec l'Espagne tandis que les échanges avec l'Angleterre sont en pratique inexistantes. En revanche, les acteurs intégrés opérant depuis la frontière avec la Suisse ont pris une part importante dans le mécanisme dès son activation. De même, les acteurs opérant depuis la frontière avec l'Allemagne se montrent actifs depuis que le mécanisme leur est ouvert (Figures 58 et 59).

› Figure 58 : Parts de marché des acteurs de l'ajustement sur la période d'octobre 2005 à février 2006



Source : CRE (2006)

› Figure 59 : Parts de marché des acteurs de l'ajustement sur la période d'octobre 2005 à février 2006, pendant les périodes de déficit de production nationale



Source : CRE (2006)

Grâce à ces procédures, la contribution des acteurs étrangers s'accroît lorsque RTE est confronté à une insuffisance de production nationale et à un besoin important d'offres à la hausse. L'apport des acteurs étrangers permet de contenir la hausse des prix des écarts facturés aux RE français lors de ces périodes de tension et d'accroître la sûreté du système électrique français à un coût qui reste maîtrisé.

D » Une transparence accrue

Depuis le début du fonctionnement du mécanisme d'ajustement, RTE publie sur son site internet des informations utiles aux offreurs d'ajustement et aux responsables d'équilibre, telles que les prévisions de consommation et marges aux pointes de consommation, les tendances et prix de l'ajustement.

Depuis le mois d'octobre 2004, cette publication est complétée par un bilan mensuel du mécanisme d'ajustement synthétisant les informations relatives aux besoins du système, aux offres appelées par RTE ainsi qu'au résultat financier du mécanisme d'ajustement.

Depuis l'hiver 2005-2006 l'information fournie aux acteurs a été enrichie par la publication des résultats de l'analyse des conditions prévisionnelles de passage de l'hiver à laquelle procède RTE.

E » Un résultat financier largement excédentaire ayant donné lieu à la redistribution du surplus aux responsables d'équilibre

Le compte ajustements-écarts recense l'ensemble des charges et produits afférents au mécanisme d'ajustement. Pour éviter d'influencer le tarif d'utilisation des réseaux, ce compte doit être le plus proche possible de l'équilibre. Toutefois, le compte ajustements-écarts présente un solde positif depuis l'activation du mécanisme. L'accumulation continue d'un excédent sur ce compte serait inéquitable pour les acteurs du mécanisme d'ajustement. En conséquence, dans sa délibération du 17 mars 2005, la CRE a demandé à RTE que l'excédent du compte pour 2003 et 2004 soit redistribué aux acteurs. Une redistribution a été réalisée en mars 2006 et a donné lieu à l'émission de 32 M€ d'avoirs auprès des responsables d'équilibre.

2 » Le mécanisme d'ajustement doit être amélioré

A » La délibération de la CRE du 17 mars 2005 et la définition d'un dispositif cible pour le mécanisme d'ajustement

Dans sa délibération du 17 mars 2005 relative aux évolutions à intervenir le 1^{er} avril 2005, la CRE a demandé à RTE « de lui proposer en décembre 2005, après consultation des acteurs de la Commission de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

(CFMA), des évolutions à apporter au mécanisme d'ajustement au cours des prochaines années, pour, d'une part, développer sa capacité à inciter les acteurs à un comportement économiquement efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation et, d'autre part, le rendre compatible avec les mécanismes d'ajustement des pays européens, dans la perspective d'une amélioration de l'intégration des marchés électriques ».

B » Les propositions de RTE approuvées par la CRE dans sa communication du 22 mars 2006

RTE a transmis à la CRE des propositions qui ont donné lieu, le 15 mars 2006, à l'audition des intervenants du mécanisme d'ajustement et des acteurs du marché concernés par le règlement des écarts afin de recueillir leurs opinions.

Considérant que les propositions de RTE allaient dans le sens des orientations définies dans sa délibération du 17 mars 2005 et n'appelaient pas d'objections de la part des acteurs auditionnés, la CRE a demandé à RTE de lui transmettre un nouveau projet de règles pour une approbation avant le 1^{er} juillet 2006.

Ce nouveau projet doit inclure les évolutions suivantes :

- Suppression des ordres d'ajustement pour l'équilibrage production- consommation passés en J-1
RTE programme dès la veille certains ajustements visant à compenser le déséquilibre anticipé entre injections et soutirages sur son réseau. Cette pratique conduit fréquemment à des annulations d'ordres d'ajustement à l'approche du temps réel, avec un transfert de risque sur les offreurs d'ajustement. Elle conduit aussi à des ordres d'ajustements contraires au besoin réel, qui, lorsqu'ils concernent des moyens de production peu flexibles, ne peuvent être déprogrammés en temps utile et génèrent des ajustements supplémentaires en sens inverse et donc des coûts finalement inutiles.
- Passage à 24 guichets infrajournaliers pour la programmation de la production et des échanges de blocs entre responsables d'équilibre
Les acteurs du marché disposent de 12 guichets pour la programmation de la production et des échanges de blocs. Le délai de neutralisation associé à la programmation de la production étant de deux heures, un producteur victime d'un aléa de production peut devoir attendre jusqu'à quatre heures pour compenser la perte d'un groupe. À la suite du passage à 24 guichets, la fenêtre pendant laquelle l'acteur ne pourra intervenir pour corriger sa position alors qu'il en aurait la possibilité technique n'excèdera pas trois heures, contre sept heures environ au démarrage du mécanisme en 2003.
- Suppression du délai de neutralisation imposé avant la mise en œuvre des échanges de blocs entre responsables d'équilibre

Les échanges de blocs entre responsables d'équilibre sont soumis à un délai de neutralisation d'une heure. Comme les échanges de blocs ne modifient pas la situation physique du système et ne font donc peser aucun risque sur la sûreté du système, ce délai sera supprimé.

C » Les études complémentaires demandées à RTE

Dans sa communication du 22 mars 2006, la CRE a demandé à RTE de mener des travaux complémentaires sur les thèmes suivants :

- Mécanismes afférents au règlement des offres d'ajustement et des écarts de responsables d'équilibre.

RTE étudiera avant le 1^{er} mai 2006 :

- la possibilité de publier les règlements financiers relatifs à la résorption des congestions, en précisant dans quelles zones géographiques se situent les contraintes levées, dans le but d'améliorer l'information sur les contraintes apparaissant sur le réseau public de transport et les besoins de capacité de production et de transport qu'elles révèlent ;
- les solutions permettant de rétablir durablement l'équilibre du compte ajustements-écarts.

RTE se rapprochera de ses homologues étrangers pour évaluer avec eux les risques de distorsions de concurrence que les différences entre mécanismes de rémunération des offres d'ajustement et de règlement des écarts utilisés en Europe sont susceptibles d'induire.

- Mécanismes de notification des positions des acteurs et de mise en œuvre des actions d'ajustement.

RTE étudiera avant le 1^{er} octobre 2006 :

- la possibilité de permettre aux producteurs de compenser eux-mêmes les effets d'un aléa de production survenant sur leur parc, en s'affranchissant du système de notification par guichets ;
- l'impact de l'augmentation des possibilités d'équilibrage des responsables d'équilibre sur la liquidité du mécanisme d'ajustement et la diminution des opportunités d'échanges d'ajustement avec l'étranger dans la mesure où RTE devrait intervenir plus près du temps réel pour assurer l'équilibre entre injections et soutirages ;
- les dispositions et délais nécessaires permettant la mise en œuvre par les producteurs eux-mêmes des redéclarations des programmes de production de leurs centrales, actuellement assurée par RTE ;
- les possibilités d'améliorations du fonctionnement du marché infrajournalier permettant aux acteurs de rééquilibrer leur position au plus près du temps réel.

RTE initiera une concertation avec les acteurs en vue de clarifier la répartition des responsabilités des différentes parties prenantes dans la constitution des réserves et l'équilibre des flux.

- Mécanismes d'échanges d'énergie d'ajustement entre la France et l'étranger.

La réalisation du marché unique de l'électricité rend nécessaire l'intégration des mécanismes d'ajustement. C'est pourquoi RTE étudiera, avant le 1^{er} octobre 2006, les possibilités d'accroître les échanges d'ajustement entre la France et ses voisins dans des conditions telles que ces échanges assurent une réduction des coûts globaux d'équilibrage et un renforcement de la sécurité d'alimentation en France.

III _ Le service public de l'électricité

La CRE met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements. Elle évalue chaque année les charges de service public de l'électricité et la contribution unitaire de l'année suivante.

Au cours du deuxième semestre 2005, la CRE a donné son avis au ministre chargé de l'énergie sur le choix des candidats qu'il envisageait à l'issue des appels d'offres éoliens terrestres et en mer.

L'obligation d'achat pouvait constituer une alternative pour un projet non retenu dans le cadre de l'appel d'offres éolien terrestre, par cession en parcs de moins de 12 MW, distincts au sens de la législation. Le tarif d'obligation d'achat instaurait, de fait, un plancher pour les prix proposés par les candidats à l'appel d'offres. La coexistence des deux dispositifs a nui à l'efficacité économique de la procédure de mise en concurrence.

En octobre 2005, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie sa proposition de charges de service public et de contribution unitaire (CSPE) pour 2006. Cette dernière était en baisse par rapport à 2005. Toutefois, en l'absence d'un arrêté fixant la CSPE pour 2006, la CSPE 2005 a été automatiquement reconduite pour 2006 (4,5 €/MWh), en application de la loi du 13 juillet 2005. Début janvier 2006, la CRE s'est assuré que ce montant permettait de recouvrer les charges 2006, réévaluées à la hausse pour tenir compte de l'augmentation de la rémunération de l'électricité produite par la plupart des installations de cogénération, intervenue en octobre 2005.

L'impact sur les charges 2006 de la hausse des coûts d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant des sources d'énergie renouvelable et par les installations de cogénération a été fortement amoindri par l'augmentation des prix de marché de gros pour 2006, qui servent de référence pour le calcul des coûts évités par les contrats d'achat.

1_ Les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables

1 » Le contexte législatif et réglementaire a évolué

A » Les tarifs d'obligation d'achat ont été redéfinis

Dans leur définition initiale donnée dans le décret du 10 mai 2001, les tarifs étaient égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels pouvait s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs définis à l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000, en particulier, l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre.

Sur cette base, en 2001 et 2002, la Commission avait émis des avis défavorables sur les tarifs de cogénération, éolien et photovoltaïque, au motif qu'ils excédaient les bénéfices attendus et, pour les deux premières filières, qu'ils conduisaient à une rémunération excessive des opérateurs.

Depuis la loi du 13 juillet 2005, les tarifs d'obligation d'achat résultent de la prise en compte des coûts d'investissement et d'exploitation évités aux acheteurs, auxquels s'ajoute une prime correspondant à la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs ci-dessus. Le niveau de la prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

La nouvelle définition des tarifs, entrée en vigueur au 31 mars 2006, impose un réexamen de l'ensemble des tarifs en vigueur. Il en résultera des ajustements, sur lesquels la CRE devra être saisie pour avis.

B » À terme, le bénéfice de l'obligation d'achat ne sera accordé qu'aux installations éoliennes implantées dans une zone de développement éolien

L'article 37 de la loi du 13 juillet 2005 crée des zones de développement de l'éolien, définies par le préfet sur proposition des communes, en fonction de leur potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Le plafond de 12 MW qui conditionnait jusqu'ici le bénéfice de l'obligation d'achat est supprimé. Les projets proposés doivent s'inscrire dans les conditions de puissance minimale et maximale définies pour la zone.

À titre transitoire, les dispositions antérieures continuent à s'appliquer pour une durée de deux ans à compter de la promulgation de la loi, soit jusqu'au 14 juillet 2007.

C » Le plafond de la composante du tarif d'achat cogénération liée à la consommation de combustible a été augmenté

Au cours de l'année 2005, le prix du gaz pris en référence pour le calcul de la rémunération de l'électricité livrée par les installations de cogénération a dépassé le plafond défini par les contrats d'achat. Dès lors, pour préserver la rentabilité des installations concernées, l'article 82 de la loi de finance pour 2006 a prévu la compensation, par la CSPE, des surcoûts résultant de la modification des dispositions contractuelles, liées à la variation des prix des combustibles utilisés pour la production d'électricité par cogénération, avec effet rétroactif au 1^{er} novembre 2005.

Pour les contrats d'achat antérieurs à la loi, le ministère de l'industrie a approuvé un avenant fixant une rémunération plafonnée à 92,5 % du prix de référence, ce qui représente une augmentation de la rémunération versée au titre de la consommation de combustible de l'ordre de 36 % par rapport au plafond précédent.

