



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Rapport d'activité
juin 2005

Sommaire

L'ouverture des marchés en France et en Europe

L'ouverture des marchés : un an après le 1 ^{er} juillet 2004	4
Les textes européens du 26 juin 2003	8
La perspective 2007, un marché totalement ouvert	12

La régulation du marché du gaz naturel

Le cadre européen du marché du gaz	14
L'ouverture des marchés du gaz	22
La CRE : régulateur du marché français du gaz	33
Le programme de travail	54

La régulation du marché de l'électricité

Les acteurs et les marchés de l'électricité	58
L'accès aux réseaux publics d'électricité	82
Le service public de l'électricité dans le marché régulé	108

Le fonctionnement de la CRE

La mise en œuvre des diverses attributions	118
Les moyens	124
L'activité européenne et internationale	126

Glossaire	128
Sigles	133
Unités et conversions	133
Index des encadrés, tableaux et figures	134
Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)	136

Message de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Ce sixième rapport d'activité de la CRE intervient juste une année après l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à l'ensemble des consommateurs professionnels, le 1^{er} juillet 2004. Il est donc l'occasion d'en dresser un premier bilan.

Au 1^{er} mai 2005, 177 000 sites de consommation d'électricité et 35 000 sites de consommation de gaz naturel s'approvisionnent sur le marché. Ces chiffres s'accroissent chaque mois de plus de 23 000 sites dans le secteur de l'électricité et de plus de 3 000 dans le secteur du gaz.

La quantité d'électricité consommée par les sites ayant exercé leur éligibilité représente environ 50% de l'électricité consommée par l'ensemble des sites éligibles. Pour le gaz, elle en représente environ 37%. 26 fournisseurs alternatifs sont actifs sur le marché de l'électricité et 10 sur le marché du gaz.

La CRE a toujours considéré que l'échéance du 1^{er} juillet 2004 ne verrait pas s'opérer un basculement massif des clients éligibles vers les fournisseurs alternatifs, mais que l'ouverture du marché se ferait de façon progressive, ce qui est bien le cas. Elle estime qu'elle a atteint, pour l'essentiel, l'objectif qu'elle s'était fixé, à savoir que, dès cette date, tout consommateur éligible ayant souhaité changer de fournisseur a pu le faire rapidement et sans frais.

Toutefois, si la plupart des consommateurs professionnels, grands et petits, ont effectivement accès à plusieurs fournisseurs, il reste quelques zones géographiques où cela n'est pas

le cas, de même que pour la majorité des petits consommateurs de gaz.

Un important travail a été accompli, sous l'égide de la CRE, dans le cadre des groupes de travail « électricité » et « gaz » (GTE 2004 et GTG 2004), qui réunissaient toutes les parties prenantes (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, consommateurs...). Ces travaux ont abouti à la mise en place de procédures simples et rapides de changement de fournisseur, qui ont fonctionné de manière globalement satisfaisante chaque fois qu'un consommateur a fait jouer son éligibilité. Très peu de difficultés sont, en effet, apparues.

Par ailleurs, afin de garantir des conditions d'accès aux réseaux transparentes et non discriminatoires, la CRE propose des tarifs d'utilisation des réseaux et des terminaux méthaniers, qui sont entrés en vigueur et ont fait l'objet d'un large consensus. Elle a également œuvré pour que les contrats d'accès aux réseaux soient harmonisés autant que cela était possible et prennent en considération les attentes des consommateurs et des fournisseurs. Ayant statué à ce jour sur 42 demandes de règlement de différend, elle a rappelé un certain nombre de règles qui s'imposent aux gestionnaires de réseaux. Elle a même parfois été amenée à les préciser, lorsque la réglementation n'était pas suffisamment claire.

La qualité du service rendu par les opérateurs de réseaux publics d'électricité et de gaz est l'une des principales contreparties du paiement du tarif d'utilisation de ces réseaux.

La CRE est en mesure d'apporter une contribution technique à l'appréciation de cette qualité. Elle participera à la mise en place de mécanismes d'incitation économique des gestionnaires de réseaux en vue de la prise en considération de la qualité du service. Ces contributions doivent s'articuler avec celles d'autres parties prenantes dans ce domaine, telles que les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de gaz.