Les contrats d'achat cogénération postérieurs à la loi du 10 février 2000 sont soumis à un tarif arrêté par les ministres chargés de l'économie et de l'industrie, après avis de la CRE. Une modification des dispositions de ces contrats liée à la variation des prix des combustibles ne peut intervenir sans modification de l'arrêté tarifaire.

Cette hausse de la rémunération se traduit par une augmentation des coûts d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération de 199 M€ pour 2006, ce qui correspond à une hausse des surcoûts d'achat financés par la collectivité de 128 M€.

2 Les appels d'offres lancés ont été instruits

La CRE a instruit les appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre du dispositif national de soutien aux énergies renouvelables (Tableau 11).

Dans son avis du 28 juillet 2005, la CRE a préconisé de déclarer sans suite l'appel d'offres portant sur les centrales éoliennes en mer. En se fondant sur des critères ne figurant pas au cahier des charges, le ministre avait saisi la Commission sur son choix de retenir les 2^e et 7^e projets du classement établi préalablement par la CRE. Celle-ci a considéré que les conditions de l'appel d'offres n'étaient pas respectées. Elle a souligné le caractère inutilement coûteux de cette filière en comparaison des alternatives utilisant des sources d'énergie renouvelable (centrales utilisant la biomasse, éoliennes terrestres...), dont le potentiel est loin d'être pleinement exploité en France. Le ministre a choisi de ne retenir que le mieux classé des deux projets initialement envisagés.

Le 9 novembre 2005, un avis favorable a été rendu sur le choix des offres que le ministre proposait de retenir au terme de l'appel d'offres portant sur des centrales éoliennes terrestres, qui respectait le classement issu de l'évaluation de la CRE (Figure 60). Cinq des sept projets retenus présentent un prix inférieur au tarif d'obligation d'achat (sur la base des hypothèses d'indexation et d'actualisation prises en compte pour l'évaluation des offres).

Pour un projet, le fait d'être retenu à ce stade de la procédure ne préjuge pas de sa réalisation effective.

2 Les charges de service public de l'électricité

La CRE évalue chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public de l'électricité, le nombre de kWh soumis à contribution et la CSPE qui en résulte.

La CSPE finance :

- les surcoûts dus à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat, contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000, appels d'offres) ;
- les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) : la Corse, les départements d'Outre-mer (DOM), Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles bretonnes de Molène, Ouessant et Sein ;
- les charges supportées par les fournisseurs liées à la mise en œuvre de la tarification de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux consommations en France. La loi du 3 janvier 2003 prévoit une exonération des kWh contributeurs pour les autoproducteurs à hauteur de 240 GWh et un plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation. L'article 67 de la loi du 13 juillet 2005 a introduit, au bénéfice des sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, un plafonnement égal à 0,5 % de leur valeur ajoutée, applicable à compter du 1^{er} janvier 2006.

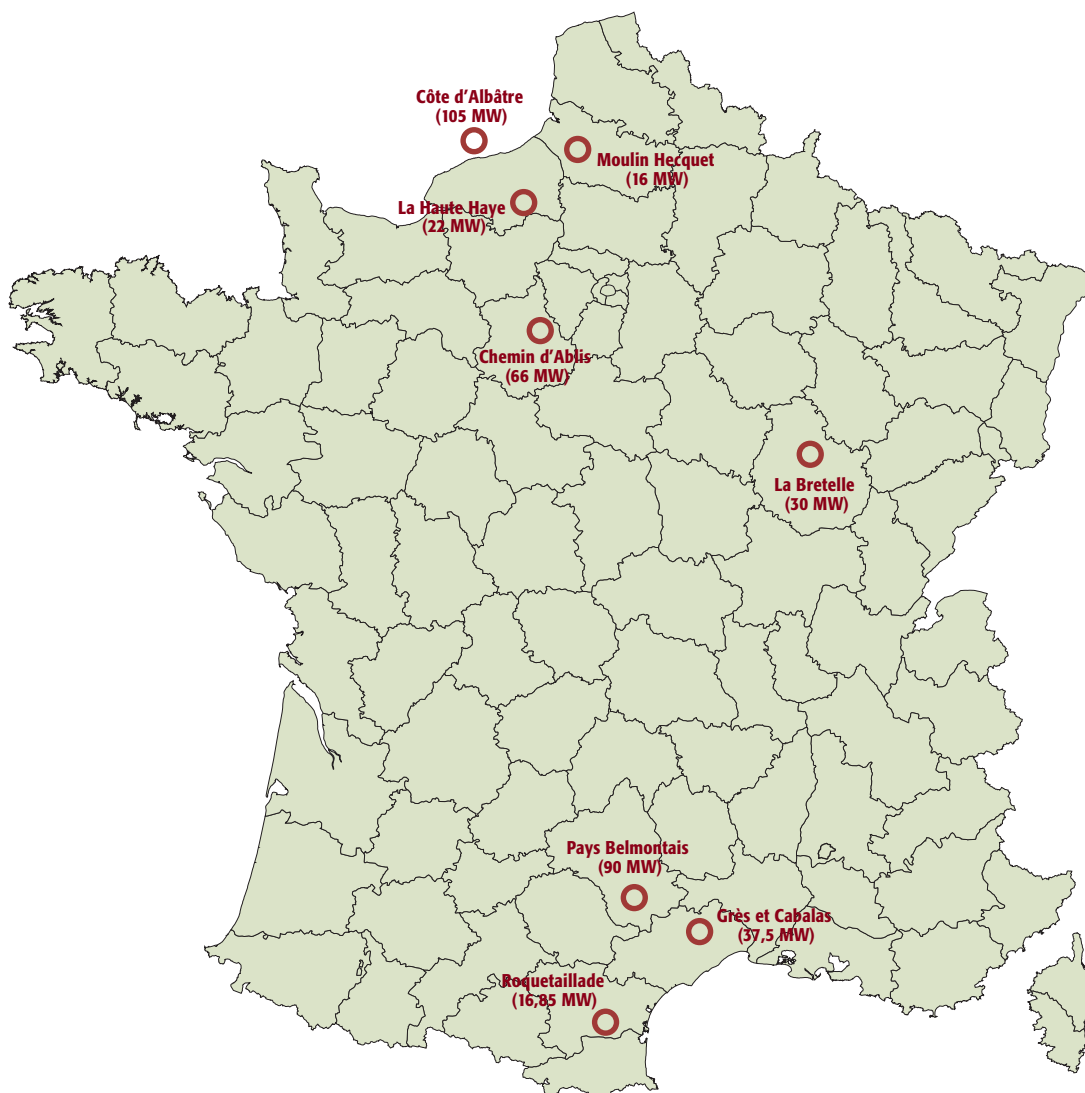
Par décision du Conseil d'État du 13 mars 2006, la CSPE a été qualifiée, à l'instar du fonds de service universel des télécommunications, d'impôt dont le contentieux relève de la compétence de la juridiction administrative.

Tableau 11 : Appels d'offres instruits en 2005

Appel d'offres	Date limite d'envoi des offres à la CRE	Nombre de projets	Instruction CRE (rapport de synthèse et fiches d'instruction)	Avis CRE sur le choix envisagé par le ministre	Arrêtés d'autorisation d'exploiter (ministre)
Centrales éoliennes en mer	13 août 2004	11 (une offre rejetée)	Délibération du 13 janvier 2005	Avis défavorable du 28 juillet 2005	13 octobre 2005 (1 projet)
Centrales éoliennes à terre	30 janvier 2005	14 (deux offres rejetées)	Délibération du 28 avril 2005	Avis favorable du 9 novembre 2005	7 décembre 2005 (7 projets)

Source : CRE

› Figure 60 : Répartition régionale des projets éoliens retenus



Source : CRE

1 › La loi a modifié le mode de calcul du coût évité pour les ELD

La loi du 13 juillet 2005 a modifié le mode de calcul du coût évité aux ELD par les contrats d'achat : pour les ELD ayant exercé leur éligibilité, le coût évité se détermine en fonction du poids respectif du tarif de cession et des prix de marché dans leur approvisionnement effectif (hors contrats d'achat) ; pour les autres ELD, le tarif de cession constitue l'unique référence.

Cette nouvelle disposition a été prise en compte par la CRE dans la mise à jour de décembre 2005 des règles de la comptabilité appropriée à établir pour la déclaration de charges de service public.

2 › Les charges constatées au titre de 2004 sont très proches de la prévision

La CRE a procédé en 2005 au calcul des charges de service public effectivement supportées par les opérateurs au titre de 2004 (Figure 61).

Ces charges ont été évaluées à partir des déclarations des opérateurs basées sur une comptabilité appropriée contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, dans le cas des régions, par leur comptable public. Les règles de cette comptabilité avaient été mises à jour par la CRE en décembre 2004.

La CRE s'est assurée de la bonne exploitation par EDF et Électricité de Mayotte (EDM) des moyens de production et des systèmes électriques des ZNI, ainsi que de la cohérence des données physiques et financières présentées par EDF et les ELD sur les contrats d'achat.

Les charges constatées au titre de 2004 s'élèvent à 1 533,4 M€, dont 1 510,7 M€ pour EDF, 16,4 M€ pour les ELD et 6,3 M€ pour EDM. Elles sont très proches de la prévision établie à 1 536,4 M€ en 2003.

3 Les charges prévisionnelles au titre de 2006 sont en hausse de 4 % par rapport aux charges constatées au titre de 2004

Les charges prévisionnelles au titre de 2006 ont été évaluées à partir des charges constatées au titre de 2004 et des prévisions des opérateurs, en tenant compte de la nouvelle disposition de la loi de finances pour 2006 (cf. page 102).

Pour 2006, le tarif d'achat prévisionnel moyen de la cogénération est de 95 €/MWh pour les contrats antérieurs à la loi du 10 février 2000, à comparer au tarif moyen effectivement constaté en 2004 de 77,4 €/MWh.

Cette augmentation, associée à la hausse des coûts des combustibles (+45%) et de la consommation (+9,3%) dans les ZNI entre 2004 et 2006, entraîne une augmentation des charges de 4,2 % entre 2004 et 2006 (Tableau 12 et figure 62).

L'augmentation des prix de marché de l'électricité observée depuis 2002 ne s'est pas toujours traduite par une diminution des surcoûts dus aux contrats d'achat (Figure 63). Ce paradoxe apparent résulte de la prise en compte progressive, à partir de 2003, des centrales hydrauliques d'EDF dans le périmètre de l'obligation d'achat (loi du 3 janvier 2003) et, en 2006, du relèvement du tarif d'achat cogénération (conséquence de la loi de finances pour 2006).

Tableau 12 : Comparaison des charges prévisionnelles au titre de 2006 et des charges constatées au titre de 2004

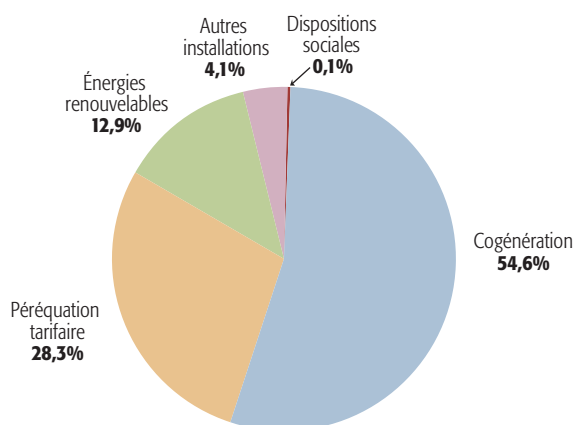
	Charges constatées au titre de 2004 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2006 (M€)	Justification de l'évolution
Contrats d'achat*	1 097,9	994,0	Hausse du tarif d'achat cogénération de 18 €/MWh, compensée par une hausse du prix de marché moyen pondéré de 19 €/MWh
Péréquation tarifaire**	433,5	559,5	Hausse des prix du fuel de 29 % Hausse de la consommation de 9,3 %
Dispositions sociales	2,0	47,8	En 2004, préparation de l'entrée en vigueur de la « tarification de première nécessité » au 1 ^{er} janvier 2005
Total	1 533,4	1 601,3	

* Hors zones non interconnectées (ZNI) et Mayotte.

** Surcoûts de production + surcoûts contrats d'achat dans les ZNI et Mayotte.

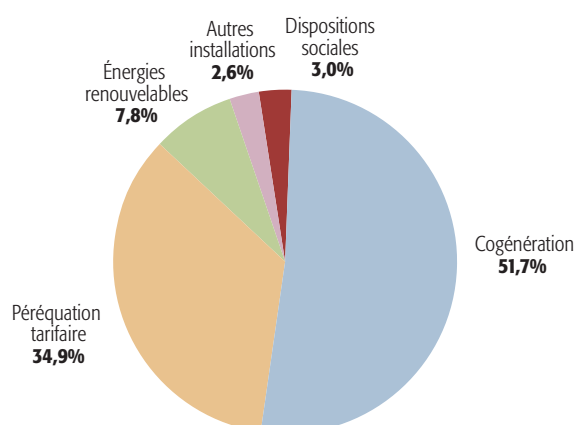
Source : CRE

› **Figure 61 : Répartition par origine des charges constatées au titre de 2004**



Source : CRE

› **Figure 62 : Répartition par origine des charges prévisionnelles au titre de 2006**



Source : CRE

Les charges relatives aux dispositions sociales correspondent aux frais de mise en place de la tarification de première nécessité entrée en vigueur en 2005.

4 Les charges prévisionnelles 2006 sont en baisse de 3 % par rapport à 2005

Les charges prévisionnelles 2006 incluent les charges prévisionnelles au titre de 2006 ainsi que l'écart entre les charges constatées et les contributions recouvrées en 2004.

La CRE a adressé au ministre chargé de l'énergie, le 5 octobre 2005, sa proposition relative aux charges prévisionnelles et à la contribution unitaire pour 2006, pour un montant en baisse égal à 4,2 €/MWh, contre 4,5 €/MWh en 2005.

En l'absence d'arrêté fixant la contribution au service public de l'électricité pour 2006, la CSPE de l'année 2005 a été automatiquement reconduite pour 2006, en application de l'article 54 de la loi du 13 juillet 2005.

Les charges de service public de l'électricité prévisionnelles 2006, réévaluées pour tenir compte, dans les charges prévisionnelles au titre de 2006, des dispositions introduites fin décembre 2005 par la loi de finances pour 2006, s'élèvent à 1 684,7 M€ (Tableau 13).

5 La CSPE reste stable en 2006

La CRE s'est assuré que la CSPE 2005, appliquée à l'assiette de contribution prévisionnelle pour 2006, permettait de recouvrer les charges prévisionnelles 2006.

La loi du 13 juillet 2005 a instauré :

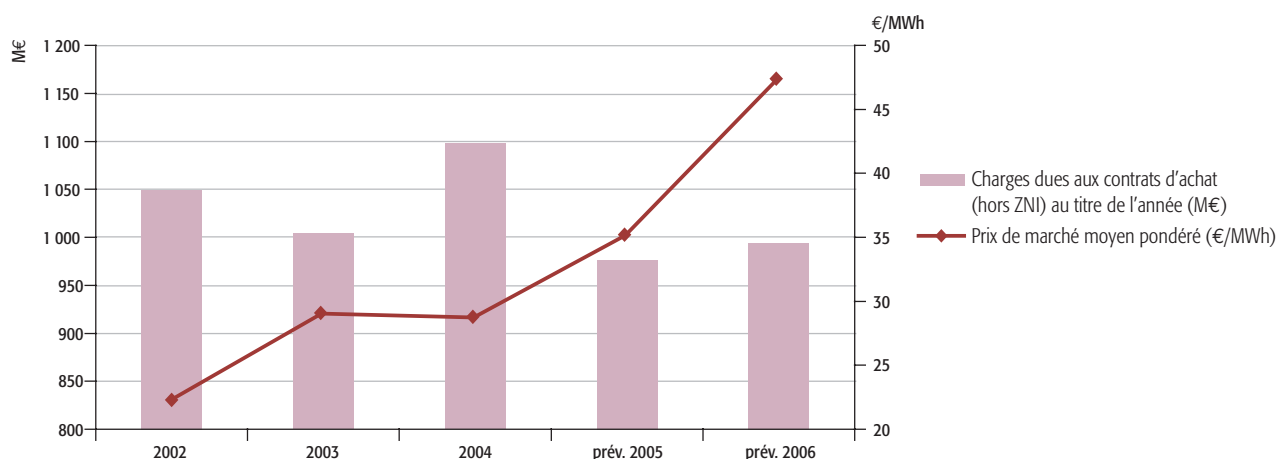
- un plafonnement de la CSPE, à partir du 1^{er} janvier 2006, au bénéfice des sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh, à hauteur de 0,5 % de leur valeur ajoutée. L'impact de la coexistence de ce nouveau plafonnement avec celui pré-existant de 500 000 € par site de consommation est estimé à un volume supplémentaire d'exonération de CSPE égal à 9 TWh pour 2006 ;
- deux mesures concernant la taxation/détaxation de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération vendue/achetée dans un autre État membre de l'Union européenne. La conséquence de ces mesures sur l'assiette de contribution, l'une impactant celle-ci à la hausse et l'autre à la baisse, est peu significative.

Tableau 13 : Composition des charges de service public prévisionnelles 2006 par opérateur

	A : charges prévisionnelles au titre de 2006 (cf. page 105)	B : charges constatées 2004 (cf. page 104)	C : charges prévisionnelles au titre de 2004	D : charges prévisionnelles 2004	E : contributions recouvrées au titre de 2004 (cf. page 108)	F : reliquat charges 2002 et 2003	Charges de service public pour 2006 A+(B-C)+(D-E)+F
Électricité de France	1 554,7	1 510,7	1 512,3	1 712,0	1 633,2	5,7	1 637,6
Entreprises locales de distribution	26,3	16,4	14,3	13,4	11,6	0,0	30,2
Électricité de Mayotte	20,3	6,32	9,8	9,8	9,8	-0,2	16,7
Total	1 601,3	1 533,4	1 536,4	1 735,2	1 654,6	5,6	
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignation							0,256
Total charges prévisionnelles 2006							1 684,7

Source : CRE

› **Figure 63 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré**



Source : CRE

Sur la base d'une consommation nationale prévisionnelle de 460,5 TWh (hors pertes) et d'un volume d'exonération de la CSPE de 91,5 TWh pour 2006 (soit 20 % de la consommation nationale), une CSPE de 4,5 €/MWh permet le recouvrement des charges prévisionnelles 2006 (Figures 64 et 65).

6 La CRE a effectué un contrôle de la comptabilité appropriée d'EDF en Corse et dans les DOM

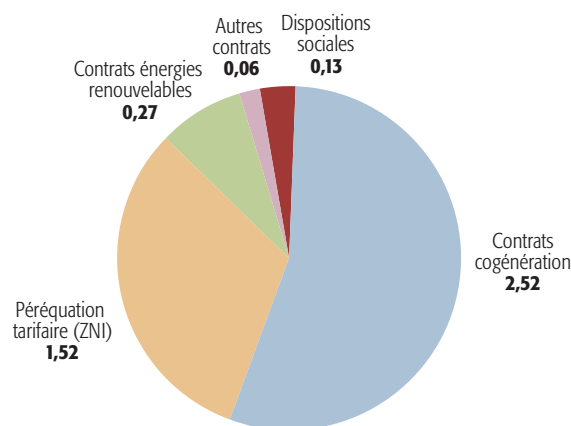
La comptabilité appropriée tenue par les opérateurs pour la déclaration de leurs charges de service public est contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La loi du 10 février 2000 prévoit que la CRE peut faire contrôler la comptabilité appropriée des opérateurs par un organisme indépendant, le coût du contrôle étant à la charge de l'opérateur concerné.

Pour s'assurer de l'exactitude des montants déclarés par EDF au titre des surcoûts de production supportés dans les ZNI en 2004, la CRE a fait contrôler, fin 2005, chaque composante des coûts de production et des recettes déclarés en Corse et dans les 4 DOM.

Cet organisme a vérifié le respect des principes de dissociation comptable définis par la CRE, la véracité des informations produites par EDF, l'existence et la conformité des factures et pièces justificatives s'y rapportant, ainsi que la rigueur des processus internes de contrôle mis en place au sein de l'entreprise.

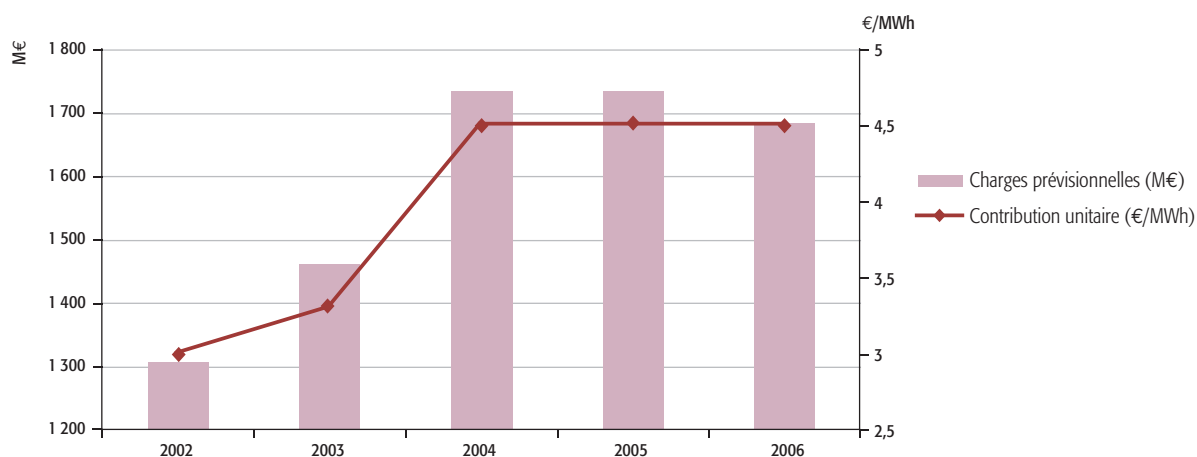
Les résultats de ce contrôle ont été fournis début 2006 à la CRE. Ils seront pris en compte dans le cadre du prochain exercice d'évaluation des charges de service public.

Figure 64 : Constitution de la CSPE 2006 (€/MWh)



Source : CRE

Figure 65 : Évolution des charges totales prévisionnelles / évolution de la contribution unitaire



Source : CRE

3_ Le recouvrement de la CSPE

1 › Le recouvrement de la CSPE 2004 s'est déroulé correctement

La contribution au service public de l'électricité a été facturée par EDF au titre de 2004 jusqu'en décembre 2005 (consommations de décembre 2004). Certaines contributions auprès de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) au titre de 2004 ont été recouvrées après le 31 janvier 2005, dernière échéance réglementaire, du fait de la défaillance de contributeurs.

Au 31 décembre 2005, le recouvrement de la CSPE au titre de 2004 était quasiment terminé. L'écart entre les sommes recouvrées et celles qui auraient dû l'être, c'est-à-dire les charges prévisionnelles 2004, s'élève à 32 M€. Cet écart s'explique en grande partie par l'arrondi de la CSPE 2004 de 4,57 €/MWh à 4,5 €/MWh.

Ce taux élevé de recouvrement résulte de la recherche de contributeurs défaillants entreprise en 2005, qui a permis

d'identifier des sites de consommation non directement raccordés au réseau public et des autoproducteurs qui n'avaient pas déclaré leur CSPE en 2003 et 2004 (Tableau 14).

2 › Le recouvrement de la CSPE 2005 est en cours

Le recouvrement de la CSPE due au titre de 2005 se poursuit : EDF, ERD et RTE facturent encore de la CSPE 2005 et tous les contributeurs auprès de la CDC n'ont pas procédé à leur règlement. Toutes les ELD supportant des charges en 2005 ont été totalement compensées.

Le bilan de la CSPE 2005 recouvrée au 1^{er} mars 2006 permet d'envisager un taux de recouvrement final élevé (Tableau 15).

Le tableau 16 présente le nombre de sites ayant déclaré leur CSPE 2005 auprès de la CDC. Le nombre d'autoproducteurs redevables de la CSPE se stabilise. Le nombre de consommateurs est en légère augmentation du fait de l'installation de nouveaux sites ou de la transformation d'un raccordement au réseau public en raccordement sur réseau privé.

Tableau 14 : Résultat de la recherche de sites contributeurs défaillants

	Nombre	CSPE recouvrée au titre de 2003	CSPE recouvrée au titre de 2004	CSPE remboursée ⁽³⁾ 2003-2004	TOTAL CSPE recouvrée nette 2003-2004
Sites de consommation⁽¹⁾					
Sites contributeurs identifiés	46				
Sites en attente de déclaration	5				
Sites ayant déclaré	41	1 308 159	2 102 478	126 772	3 283 865
Autoproducteurs⁽²⁾					
Sites contributeurs identifiés	10	615 343	823 334	155 339	1 283 338
Total général					4 567 203

(1) Sites de consommation reliés à un site raccordé au réseau public.