L'indépendance des gestionnaires de réseaux est au cœur de l'ouverture des marchés. Dans la mesure où ils font partie de groupes qui ont également des activités de production ou de fourniture d'énergie, il est essentiel, pour que la concurrence puisse s'exercer normalement, que les réseaux soient gérés de manière neutre et impartiale vis-à-vis des activités concurrentielles de ces groupes. La CRE a, ainsi, posé les règles de la dissociation comptable des différentes activités et, par des audits, en a contrôlé la bonne application. Elle se préoccupe de ce que l'indépendance managériale des entités en charge de la gestion des réseaux soit effective. Elle publiera un rapport sur cette question d'ici la fin de l'année, comme la loi du 9 août 2004 lui en confie la mission.

*

La France se situe dans la moyenne européenne en terme d'avancement de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. Néanmoins, un certain nombre de facteurs peu favorables à l'ouverture du marché et au bon exercice de la con-

currence perdurent. La CRE en avait relevé dans son rapport d'activité de l'année dernière.

Tel est le cas de la coexistence de tarifs réglementés et de prix de marché caractérisés par des différences de niveaux telles qu'elles n'incitent pas un certain nombre de clients à se fournir sur le marché. La CRE considère que, s'il n'est pas anormal de prévoir une période de transition, le maintien de ces tarifs réglementés pour les catégories de consommateurs éligibles depuis plusieurs années constitue « une entrave au marché intérieur », selon les termes mêmes du rapport de la Commission européenne sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité. C'est pourquoi la CRE est d'avis de les supprimer progressivement, comme c'est déjà le cas dans une majorité d'Etats membres.

La tendance actuelle à la hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité n'est pas favorable à l'ouverture des marchés. La CRE, dans le cadre de sa mission de surveillance du bon fonctionnement des marchés telle que prévue par la loi, examine les mécanismes de formation des prix sur un marché très concentré, encore dominé par les grands opérateurs historiques. L'accroissement des volumes des transactions opérées sur des marchés organisés permettrait de donner des indicateurs de prix transparents et plus fiables.

Toutes les conditions permettant que la concurrence s'exerce effectivement ne sont pas encore réunies. Notamment les fournisseurs alternatifs de gaz n'ont pas toujours la possibilité

Membres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)



Jacqueline Benassayag



Eric Dyèvre



Michel Lapeyre

de trouver suffisamment de ressources disponibles sur le territoire ailleurs que chez les fournisseurs historiques. La CRE s'est toujours attachée à favoriser le jeu de la concurrence, même si elle ne dispose pas toujours des moyens juridiques adaptés. Après avoir incité l'année dernière à la mise à disposition temporaire de gaz sur le marché (*gas release*), elle a obtenu, à la suite d'une consultation publique, l'amélioration des conditions d'accès aux stockages de gaz pour les fournisseurs. Elle encourage les investissements par des mesures incitatives, par exemple en accordant une rémunération plus élevée des capitaux engagés.

*

L'efficacité de l'action de la CRE pour l'ouverture du marché passe par une coopération avec les autres organismes, nationaux ou communautaires, exerçant des compétences sur les mêmes secteurs.

La coopération avec le Conseil de la concurrence et avec la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes, déjà engagée les années précédentes, a été accrue et systématisée.

Au niveau communautaire, la CRE participe activement aux travaux du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER) et du groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG). Elle entretient des relations suivies avec les institutions européennes, dont la

direction générale transports et énergie, et la direction générale concurrence à l'occasion des enquêtes qu'elle réalise sur les secteurs de l'électricité et du gaz.

*

Les directives du 26 juin 2003 ont prévu la date du 1^{er} juillet 2007 pour l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à tous les clients résidentiels. Le marché ouvert de l'électricité comptera alors 33,5 millions de consommateurs. Il s'agira du deuxième marché en Europe. Le marché ouvert du gaz comptera 11 millions de consommateurs. Il s'agira du quatrième marché en Europe.