(2) Sites de production sous obligation d'achat consommant « physiquement » « tout ou partie de l'électricité vendue ».

(3) Bénéfice d'une exonération.

Source : CRE (2006)

Tableau 15 : État du recouvrement de la CSPE 2005 au 1^{er} mars 2006

	TWh	M€
Contributions non recouvrées au titre de 2005 au 1^{er} mars 2006		156,8
CSPE 2005 à créditer au 01/03/06	27,1	121,8
Arrondi de la contribution unitaire 2005 de 4,58 à 4,5 €/MWh		30,0
Impayés au 01/03/06		5,0

Source : CRE (2006)

Tableau 16 : Synthèse des déclarations et paiements à la CDC au 1^{er} mars 2006

	2003	mise à jour 2003 ⁽¹⁾	2004	2005
Nombre d'autoproduleurs ayant déclaré à la CDC	115	133	144	107/143
Nombre réel de paiements ⁽²⁾	21	30	31	31
CSPE payée (M€)	1,6	2,2	3,6	3,5
Nombre de consommateurs ayant déclaré à la CDC	50	97	115	85/123
Nombre réel de paiements ⁽³⁾	42	70	84	70
CSPE payée (M€)	4,2	5,2	7,6	7,1

(1) Suite notamment à la recherche de sites.

(2) Les autoproduleurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh et du plafonnement à 500 000 euros.

(3) Les consommateurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh d'un producteur qui le fournit sur le même site et du plafonnement à 500 000 euros.

Source CRE

Encadré 26 : Traitement des défauts de déclaration et de paiement de la CSPE

Les procédures concernant les défauts de déclaration et de paiement de la CSPE sont définies par l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et les articles 16 et 17 du décret modifié n° 2004-90 du 28 janvier 2004.

Défaut de paiement par un redevable⁽¹⁾ ou un contributeur⁽²⁾ :

L'article 5 de la loi précitée prévoit qu'en cas de défaut ou d'insuffisance de paiement dans un délai de deux mois à compter de la date à laquelle la CSPE est due, la CRE adresse au contributeur défaillant une lettre de rappel assortie d'une pénalité de retard, dont le taux est fixé à 10 % du montant de la contribution due. À l'issue de cette mise en demeure, une sanction administrative peut être prononcée dans les conditions prévues par l'article 41 de la loi précitée, si la défaillance de paiement persiste.

Défaut de production d'un état récapitulatif ou d'une déclaration :

La CRE doit d'abord constater le défaut de production par un redevable ou un contributeur de l'état récapitulatif ou de la déclaration avant de mettre en demeure ce dernier, par lettre recommandée avec accusé de réception, de produire l'état récapitulatif ou la déclaration et d'effectuer, le cas échéant, le paiement de la CSPE due à la Caisse des dépôts et consignations (article 16 du décret précité).

Si le redevable ou le contributeur n'obtempère pas, la CRE peut diligenter les procédures de recouvrement contentieux (article 17 du décret précité).

(1) Un redevable, au sens de l'article 10 du décret précité, est un fournisseur ou un gestionnaire de réseau qui recouvre la CSPE auprès de clients finals. Il doit établir périodiquement un état récapitulatif de la CSPE qu'il a recouvrée et verser la somme concernée à la Caisse des dépôts et consignations.

(2) Un contributeur, au sens de l'article 8 du décret précité, est un consommateur final. S'il est alimenté par le réseau public, la CSPE lui est facturée par son fournisseur ou son gestionnaire de réseau. S'il n'est pas alimenté par le réseau public, il doit faire une déclaration de la CSPE due et procéder à son paiement auprès de la Caisse des dépôts et consignations.

> **Le fonctionnement** de la CRE

I La mise en œuvre des diverses attributions

- 1 > L'activité de la CRE en chiffres **112**
- 2 > Les règlements de différend : un moyen de préciser les modalités de l'accès et de l'utilisation des réseaux **112**

II Les moyens

- 1 > Les personnels de la CRE **115**
- 2 > L'évolution de l'organisation des services **116**

III L'activité européenne et internationale

- 1 > Les relations avec les autres régulateurs **118**
- 2 > Les relations avec les institutions communautaires **118**
- 3 > Les relations extra-communautaires **120**

I La mise en œuvre des diverses attributions

1 L'activité de la CRE en chiffres

La CRE a tenu 115 séances formelles et informelles, contre 106 l'année précédente (Tableau 17). Les séances formelles donnent lieu à l'adoption de délibérations qui prennent la forme d'avis, de propositions, de décisions ou de communications.

Tableau 17 : L'activité de la CRE en chiffres
du 1^{er} juin 2005 au 31 mai 2006

	GAZ	ÉLECTRICITÉ	TOTAL
Nombre d'avis	57	8	65
Nombre de communications/ recommandations	1	5	6
Nombre de décisions (propositions, décisions réglementaires à l'exception des règlements de différend)	4	11	15
Nombre d'auditions	55	81	136
Nombre de consultations publiques	3	4	7
Nombre de règlements de différend	1	3	4

Source : CRE

Le nombre d'avis a plus que triplé par rapport à l'année précédente, en raison de l'intégration des tarifs des entreprises locales de distribution gazières dans le processus de décision instauré par l'arrêté du 16 juin 2005.

Les communications se sont légèrement accrues. Elles permettent à la CRE de compléter l'information apportée aux acteurs du marché de l'énergie. La communication du 10 janvier 2006 a, par exemple, fixé les premières conditions permettant aux consommateurs de choisir librement et facilement leurs fournisseurs dans le cadre de l'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007.

Le nombre d'auditions reste soutenu avec 136 auditions, contre 129 l'année écoulée.

Ces auditions ont permis à la CRE de recueillir les positions des acteurs concernés, préalablement à ses avis sur les tarifs, sur les textes réglementaires, sur les communications et sur les propositions tarifaires relatives à l'utilisation des réseaux et infrastructures.

Cette démarche consultative a été utilisée pour les deux délibérations sur l'attribution d'un taux de rémunération majoré au projet de renforcement de l'artère de Guyenne et au projet de raccordement du terminal méthanier Fos Cavaou.

Le nombre de règlements de différend est passé de vingt et un à quatre. Les décisions de règlement de différend de la CRE créent une jurisprudence mieux appliquée par les opérateurs, de nature à limiter le recours à cette procédure. Cette année, la CRE a, pour la première fois, été saisie d'un règle-

ment de différend afférent au secteur du gaz naturel, concernant les conditions d'accès au stockage souterrain.

L'ensemble des délibérations de la CRE sont rendues publiques sur son site Internet. Ses avis et propositions formulés à l'adresse du Gouvernement sont, pour leur part, publiés au Journal Officiel de la République française à l'initiative des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

2 Les règlements de différend : un moyen de préciser les modalités de l'accès et de l'utilisation des réseaux

1 L'évolution des pouvoirs et des compétences de la CRE

La loi du 9 août 2004 avait étendu la compétence de la CRE en matière de règlement de différend aux litiges relatifs à l'accès aux installations de stockage de gaz naturel et à leur utilisation. Le législateur a, par la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, autorisé la CRE, lorsqu'elle règle un différend, à fixer, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès aux réseaux publics d'électricité, ouvrages et installations de gaz naturel, ou les conditions de leur utilisation. Il a également autorisé la CRE à assortir sa décision d'astreintes.

Les conditions de mise en œuvre de cette astreinte devront être définies par la loi ou par un décret d'application. Il s'agira alors d'une avancée significative pour l'autorité de la CRE qui fera, ainsi, partie des autorités administratives investies de ce pouvoir, habituellement dévolu au juge.

L'extension, par la loi du 9 août 2004, du champ d'application de l'article 38 de la loi du 10 février 2000 aux différends relatifs à l'accès aux installations de stockage de gaz naturel ou à leur utilisation implique que le décret du 11 septembre 2000, relatif aux procédures applicables devant la CRE, soit mis à jour.

La loi du 13 juillet 2005 a précisé que les clients non éligibles, c'est-à-dire les clients résidentiels, ne peuvent pas être concernés par la procédure de règlement de différend.

2 Une approche pragmatique de la recevabilité

L'article 1^{er} du décret du 11 septembre 2000 définit les conditions de recevabilité d'une demande de règlement de différend. L'instruction du dossier au fond peut faire apparaître des irrecevabilités qu'un examen préalable de la saisine n'avait pas révélées.

L'existence d'un différend formalisé entre les parties, préalablement à la saisine de la CRE, est une des conditions de recevabilité de la demande.

La reconnaissance d'un tel différend peut impliquer, dans certains cas, une analyse approfondie des faits qui ont conduit à la saisine de la CRE.

La recevabilité de la demande de règlement de différend présentée par un producteur, dont le dossier a été déposé après sa radiation de la file d'attente imposée par le gestionnaire du réseau de distribution pour l'instruction des raccordements, a été admise par la CRE. Pour rejeter la fin de non-recevoir soulevée par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, la CRE a estimé que le dépôt de ce second dossier de raccordement ne pouvait être regardé comme une nouvelle demande, eu égard aux similitudes présentées par le projet et aux modalités de raccordement comparables des deux demandes successives (décision La Compagnie du Vent du 27 septembre 2005).

Dans le même esprit, afin d'éviter au demandeur d'avoir à présenter deux saisines successives et pour accomplir la mission dévolue par l'article 38 de la loi du 10 février 2000, la CRE admet la permanence du différend lorsqu'un désaccord persiste sur la conclusion d'un contrat GRD/fournisseur à la suite d'un refus d'accès au réseau (décision SICAE de la Somme et du Cambrasis du 11 mai 2005).

3 La compétence de la CRE

Investie par les dispositions de l'article 38 de la loi du 10 février 2000 d'une compétence spécifique pour régler les différends liés à l'accès aux réseaux électriques, aux ouvrages et installations de gaz naturel, ou à leur utilisation, la CRE a le souci de préciser ses attributions.

Cette pratique vise à éviter les empiètements sur le champ d'intervention d'autres autorités, afin de prévenir les conflits de compétence. À ce titre, la CRE définit l'étendue de sa compétence tant sur le plan organique que matériel.

S'agissant de la qualité des parties, la CRE, dans deux affaires concernant la même entreprise et relatives au raccordement d'installations de production au réseau public de distribution ayant des incidences sur le réseau de transport, s'est déclarée compétente pour connaître du différend opposant un producteur au gestionnaire du réseau public de distribution. La CRE a considéré, en revanche, que ce producteur, utilisateur du réseau de distribution, n'est pas, en l'occurrence, utilisateur du réseau de transport et a rejeté, pour ce motif, les conclusions dirigées contre le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (décisions La Compagnie du Vent du 7 septembre 2005 et du 27 septembre 2005).

La CRE est compétente, au plan matériel, pour régler les différends relatifs aux conditions techniques et financières d'accès aux réseaux. Tel est le cas lorsque le différend porte sur le rem-

boursement partiel d'acomptes, justifié par une modification du projet et la révision du montant de la proposition technique et financière de raccordement (décision La Compagnie du Vent du 7 septembre 2005). Tel est le cas également d'un différend portant sur la détermination des jours d'indisponibilité imposés à un producteur, considérés comme des conditions techniques de l'accès au réseau au sens de l'article 38 de la loi du 10 février 2000 (décisions La Compagnie du Vent du 7 septembre 2005 et du 27 septembre 2005).

Les différends concernant l'accès aux installations de stockage de gaz naturel ou à leur utilisation relèvent de la compétence de la CRE. Cette dernière s'est prononcée sur un premier litige de cette nature. Elle a considéré que le règlement d'un tel différend implique d'examiner le taux de remplissage des capacités en cause et les modalités de transfert de gaz correspondant, compte tenu des contraintes techniques liées à la gestion du stockage (décision Altergaz du 8 mars 2006).

4 L'accès aux réseaux et installations et leur utilisation

La CRE a rappelé les obligations du gestionnaire de réseau de distribution saisi d'une demande de raccordement. Elle s'est également déterminée sur les modalités de conclusion d'un contrat GRD/Fournisseur, sur l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et sur le droit d'accès des tiers aux stockages de gaz naturel.