La CRE a décidé, en prenant appui sur les groupes de travail GTE et GTG 2004, qui conduisent déjà un suivi et un retour d'expérience des conditions de l'ouverture des marchés à tous les professionnels, de mener, toujours en concertation avec les principaux acteurs intéressés, une réflexion sur les procédures, systèmes d'information, modalités d'information et de protection des consommateurs et toutes autres actions à mettre en place. Sur la base de ces travaux, des décisions devront intervenir, dans un délai permettant aux opérateurs de prendre les mesures nécessaires à cette ouverture totale des marchés.

La CRE prépare cette échéance.



Bruno Léchevin



Pascal Lorot



Jacques-André Troesch



Jean Syrota (Président)

))) L'ouverture des marchés en France et en Europe

I L'ouverture des marchés : un an après le 1^{er} juillet 2004

- 1. Une étape particulièrement importante 4
- 2. Electricité et gaz : un cadre commun avec des différences structurelles 6
- 3. La coexistence des prix de marché et des tarifs réglementés 7

II Les textes européens du 26 juin 2003 8

- 1. Des textes qui donnent une nouvelle impulsion 8
- 2. Des textes qui harmonisent le rôle et les pouvoirs des régulateurs nationaux 8
- 3. Des textes qui garantissent l'indépendance des gestionnaires de réseaux 9
- 4. Des textes qui permettent un accès aux réseaux transparent et non discriminatoire 10
- 5. Des textes qui prévoient le renforcement des interconnexions 11

III La perspective 2007, un marché totalement ouvert 12

- 1. 1^{er} Juillet 2007 : une date prévue par les directives 12
- 2. Priorité à l'information et à la protection des consommateurs 12

I L'ouverture des marchés : un an après le 1^{er} juillet 2004

1 Une étape particulièrement importante

En application des dispositions des directives du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz (respectivement leurs articles 21 et 23), les Etats membres étaient tenus de veiller à ce que tous les clients non résidentiels soient éligibles au 1^{er} juillet 2004.

Pour la France, qui avait appliqué a minima les obligations des directives de 1996 et 1998, il s'agissait d'une avancée considérable. Le nombre de sites éligibles passait de 3 100 à 4,5 millions en électricité et de 1 200 à 640 000 en gaz, soit respectivement 69 et 73% du marché total. Une telle multiplication du nombre des sites éligibles imposait une minutieuse préparation de cette échéance, ce qui fut notamment le cas avec l'animation de groupes de travail sur l'électricité et le gaz – GTE et GTG – dont les travaux se poursuivent pour préparer l'échéance de 2007.

La date symbolique du 1^{er} juillet 2004 n'a pas donné lieu à un basculement massif vers le marché libre. Les consommateurs éligibles y passent sur un rythme d'environ 23 000 par mois pour l'électricité et 3 000 par mois pour le gaz. Certains changent de fournisseur, d'autres négocient un nouveau contrat avec leur opérateur historique.

En revanche, il était essentiel que tous ceux qui le souhaitent puissent le faire dans de bonnes conditions. Le faible nombre de réclamations reçues par la CRE indique que tel est bien le cas et que les processus mis en place fonctionnent de manière satisfaisante.

Certains Etats de l'Union européenne avaient ouvert totalement leur marché sans attendre le 1^{er} juillet 2004, mais cette ouverture théorique ne se traduit pas toujours par une ouverture réelle.

Une évaluation du processus d'ouverture des marchés dans les différents Etats membres de l'Union européenne est disponible dans le rapport sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité publié annuellement par la Commission européenne.

Dans son rapport, paru début 2005, la Commission européenne estime qu'un important travail a été réalisé dans la plupart des Etats membres, notamment en ce qui concerne l'accès aux réseaux et la séparation de ces derniers au sein des entreprises verticalement intégrées. En revanche, elle considère que divers obstacles à la création d'un véritable marché intérieur concurrentiel perdurent, notamment l'insuffisance des interconnexions, le manque de gaz « libre », l'indépendance parfois insuffisante des gestionnaires de réseaux ou des régulateurs et le maintien de tarifs réglementés.

La place de la France dans le concert européen est tout à fait honorable.

Même si l'ouverture légale y est plus faible que dans la plupart des autres Etats membres, le volume de son marché professionnel la place, en valeur absolue, au troisième rang en électricité et au cinquième en gaz (295 TWh en électricité et 380 TWh en gaz). Une large part (37% en gaz, près de 50% en électricité) de ce volume fait désormais l'objet de fourniture sur le marché libre.