A » Obligations du gestionnaire de réseau de distribution

La CRE a précisé les obligations du gestionnaire du réseau public de distribution. Elle a rappelé que ce dernier est tenu à une obligation de transparence et de non-discrimination, lors de l'établissement de sa proposition technique et financière de raccordement, en application des dispositions de l'article 5 du décret du 13 mars 2003. Il doit :

- expliciter les méthodes utilisées ;
- fournir au demandeur l'ensemble des justifications permettant d'apprécier la pertinence de la solution tant technique qu'économique qu'il préconise pour son raccordement au réseau.

Il doit veiller à obtenir, au besoin auprès de RTE, l'ensemble des informations lui permettant de remplir son obligation de traitement transparent et non discriminatoire, lorsque le raccordement est susceptible d'avoir des incidences sur le réseau public de transport. La CRE souligne qu'il appartient au gestionnaire du réseau de distribution, et non à RTE, de se prononcer sur le caractère confidentiel des données réclamées par l'utilisateur. Elle affirme que le gestionnaire de réseau public

de distribution ne peut se limiter à transmettre les informations incomplètes communiquées par RTE qui invoquait le caractère confidentiel des données demandées (décisions La Compagnie du Vent du 7 septembre 2005 et du 27 septembre 2005).

Ces deux décisions précisent également que l'utilisation d'une « procédure administrative type » de construction d'ouvrages à 90 kV, qui ne prend pas en compte les caractéristiques particulières des projets à raccorder, ne peut justifier la nécessité d'un renforcement du réseau public de transport, ou les délais qui en résultent.

Le gestionnaire qui s'abstient d'étudier les solutions alternatives de raccordement proposées par l'utilisateur, telles que l'installation d'un système de « bridage » ou d'automates de délestage, ne justifie pas les durées d'effacement imposées au producteur (décision La Compagnie du Vent du 27 septembre 2005).

Les méthodes utilisées pour déterminer un schéma de raccordement et établir un devis doivent être explicitées par le gestionnaire du réseau public de distribution. Il est, du fait des dispositions de l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000, tenu d'examiner les différentes solutions de raccordement et de proposer le schéma correspondant à la solution au meilleur coût, tant pour lui-même que pour le demandeur. Le rappel de ces principes a permis à l'utilisateur de diviser par dix le coût du raccordement de son installation de production d'électricité photovoltaïque (décision Marion Court du 12 mai 2005).

L'article 8.3 du cahier des charges du réseau d'alimentation générale en énergie électrique (RAG) prévoit un délai réglementaire de trois mois au terme duquel le gestionnaire du réseau public est tenu d'adresser une proposition technique et financière pour un raccordement en haute tension. Ce délai s'apprécie à compter du jour où le dossier de la demande est considéré comme complet (décision La Compagnie du Vent du 27 septembre 2005).

B » Conditions de conclusion d'un contrat GRD/Fournisseur

L'insertion, dans le contrat GRD/fournisseur, de clauses attributives de compétence en matière de traitement des litiges est inutile, dès lors qu'elles sont prévues par des textes législatifs et réglementaires.

Eu égard aux dispositions de l'article 49 de la loi du 10 février 2000, le législateur n'a pas entendu accorder de compensation indemnitaire au fournisseur historique lors du premier exercice de son éligibilité par un client. Étant contraire à la loi, la facturation de ces frais doit être supprimée, lorsqu'elle est prévue dans un contrat.

Un gestionnaire de réseau ne peut différer la prise d'effet du contrat GRD/fournisseur, en se prévalant d'une absence de

contrat GRD/responsable d'équilibre, lorsque le nombre de clients ayant exercé leur éligibilité dans sa zone de desserte exclusive est limité. Ce contrat GRD/fournisseur peut entrer en vigueur avant la signature d'un contrat GRD/responsable d'équilibre, sous la réserve que les courbes de charge permettant le calcul des écarts soient préalablement transmises à RTE (décision SICAE de la Somme et du Cambrasis du 11 mai 2005).

C » Conditions tarifaires de l'utilisation des réseaux

Dans un arrêt du 4 octobre 2005, CPCU c/EDF-RTE, la Cour d'appel de Paris a confirmé que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont d'ordre public et s'appliquent, nonobstant toute clause contractuelle contraire. Ainsi, les producteurs titulaires de contrats d'achat, dont les installations de production sont directement raccordées au réseau public, ne peuvent se soustraire au tarif d'injection prévu par le décret du 19 juillet 2002. L'injection sur le réseau de l'énergie produite constitue, pour la Cour d'appel, le fait générateur de l'application du tarif, déterminé à partir du flux physique injecté.

Pour rejeter une demande de renvoi préjudiciel devant la juridiction administrative en vue d'apprécier la légalité du décret du 19 juillet 2002, la Cour d'appel de Paris, dans ce même arrêt du 4 octobre 2005, s'est référée à la jurisprudence du Conseil d'État définie dans un arrêt UNIDEN du 10 novembre 2004. Le tarif d'injection n'est pas discriminatoire, dès lors que consommateurs et producteurs sont placés dans des situations justifiant l'application d'un traitement différencié (Cour d'appel de Paris, 4 octobre 2005, CPCU c/EDF-RTE).

Dans une série de six affaires (décisions EURL Nuages, Société des Chutes de l'Ain, Société de Moulin Neuf, Usine Hydroélectrique des Forges de Lanouée, Force Motrice Poller et Marc Pralong du 14 avril 2005), la CRE a rappelé qu'en vertu des dispositions de la section 9 du chapitre II de l'annexe au décret du 19 juillet 2002, l'entretien des compteurs est une prestation de comptage de base. Elle s'applique exclusivement aux consommateurs et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution raccordés au domaine de tension HTA ou HTB. Le gestionnaire du réseau public de distribution ne peut ni imposer, ni facturer des prestations d'entretien des compteurs d'électricité à des producteurs. Ce principe pourrait naturellement s'appliquer à des producteurs d'électricité confrontés à des pratiques tarifaires équivalentes.

Cette analyse a été validée par la Cour d'appel de Paris dans six arrêts du 13 décembre 2005. La Cour d'appel définit le rôle d'EDF dans les activités de comptage. Bien qu'investi d'une mission de service public et tenu, en tant que tel, à ces activi-

tés de comptage, cet opérateur ne détient pas de monopole sur l'entretien des appareils de comptage, notamment lorsque ceux-ci sont la propriété de tiers (Cour d'appel de Paris, 13 décembre 2005, EURL Nuages, Société des Chutes de l'Ain, Société du Moulin Neuf, Usine Hydroélectrique des Forges de Lanouée, Force Motrice Poller et Marc Pralong).

D » Droit d'accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, qui transpose l'article 19 de la directive du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, a mis en place un système d'accès négocié, sous le contrôle de la CRE, compétente pour régler les différends entre les exploitants et les utilisateurs des installations de stockage de gaz naturel.

Le premier semestre de l'année 2006 a été marqué par l'enregistrement de la première demande de règlement de différend dans le secteur du gaz, portant sur les conditions d'accès aux installations de stockage (décision Altergaz du 8 mars 2006). La CRE relève que les installations de stockage constituent un moyen essentiel pour assurer la sécurité des approvisionnements, conformément au considérant 21 de la directive du 26 juin 2003. Elle estime également que les dispositions de l'article 30-2 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, accordent aux fournisseurs un droit d'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.

Précisant l'étendue de ce droit d'accès, la CRE indique, dans sa décision, que l'attribution, garantie à chaque fournisseur par la loi, des capacités de stockage nécessaires à l'alimentation d'un nouveau client est subordonnée à la conclusion préalable d'un contrat de fourniture et ne peut se fonder sur de simples prévisions de clientèle.

Si l'article 30-2 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit la libération de capacités de stockage au profit du nouveau fournisseur de gaz qui acquiert un client, ce texte reste toutefois silencieux sur les conditions de cession du gaz stocké.

C'est pourquoi, s'appuyant sur la théorie des facilités essentielles, la CRE rappelle que les exploitants des installations de stockage doivent garantir, à tous les utilisateurs, le transfert du gaz stocké dans des conditions transparentes, non discriminatoires et économiquement pertinentes. Par conséquent, Gaz de France a été invité à compléter les conditions générales de ses contrats et protocoles d'accès aux stockages en organisant les modalités de cession du gaz stocké lors de la libération de capacités, en application des dispositions de l'article 30-2 de la loi du 3 janvier 2003.

II Les moyens

1 Les personnels de la CRE

Le nombre des emplois budgétaires de la CRE, qui était de 117 en 2005, selon le nouveau mode de calcul des emplois de l'État défini en application de la loi organique relative aux lois de finances (LOLF), a été porté à 120 en 2006.

Fin 2005, hormis les 7 membres de la Commission, l'ensemble des cadres représentait 91 % des effectifs. La proportion des femmes s'élevait à 44 %, celles des hommes à 56 %. L'âge moyen était de 39 ans. Les personnels étaient composés de 80 % d'agents contractuels, dont plus d'un tiers proviennent d'entreprises du secteur de l'énergie, et de 20 % d'agents de l'État.

La diversité des origines professionnelles des personnels (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs, organismes internationaux...), leur niveau de technicité et la richesse de leur expérience sont les fondements de l'expertise et de la compétence des services de la Commission (Figure 66).

La politique de recrutement de la CRE fait appel à des cadres expérimentés, immédiatement opérationnels sur les responsabilités qui leurs sont confiées. C'est ainsi que l'expérience moyenne des chargés de mission est de 6 ans en 2005. Seuls 10 % des effectifs ont été recrutés dans le cadre d'un premier emploi.

88 % des effectifs de la CRE sont affectés aux fonctions de la régulation, tandis que 12 % assurent des fonctions de support (administration, communication, informatique, documentation) (Figure 67).

La politique de formation permanente de la CRE répond à trois objectifs :

- développer les compétences spécifiques à l'exercice de la régulation ;
- accroître l'efficacité personnelle (informatique, langues étrangères) ;
- soutenir des projets professionnels, y compris diplômants, en rapport avec les activités de la CRE.

En 2005, 83 % des effectifs ont bénéficié d'une formation, pour un total de 718 jours de formation soit, en moyenne, de 5,5 jours par agent et par an.

La politique de rémunération de la CRE repose sur la reconnaissance des capacités professionnelles (niveau de formation et expérience acquise), 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 rémunérations moyennes annuelles brutes, primes incluses, s'établissent en 2005 comme suit : 30 000€ pour les non-cadres, 33 000€ pour les cadres moyens, 51 000€ pour les chefs de département et chargés de mission et 108 000€ pour les cadres dirigeants.

Le bilan social est accessible à l'ensemble du personnel sur l'intranet de la CRE.

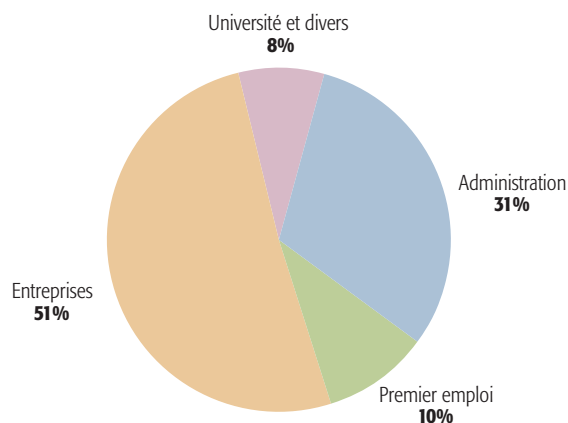
2 L'évolution de l'organisation des services

L'organisation des services de la CRE a été adaptée aux nouveaux enjeux du suivi des marchés du gaz et de l'électricité dans la perspective de leur ouverture complète au 1^{er} juillet 2007.

Cette évolution, effective depuis le 1^{er} mars 2006, a conduit à faire traiter par une seule direction, la direction des marchés et du service public (DMSP), l'ensemble des questions concernant les marchés de l'électricité et du gaz. Elle a ainsi renforcé le suivi des marchés de ces deux énergies.

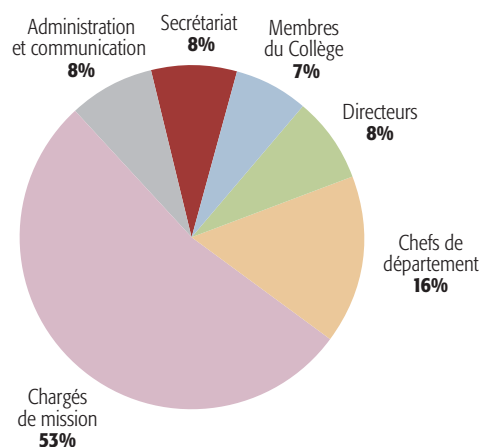
L'organisation du suivi du secteur gazier a été modifiée en conséquence. La direction en charge de ce secteur (DIRGAZ) est compétente pour toutes les questions concernant les infrastructures et les réseaux de gaz naturel, à l'instar de ce qui existe pour l'électricité, avec la direction de l'accès aux réseaux électriques (DARE) (Figure 68).

› Figure 66 : Origine des personnels de la CRE



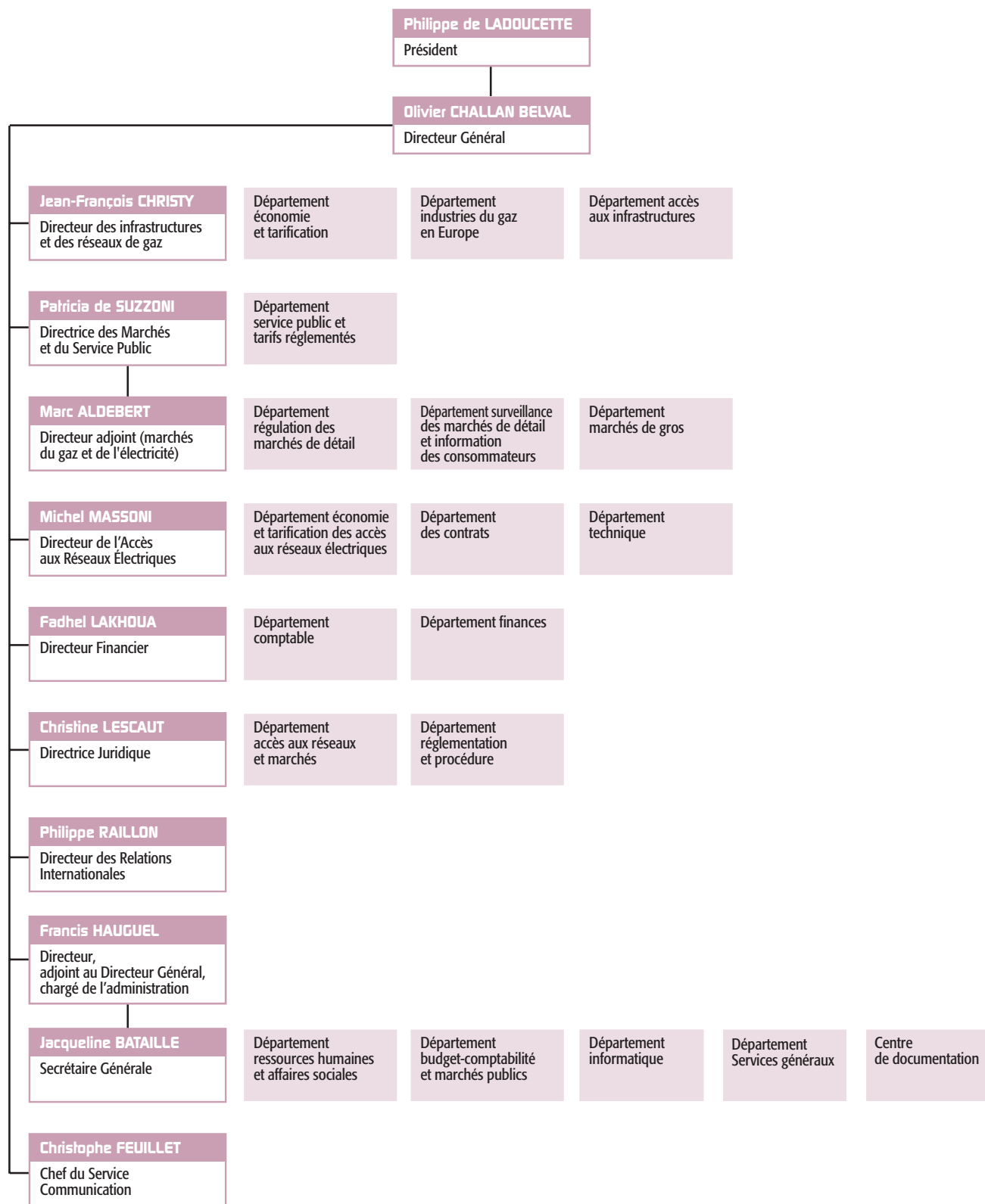
Source : CRE

› Figure 67 : Répartition des effectifs par fonction



Source : CRE

› Figure 68 : Organigramme - Les services



Source : CRE

III _ L'activité européenne et internationale

Dans la ligne de l'action des années précédentes, la CRE a poursuivi ses échanges avec ses interlocuteurs du secteur énergétique, principalement en Europe. Ses efforts ont porté sur les relations avec les autres régulateurs et les institutions communautaires.

1 _ Les relations avec les autres régulateurs

Les contacts avec les autres régulateurs sont organisés, soit ponctuellement de manière bilatérale, soit plus régulièrement au travers du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER – *Council of European Energy Regulators*) et de son pendant officiel auprès de la Commission européenne (ERGEG – *European Regulators Group for Electricity and Gas*) qui a pour mission, depuis fin 2003, de la « conseiller et de l'assister dans son action visant à consolider le marché intérieur ».

Les travaux auxquels la CRE participe, dans les deux instances, CEER et ERGEG, sont décrits de manière détaillée dans les chapitres relatifs à l'électricité et au gaz. Cependant, la CRE a été particulièrement active sur certains sujets parmi lesquels on peut citer :

- la rédaction du rapport final 2005 sur « Surveillance de la mise en œuvre des règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » (*Monitoring the implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators* ou *GGPSSO*) ;
- les indicateurs et définitions relatifs aux consommateurs et à leur protection. La CRE préside le groupe de travail en charge de ces sujets ;
- l'élaboration des documents d'évaluation et de comparaison (*benchmarking*) du CEER ;
- la régulation des prix de détail de l'électricité et du gaz ;
- les travaux préparatoires aux initiatives régionales dans les domaines de l'électricité et du gaz (Figures 69 et 70).

Ces initiatives constituent la suite des *mini-fora* proposés lors du Forum de Florence en septembre 2004 par la Commission européenne dont la logique était de favoriser l'essor de marchés régionaux pour progresser vers un marché unique. Ils ont réuni, début 2005, l'ensemble des acteurs concernés par le développement des marchés électriques dans chacune des régions identifiées par la Commission européenne. La décision de prolonger leurs travaux a amené les régulateurs à lancer

deux consultations publiques, l'une concernant l'électricité à l'été 2005, l'autre concernant le gaz en fin d'année, puis, sur ces bases, à lancer un nouveau cycle de réunions visant à identifier les obstacles au développement des marchés nationaux puis à proposer des solutions.

En dehors de ce cadre institutionnel, des initiatives multilatérales ont été lancées par plusieurs régulateurs afin d'améliorer les modalités de gestion des capacités des interconnexions électriques aux frontières au moyen de consultations publiques.

En ce qui concerne les frontières françaises, les positions communes, issues des contributions reçues de la part des acteurs du marché, ont été matérialisées dans des feuilles de route. Elles définissent les améliorations demandées aux gestionnaires de réseaux pour les méthodes de gestion de la congestion sur ces interconnexions (France et Allemagne - France et Italie et Autriche et Italie - France, Belgique et Pays-Bas).

2 _ Les relations avec les institutions communautaires

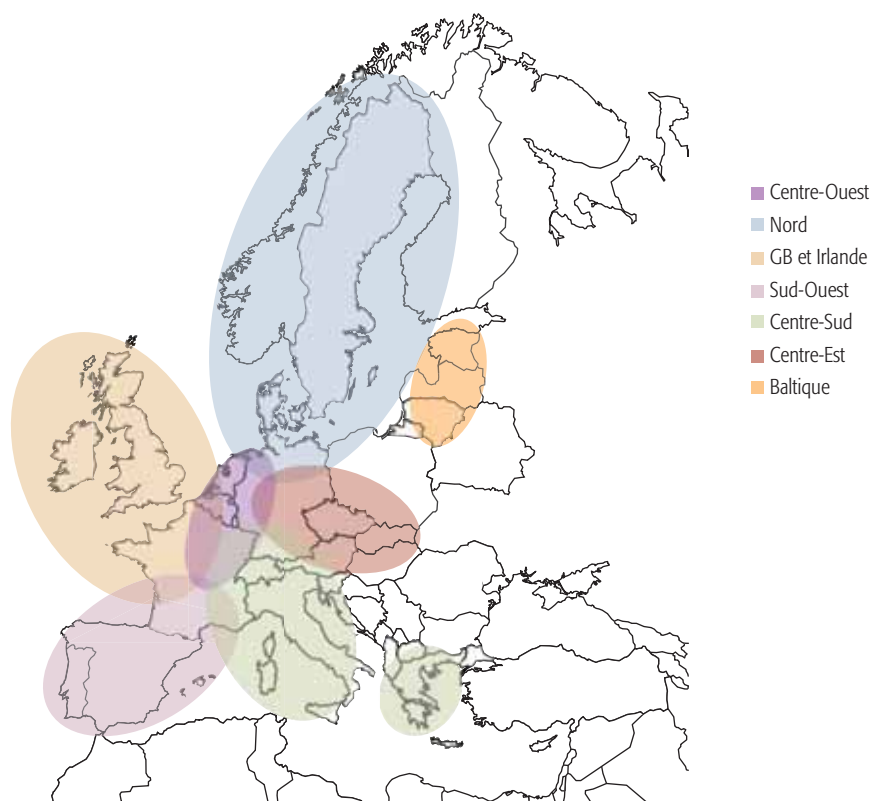
La CRE entretient de fréquents contacts avec la Commission européenne. Ses interlocuteurs sont la direction générale de l'énergie et des transports (DG « énergie et transports ») et la direction générale de la concurrence (DG « concurrence »), qui est de plus en plus présente sur les secteurs de l'électricité et du gaz.

Au-delà des échéances régulières du calendrier communautaire qui fondent l'essentiel de ces échanges (Fora de Florence (électricité) et de Madrid (gaz), obligations de la Commission européenne en matière de rapports), la coopération se renforce grâce aux échanges d'informations, aux consultations et aux commentaires sur les documents que la Commission publie.

Les directives gaz et électricité de 2003 imposent à la Commission européenne de publier des rapports sur le développement du marché intérieur de l'énergie. La CRE, comme les autres régulateurs, lui apporte une part des informations nécessaires soit par des réponses détaillées à ses questionnaires, soit par ses propres publications. C'est ainsi que le rapport de la CRE de novembre 2005 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel a pu compléter celui de la Commission européenne consacré à l'analyse des progrès accomplis concernant la création d'un marché intérieur.

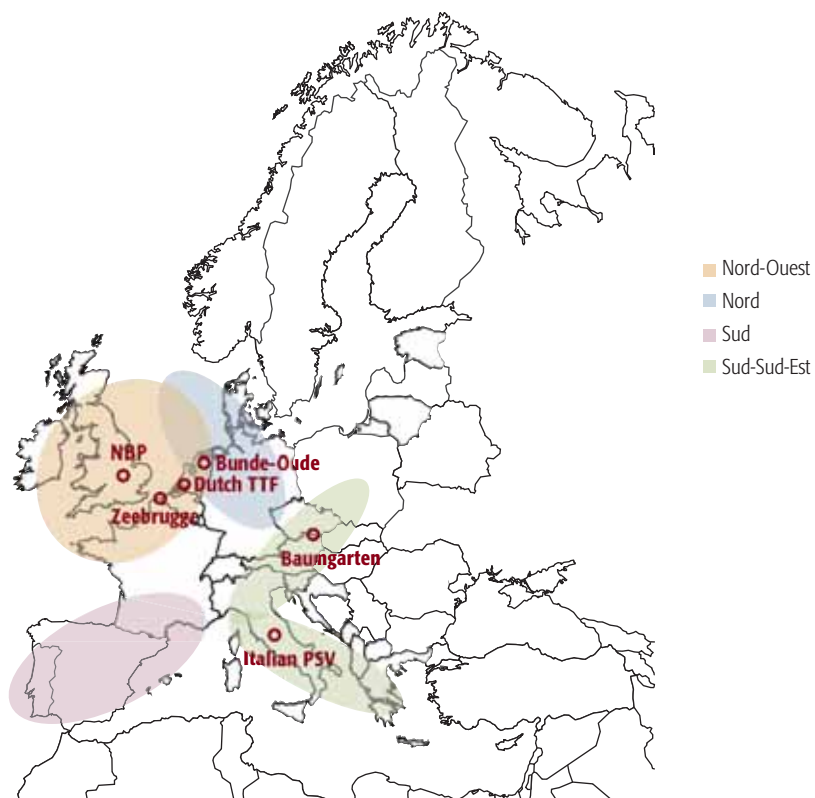
La DG « concurrence » consulte également la CRE sur des opérations de fusion ayant potentiellement un impact en France. Tel a été le cas récemment sur les éventuelles conséquences, pour le marché français, de deux projets de rapprochement concernant les opérateurs suivants : E.On/ENDESA et Suez/Gaz de France.