La France se situe dans la moyenne européenne. Tout en constatant la séparation effective des activités des réseaux de transport – mais pas de ceux de distribution –, la Commission européenne estime cependant que la principale entrave à la concurrence en France, tant pour le gaz que pour l'électricité, est la structure de ses marchés largement dominés par ses opérateurs historiques. Ses principales remarques pour la France sont présentées dans l'encadré 1.

Encadré 1 : 4^{ème} rapport de benchmarking de la Commission européenne (publié en 2005)

Analyse relative aux marchés français en 2003 et 2004.

Spécificités du marché de l'électricité

En termes de **séparation des gestionnaires de réseaux**, celle de RTE (séparation juridique) est jugée positivement, ce qui n'est pas le cas du gestionnaire de réseau de distribution d'EDF.

L'accès des tiers au réseau est considéré comme étant dans la moyenne.

Les tarifs d'accès sont proches des moyennes européennes. L'écart de prix entre ce que les opérateurs doivent payer à RTE ou ce qu'ils en reçoivent au titre du mécanisme d'ajustement est relativement modéré par rapport aux autres pays.

La **structure du marché**, caractérisée par un faible nombre de producteurs nationaux et de fournisseurs significatifs – face à EDF qui détient 85% de la production –, par une liquidité considérée comme faible (seulement 8 TWh échangés sur Powernext) et par une pénétration des entreprises étrangères de 9%, insuffisante aux yeux de la Commission, place la France « dans le rouge » pour ce critère.

En revanche, la capacité des interconnexions (13% de la capacité installée) est supérieure aux 10% requis et les prix de gros apparaissent comme relativement modérés, tant en *spot* qu'en *forward*.

Les **prix de détail** se situent en dessous de la moyenne européenne.

Spécificités du marché du gaz

De manière générale, la Commission note les efforts déployés pour développer la concurrence, surtout dans le nord du pays.

Là encore, en matière **d'indépendance**, celle du réseau de transport est jugée positivement ; il n'en est pas de même pour le réseau de distribution.

L'accès des tiers au réseau et les conditions d'équilibrage sont considérés comme étant dans la moyenne du fait de l'existence de plusieurs zones d'équilibrage ainsi que de l'absence de réservation de capacités journalières en 2004 (le nombre de zones a été réduit au 1^{er} janvier 2005 et la réservation de capacités journalières est possible depuis début 2005).

Les tarifs d'accès sont proches des moyennes européennes. Sont considérés positivement le fait de satisfaire aux lignes directrices du forum de Madrid et la présence d'un système entrée/sortie.

Comme en électricité, la **structure du marché**, sa forte concentration avec deux opérateurs détenant plus de 90% du marché, une faible pénétration étrangère (3%) et la position très dominante de Gaz de France placent la France « dans le rouge » pour ce critère.

Les **prix de détail** se situent juste en dessous de la moyenne européenne.

2 Electricité et gaz : un cadre commun avec des différences structurelles

Depuis le 1^{er} juillet 2004, les marchés français de l'électricité et du gaz suivent un même calendrier d'ouverture des marchés de détail. Toutefois, la comparaison des deux marchés fait apparaître des différences structurelles.

Sur le marché de gros, EDF et Gaz de France dominent l'approvisionnement français : EDF contrôle plus de 95% des injections en électricité ; Gaz de France a signé des contrats à long terme lui permettant de couvrir plus de 90% de la consommation du marché français. C'est pourquoi tous deux ont dû mettre sur le marché une partie de leurs capacités (capacités virtuelles de production d'électricité ou *virtual power plant* et mise à disposition temporaire de gaz ou *gas release*).

Au-delà de cette similitude, les mécanismes de formation des prix sont différents en électricité et en gaz.