› Figure 69 : Initiatives régionales en électricité



Source : CEER

› Figure 70 : Initiatives régionales en gaz



Source : CEER

L'analyse des résultats des enquêtes lancées au printemps 2005 par la DG « concurrence » a été l'occasion d'une autre collaboration fondée sur l'expertise technique des régulateurs. La CRE a participé en mettant à la disposition de la DG « concurrence » un expert du secteur du gaz.

La CRE répond, soit directement, soit en commun avec les autres régulateurs, aux consultations lancées par la Commission européenne. Deux documents importants ont été publiés au début de l'année 2006, par la DG « concurrence » – rapport préliminaire sur ses enquêtes dans les secteurs de l'électricité et du gaz - et par la DG « énergie et transports » – Livre vert « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable ». La CRE a participé à la rédaction de commentaires communs des régulateurs. Elle a également rédigé des commentaires complémentaires sur certains thèmes plus spécifiques au marché français.

Certains textes communautaires peuvent avoir des conséquences directes sur des sujets de la compétence des régulateurs. La CRE participe à chaque fois que nécessaire, d'une part, aux échanges destinés à arrêter les positions françaises organisés à Paris par le Secrétariat général des affaires européennes (SGAE), d'autre part, aux réunions du Groupe des questions économiques « Énergie » du Conseil aux côtés de la représentation permanente française à Bruxelles. Des contacts ont également lieu avec des parlementaires européens.

3 Les relations extra-communautaires

Des contacts bilatéraux sont organisés à la demande de pays non-membres de l'Union européenne. Diverses délégations (régulateurs, opérateurs ou administrations) souhaitant connaître la conception française de la régulation sont reçues à Paris (Tableau 18). Ces contacts peuvent être suivis d'échanges sur des sujets techniques, comme par exemple le calcul des tarifs d'accès aux réseaux.

La CRE exerce une veille sur les activités d'institutions multilatérales telles l'OCDE ou son agence spécialisée sur l'énergie, l'Agence internationale de l'énergie (AIE), de manière à pouvoir y intervenir le cas échéant. La CRE a participé à la réponse française au questionnaire 2006 de l'Agence internationale de l'énergie devant servir de base à la publication de sa revue annuelle des politiques énergétiques de ses pays membres.

La CRE entretient des contacts réguliers avec les représentations diplomatiques françaises à l'étranger, notamment leurs missions économiques. Cette coopération permet à la CRE de disposer d'informations utiles sur nos partenaires. Elle facilite également la diffusion d'éléments donnant une meilleure connaissance des réalités du marché français parfois méconnu ou mal jugé. Des contacts sont également pris, plus ponctuellement, avec les représentations diplomatiques étrangères à Paris.

Tableau 18 : Délégations reçues par la CRE entre juin 2005 et juin 2006

Date	Délégation accueillie	Pays
Juin 2005	Hauts fonctionnaires	ALGÉRIE
	<i>State Electricity Regulation Commission (SERC)</i> – régulateur chinois	CHINE
	<i>Japan Electric Power Information Center (JEPIC)</i> – Centre japonais d'information sur l'énergie électrique	JAPON
	Ministère du pétrole et du gaz naturel	INDE
Oct. 2005	<i>Provincial Electricity Authority</i> – régulateur thaïlandais	THAÏLANDE
	Experts « Énergie » des missions économiques basées à l'étranger	FRANCE
	<i>Elektroistok</i> - Gestionnaire de réseaux	SERBIE
Nov. 2005	<i>Elektroistok</i> - Gestionnaire de réseaux	SERBIE
	Direction du commerce et des enquêtes économiques (DGCEE)	TUNISIE
	Direction générale de la concurrence	Commission européenne
	de la Commission européenne (DG « concurrence »)	
Déc. 2005	Membre du Sénat	JAPON
Janv. 2006	<i>Japan Bank for International Cooperation (JBIC)</i> – Banque japonaise de coopération internationale	JAPON
Févr. 2006	<i>Croatian Energy Regulatory Agency (CERA)</i> – régulateur croate	CROATIE
Mai 2006	Direction générale de l'énergie et des transports (DG « énergie et transports »)	Commission européenne
	Ministère de l'énergie – Département consommateur et régulation	CANADA
	<i>Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)</i> – régulateur norvégien	NORVÈGE
Juin 2006	Ministère de l'Économie et la <i>Public Utilities Commission (PUC)</i> (régulateur letton)	LETTONIE
	<i>State Grid Corporation (SGC)</i> – Gestionnaire du réseau de transport d'électricité	CHINE

Source : CRE

> **Annexes**

Annexes

> Glossaire	122
> Sigles	128
> Unités et conversions	129
> Index des encadrés, tableaux et figures	130
> Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)	132

> Glossaire

- définitions communes (électricité/gaz)
- définitions spécifiques au gaz
- définitions spécifiques à l'électricité

● **Accès des Tiers au Réseau** : droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution 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 réseau sont proposés par le régulateur. Les conditions d'accès sont transparentes et non discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.

● **Accès négocié des tiers aux réseaux** : 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.

● **Base** : la base est la partie constante de la charge d'un réseau sur une période donnée. Un produit base correspond à la fourniture d'un bloc d'électricité sur l'ensemble d'une période (exemple : de 0 heure à 24 heures pour un produit base journalier).

● **Bloc d'électricité** : quantité d'énergie électrique qui transite par le réseau à un niveau de puissance constant (exemple : un bloc de 24 heures correspond à un produit base).

● **Centrale électrique à cycles combinés** : centrale thermique, fonctionnant généralement avec des turbo-générateurs 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 turbo-générateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60 %, contre seulement 33 à 35 % pour les centrales thermiques classiques).

● **Centrale virtuelle** : capacité de production fictive, non individualisée, vendue à un opérateur permettant de soutirer sur demande, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé.

● **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. Le rendement de ces installations est sensiblement meilleur que si elles ne produisaient que de l'électricité.

● **Complage** : 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 distribution (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 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.

● **Conversion** : le réseau de transport de GDF comporte deux zones distinctes : la zone H alimentée en gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H), et la zone B, alimentée en gaz de Groningue, 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.

● **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.

● **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 non nationalisés (DNN)** : voir ELD

● **Écarts de consommation** : 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 d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé. Certaines ELD produisent également de l'électricité.

● **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 ou distribution 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.

● **Fixage** : système de cotation d'un produit (par exemple bloc horaire sur *Powernext*) par croisement des courbes agrégées d'offre et de demande afin de déterminer le prix et le volume d'équilibre. Mécanisme utilisé par exemple sur *Powernext* pour la négociation de produits horaires.

● **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 (négociant).

● **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".

● **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.

● **HTA : Haute Tension du domaine A** : tension comprise entre 1 et 40 kV.

● **HTB : Haute Tension du domaine B** : tension comprise entre 40 et 130 kV.

● **IFA 2000** : interconnexion électrique France-Angleterre, d'une puissance de 2000 MW en courant continu.

● **Interconnexion** : équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisation reliant deux réseaux de transport de gaz.

● **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 Spot** : 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. Pour constituer des marchés fiables et des références de prix crédibles pour les intervenants, ces marchés doivent répondre à une double exigence de transparence (publication des données en temps réel) et de liquidité (aucun intervenant ne doit être susceptible d'influer sur le marché en raison d'une position dominante).

● **Méthancier** : navire transportant dans ses cuves du gaz naturel liquéfié (GNL).

● **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'investissement (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.

● **Négociant** : fournisseur de gaz ou d'électricité qui achète de l'énergie auprès d'un autre fournisseur afin de la revendre à des clients finals ou des négociants.

● **« Netting » de capacité** : cette action des gestionnaires de réseaux consiste à tenir compte des flux commerciaux nommés 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 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.

● **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.

● **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)**: point d'un réseau de transport où le gestionnaire de réseau de transport gère les échanges de gaz entre expéditeurs.

● **Point de conversion**: points virtuels rattachés respectivement aux zones d'équilibrage Nord H et Nord B 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)**: la pointe est la puissance maximum appelée sur un réseau électrique pendant une période donnée. Un produit pointe correspond à la fourniture d'une puissance électrique constante pendant les périodes de pointe (exemple: de 8 à 20 heures pour un produit pointe journalier).

● **Pool**: marché électrique national sur lequel toutes les transactions doivent se réaliser et visant à rationaliser l'appel des 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 et/ou de l'électricité. Le producteur est un fournisseur.

● **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 méthaniens, 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 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).

● **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 comprimer 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 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** : contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

● **Tarifs réglementés** : tarifs de vente d'électricité ou de gaz aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

● **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 découpler 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.

● **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 méthane** : installation qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après regazéification 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, Slovaquie, Espagne, 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 réallouer 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 nommer 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.

● **VPP** : voir centrale virtuelle.

● **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.

> Sigles

AEEG: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

(Autorité pour l'énergie électrique et le gaz)

AIE: Agence Internationale de l'Énergie

APX: Amsterdam Power Exchange (Pays-Bas)

BT: Basse Tension

CEDIGAZ: Centre d'Information et de Documentation sur le Gaz

CEER: Council of European Energy Regulators

CFM: Compagnie Française du Méthane

CNE: Comision Nacional de Energia

(Commission nationale de l'énergie) (Espagne)

CNR: Compagnie Nationale du Rhône

CRCP: Compte de Régulation des Charges et 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: Entreprises Locales de Distribution

ERD: EDF Réseau de Distribution

ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas

ETSO: European Transmission System Operators

EUROGAS: European Gas Association

GNL: Gaz Naturel Liquéfié

GRT: Gestionnaire du Réseau de Transport

GSO: Gaz du Sud-Ouest

ICS: Informations Commercialement Sensibles

LPX: Leipzig Power Exchange

NBP: National Balancing Point

NGC: National Grid Compagny

OCM: On-the-day Commodity Market (marché spot au *NBP*)

OTC: Over The Counter

PPI: Programme Pluriannuel d'Investissement

RE: Responsable d'Équilibre

RTE: Réseau de Transport d'Électricité

SNET: Société Nationale d'Électricité et de Thermique

SPEGNN: Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières

THT: Très Haute Tension

TTF: Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des Pays-Bas)

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

> Unités et conversions

Gaz

Volumes

1 mètre cube (m³) = 35-315 pieds cubes (pc)

1 tonne de gaz naturel liquéfié (t GNL) = 1 350 m³ de gaz

1 m³ de GNL = 593 m³ de gaz

Conversion masse/volume-énergie

1 000 m³ de gaz naturel = 0,9 tonne équivalent pétrole (tep)

1 m³ 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*10 ⁻³	1	3,411*10 ⁻³	0,86	3,411*10 ⁻²
1 million Mbtu	1,055	293,2	1	252	10
1 thermie	4,186*10 ⁻³	1,162	3,968*10 ⁻³	1	3,968*10 ⁻²
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)

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 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 :

À titre d'exemple, la consommation globale d'électricité (hors pertes), en France, pour l'année 2005 a été de 450 TWh et la consommation moyenne annuelle d'un ménage français est de 5 800 kWh.

La puissance des dernières tranches nucléaires construites est de 1 450 MW, celle d'une éolienne peut atteindre 3 MW et celle d'un fer à repasser est de 1 kW.

> Index des encadrés, tableaux et figures

Encadrés

Encadré 1 : Le gazoduc nord européen ou <i>North European Gas Pipeline</i>	24
Encadré 2 : Projet de fusion de Gaz de France et de Suez.....	26
Encadré 3 : Le nouveau cadre légal, réglementaire et régulé du marché gazier allemand.....	27
Encadré 4 : La décision du <i>Bundeskartellamt</i> sur les contrats de livraison de long terme d'E.ON Ruhrgas aux distributeurs allemands.....	29
Encadré 5 : Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	35
Encadré 6 : L'indexation des prix d'importation du gaz naturel sur les produits pétroliers.....	36
Encadré 7 : Les avis de la CRE sur les évolutions des tarifs de gaz en distribution publique de Gaz de France depuis juin 2005.....	37
Encadré 8 : Évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de Gaz de France en euros courants.....	38
Encadré 9 : Calcul du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.....	42
Encadré 10 : Les critères d'investissement des GRD.....	43
Encadré 11 : La concentration du marché de gros.....	50
Encadré 12 : Produits vendus aux enchères par EDF.....	53
Encadré 13 : La communication de la CRE relative à l'existence d'un programme régulé de mise en vente d'électricité par EDF sur le marché de gros.....	53
Encadré 14 : Transparence et formation des prix sur le marché de gros français.....	58
Encadré 15 : La segmentation de la clientèle retenue par la CRE.....	63
Encadré 16 : Le suivi du marché de détail a permis d'identifier trois situations où la concurrence ne se développe que faiblement.....	66
Encadré 17 : Règlement européen 1228 du 26 juin 2003 Article 5 « Informations sur les capacités d'interconnexion ».....	68
Encadré 18 : Règlement européen du 26 juin 2003 Article 6 « Principes généraux de gestion de la congestion ».....	68
Encadré 19 : Historique des consultations publiques lancées par la CRE en 2005.....	69
Encadré 20 : État des lieux des travaux de renforcement sur la frontière France-Belgique : la réalisation des travaux est conforme au calendrier.....	73
Encadré 21 : État des lieux des travaux de renforcement sur la frontière France-Espagne : une réalisation retardée.....	73
Encadré 22 : Capacités d'interconnexions et flux d'électricité transfrontaliers en 2005.....	74
Encadré 23 : Taux de saturation constaté sur les interconnexions en 2005.....	74
Encadré 24 : Principes de dissociation comptable.....	75
Encadré 25 : Directive du 26 juin 2003 Article 23 « Autorités de régulation ».....	96
Encadré 26 : Traitement des défauts de déclaration et de paiement de la CSPE.....	109

Tableaux

Tableau 1 : Évolution de la consommation réelle de gaz en Europe.....	20
Tableau 2 : Séparation (<i>unbundling</i>) des activités de transport du gaz dans les principaux pays européens.....	28
Tableau 3 : Autorisation de fourniture de gaz naturel.....	32
Tableau 4 : Fournisseurs alternatifs actifs par zone d'équilibrage.....	32
Tableau 5 : Bilan des enlèvements de gaz en France du 1 ^{er} avril 2005 au 31 mars 2006.....	32
Tableau 6 : Liste des opérateurs européens étudiés.....	45
Tableau 7 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne.....	62
Tableau 8 : Nombre de fournisseurs alternatifs actifs en France.....	65
Tableau 9 : Comparatif des pratiques adoptées par les principaux pays européens ayant établi une régulation incitative de la qualité de service.....	86
Tableau 10 : Évolution des contraintes de programmation de la production.....	97
Tableau 11 : Appels d'offres instruits en 2005.....	103
Tableau 12 : Comparaison des charges prévisionnelles au titre de 2006 et des charges constatées au titre de 2004.....	105
Tableau 13 : Composition des charges de service public prévisionnelles 2006 par opérateur.....	106
Tableau 14 : Résultat de la recherche de sites contributeurs défaillants.....	108
Tableau 15 : État du recouvrement de la CSPE 2005 au 1 ^{er} mars 2006.....	108
Tableau 16 : Synthèse des déclarations et paiements à la CDC au 1 ^{er} mars 2006.....	109
Tableau 17 : L'activité de la CRE en chiffres du 1 ^{er} juin 2005 au 31 mai 2006.....	112
Tableau 18 : Délégations reçues par la CRE entre juin 2005 et juin 2006.....	120

Figures

Figure 1 : Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par nature.....	7
Figure 2 : Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par canal d'entrée.....	7
Figure 3 : La connaissance de l'ouverture.....	8
Figure 4 : La perception de l'ouverture des marchés.....	8
Figure 5 : La connaissance des fournisseurs.....	9
Figure 6 : La confusion des identités visuelles.....	18
Figure 7 : Répartition par pays de la consommation réelle de gaz en Europe en 2005.....	20
Figure 8 : Évolution de la production mensuelle au Royaume-Uni depuis 2002.....	21
Figure 9 : Origine du gaz consommé en Europe en 2005.....	21
Figure 10 : Évolution des cours des produits pétroliers en Europe.....	22

Figure 11 : Comparaison des prix <i>spot day-ahead NBP</i> et Zeebrugge et du contrat à long terme <i>Troll</i> livré à Zeebrugge.....	22
Figure 12 : Flux journaliers de l' <i>Interconnector</i>	23
Figure 13 : Comparaison des prix <i>forward</i> annuel <i>NBP</i> et Zeebrugge.....	24
Figure 14 : Les 5 premiers producteurs de gaz en Europe en 2005.....	25
Figure 15 : Segments de la clientèle et leurs poids respectifs.....	30
Figure 16 : Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité.....	31
Figure 17 : Taux d'exercice de l'éligibilité.....	31
Figure 18 : Répartition de la consommation des clients éligibles au 1 ^{er} avril 2006.....	32
Figure 19 : Évolution des échanges aux points d'échange de gaz.....	33
Figure 20 : Présence des acteurs sur les PEG.....	33
Figure 21 : Enlèvements constatés au cours de l'année 2005 par rapport aux enlèvements annuels maximum possibles.....	34
Figure 22 : Évolution moyenne en pourcentage des tarifs réglementés de Gaz de France (base 100 : décembre 2001).....	38
Figure 23 : Étude du prix des triplets (<i>bundles</i>) en €/MWh en fonction du nombre de jours de soutirage.....	45
Figure 24 : Le marché de gros français.....	49
Figure 25 : Volume des échanges de blocs sur le marché français.....	49
Figure 26 : Indice de concentration HHI du marché de gros, 2005.....	50
Figure 27 : Évolution de l'activité des fournisseurs (hors groupe EDF).....	51
Figure 28 : Capacité totale vendue depuis le lancement des <i>VPP</i> – état à l'issue des enchères du 1 ^{er} mars 2006.....	52
Figure 29 : Importations et exportations, 2003-2005.....	54
Figure 30 : Indice de concentration sur les injections physiques.....	55
Figure 31 : Indice de concentration sur les soutirages.....	56
Figure 32 : Évolution des prix <i>spot</i> en base et pointe sur <i>Powernext</i> (moyenne glissante sur 7 jours).....	56
Figure 33 : Évolution des prix <i>spot</i> base sur les principales places européennes (moyenne glissante 30 jours).....	57
Figure 34 : Prix du <i>forward</i> base annuel Y+1.....	58
Figure 35 : Évolution comparée du prix de l'électricité, des combustibles et du CO ₂	59
Figure 36 : Évolution du prix du permis d'émission d'une tonne de CO ₂	60
Figure 37 : Prix <i>spot</i> , tendance des prix <i>spot</i> et prix <i>forward</i> , France, mai 2002 – février 2006.....	61
Figure 38 : Courbes d'offre et de demande sur <i>Powernext Day Ahead</i> , à une heure donnée un jour de mars 2005, avec et sans les ordres d'un acteur non dominant.....	62
Figure 39 : Répartition de la consommation des sites éligibles.....	63
Figure 40 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1995.....	63
Figure 41 : Nombre cumulé de sites ayant exercé leur éligibilité.....	64
Figure 42 : Pourcentage des sites ayant exercé leur éligibilité au 1 ^{er} avril 2006, rapporté au nombre total de sites éligibles.....	64
Figure 43 : Part de la consommation des sites éligibles alimentée par les fournisseurs alternatifs.....	65

Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert, prix hors taxes en € courants au 1 ^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE.....	65
Figure 45 : Évolution du tarif de vente d'électricité aux clients résidentiels (hors taxes locales, CSPE, TVA).....	66
Figure 46 : Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe (hors TVA).....	67
Figure 47 : Répartition de la capacité acquise aux enchères annuelles et mensuelles pour janvier 2006, entre les « opérateurs historiques » et les « nouveaux entrants ».....	71
Figure 48 : Schéma des flux financiers associés aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, selon le type de relation contractuelle entre un consommateur et son fournisseur.....	76
Figure 49 : Temps annuel moyen de coupures longues dans les principales villes françaises (clients BT, toutes causes confondues).....	82
Figure 50 : Temps annuel moyen de coupures longues dans les principales concessions départementales françaises (clients BT, toutes causes confondues).....	83
Figure 51 : Comparaison régionale de la fréquence de coupures longues sur les réseaux de distribution exploités par EDF (clients BT, toutes causes confondues).....	84
Figure 52 : Évolution du temps de coupure équivalent sur le réseau public de transport de RTE.....	84
Figure 53 : Comparaison des temps de coupure par utilisateur en Europe (toutes causes confondues).....	85
Figure 54 : Investissements de RTE réalisés sur la période 1998-2004 (R), prévisionnels sur la période 2005-2009 (P).....	87
Figure 55 : Évolution du budget des trois principaux projets d'investissements de RTE sur la période 2001-2006.....	88
Figure 56 : Évolution du besoin de RTE pour l'équilibrage du système.....	98
Figure 57 : Évolution du prix <i>Powernext</i> et du prix des écarts.....	98
Figure 58 : Parts de marché des acteurs de l'ajustement sur la période d'octobre 2005 à février 2006.....	99
Figure 59 : Parts de marché des acteurs de l'ajustement sur la période d'octobre 2005 à février 2006, pendant les périodes de déficit de production nationale.....	99
Figure 60 : Répartition régionale des projets éoliens retenus.....	104
Figure 61 : Répartition par origine des charges constatées au titre de 2004.....	105
Figure 62 : Répartition par origine des charges prévisionnelles au titre de 2006.....	105
Figure 63 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré.....	106
Figure 64 : Constitution de la CSPE 2006 (€/MWh).....	107
Figure 65 : Évolution des charges totales prévisionnelles/évolution de la contribution unitaire.....	107
Figure 66 : Origine des personnels de la CRE.....	116
Figure 67 : Répartition des effectifs par fonction.....	116
Figure 68 : Organigramme - Les services.....	117
Figure 69 : Initiatives régionales en électricité.....	119
Figure 70 : Initiatives régionales en gaz.....	119

> 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
Rudolfplatz 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

Mme Christine Vanderveeren
Présidente
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

Chypre

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 Theresa Costa Campi
Présidente
National Energy Commission
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
The Energy Market Authority
Lintulahdenkatu 10,
00500 Helsinki
Tel: +358 9 62 20 36 11
Fax: +358 9 62 21 911
E-mail: virasto@energiamarkkinavi-
rasto.fi
www.energiamarkkinavirasto.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

Sir 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 Road, Tallaght
Dublin 24
Tel: +353 1 4000 800
Fax: +353 1 4000 850
E-mail: info@cer.ie
www.cer.ie

Islande

M. Thorkell Helgason
Directeur Général
National Energy Authority
Orkugaroi
Grensásvegi 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

Lettonie

Mme Valentina Andrejeva
Présidente
Public Utilities Commission
Brivibas str. 55
Riga, LV-1010
Tel: +371 7097200
Fax: +371 7097277
E-mail: sprk@sprk.gov.lv
www.sprk.gov.lv

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

Luxembourg

Non-member (invited to participate)
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

Malte

M. Austin Walker
Président
Malta Resources Authority
Millenia, 2nd floor
Aldo Moro Road
Marsa
Tel: +356 21220619
Tax: +356 22955200
E-mail: enquiry@mra.org.mt
www.mra.org.mt

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

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

Pologne

M. Leszek Juchniewicz
Président
The Energy Regulatory Office
of Poland
64 Chlodna Str.
00-872 Warsaw
Tel: +48 22 6616302
Fax: +48 22 6616300
E-mail: ure@ure.gov.pl
www.ure.gov.pl

Portugal

M. Jorge Vasconcelos
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

République Tchèque

M. Joseph Fírt
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

République Slovaque

M. Karol Dvorák
Président
Regulatory Office for Network
Industries
Bajkalska 27
820 07 Bratislava
Tel: +421 2 58100436
Fax: +421 2 58100479
www.urso.gov.sk

Slovénie

Mme Irena Glavič
Directeur
Energy Agency of the Republic
of Slovenia
Strossmayerjevalica 30
2000 Maribor
Tel: +386 2 2340300
Fax: +386 2 2340320
E-mail: info@agen-rs.si
www.agen-rs.si

Suède

M. Håkan Heden
Président Directeur Général
Swedish Energy Agency
Kungsgatan 43
631 04 Eskilstuna
Tel: +46 16 544 20 00
Fax: +46 16 544 20 99
E-mail: stem@stem.se
www.stem.se