Le gaz étant une énergie substituable et son transport nécessitant de lourds investissements, les risques « prix » et « volume » ont été historiquement partagés entre les producteurs (Gazprom, Sonatrach...) et les anciens monopoles nationaux d'importation (Gaz de France...) à l'aide de contrats à long terme (20 ans). Ces contrats, qui couvrent plus de 90% de l'approvisionnement en Europe continentale, prévoient d'une part des clauses de *take or pay*, pour protéger les producteurs du risque « volume », et d'autre part une indexation des prix du gaz sur les prix des produits pétroliers pour garantir sa compétitivité. Les 10% restants proviennent, pour l'essentiel, du marché de gros britannique où les prix, actuellement plus élevés que ceux des contrats à long terme, reflètent l'équilibre offre-demande.

A l'inverse, l'électricité consommée en France est majoritairement produite sur le territoire national (95%) et importée des pays voisins. Le coût de l'électricité dépend donc largement des choix technologiques initiaux de filières de production et du coût des combustibles. L'électricité est un produit non stockable, dont la demande est, pour une large part, inélasti-

que et varie fortement selon l'heure de la journée et le climat. Le prix de court terme de l'électricité est donc particulièrement volatil. Pour prémunir les acteurs ne disposant pas de capacités de production contre cette volatilité des prix *spot*, des contrats à terme existent sur des échéances plus longues, mais qui n'excèdent pas 3 ans.

En ce qui concerne le marché de détail, l'ouverture du marché électrique a débuté avec la directive du 19 décembre 1996, transposée par la loi du 10 février 2000. L'ouverture du marché du gaz a démarré avec la transposition de la directive du 22 juin 1998 par la loi du 3 janvier 2003. Gaz de France et Gaz du Sud-Ouest avaient volontairement devancé cette date.

L'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité est comparable en volume (295 TWh pour l'électricité et 380 TWh pour le gaz).

Toutefois, l'ouverture du marché de détail du gaz reste encore très concentrée sur les grands consommateurs, le nombre de petits clients changeant de fournisseur n'ayant progressé que lentement dans les premiers mois après juillet 2004. Ce démarrage relativement lent de la concurrence pour les petits consommateurs de gaz s'explique par l'absence de fournisseurs disposés à faire des offres sur ce marché.

Le marché du gaz connaît une disparité géographique liée à l'origine des approvisionnements et aux contraintes de réseau. La concurrence s'est d'abord développée dans le nord et l'est de la France. En effet, le gaz disponible pour venir concurrencer les approvisionnements à long terme des opérateurs historiques provient aujourd'hui essentiellement des gisements du nord de l'Europe. Pour pallier cet inconvénient, et à la demande de la CRE, Gaz de France et TOTAL ont mis en place fin 2004 des programmes de mise à disposition temporaire de gaz dans le sud de la France pour favoriser le développement de la concurrence. Les consommateurs de gaz éligibles ont un choix effectif parmi 3 fournisseurs pour les petits consommateurs et 10 pour les grands.

En électricité, l'ouverture du marché se fait de façon homogène sur l'ensemble du territoire avec le choix d'un tarif d'acheminement « timbre-poste », c'est-à-dire indépendant

de la distance. Aujourd'hui sur la quasi-totalité du territoire, les consommateurs d'électricité éligibles ont un choix effectif parmi 6 fournisseurs pour les petits clients et plus de 25 pour les grands.

3 La coexistence des prix de marché et des tarifs réglementés

La coexistence des prix de marché et des tarifs réglementés est l'une des préoccupations mentionnées par la Commission européenne dans son rapport (« ... parmi les aspects qui pourraient constituer une entrave au marché intérieur, on peut citer le maintien de tarifs réglementés pour les usagers finals en ce qui concerne le gaz et l'électricité parallèlement au marché concurrentiel... cette approche risque d'étouffer la concurrence, de freiner les investissements et de rendre confuses et contradictoires les mesures de séparation »).

La situation des Etats membres est très contrastée. Des pays, comme le Royaume-Uni, ont aboli de longue date les tarifs réglementés tandis que d'autres, comme la France, les maintiennent en vigueur. Dans les pays où la coexistence est maintenue, certains autorisent un retour des prix de marché vers les tarifs réglementés (Espagne, Italie). La situation peut encore être différente selon qu'il s'agit de gaz ou d'électricité. En France, au 1^{er} mai 2005, 177 000 sites s'approvisionnent sur le marché pour la fourniture d'électricité. Cela montre que les procédures mises en place pour l'ouverture des marchés fonctionnent. Néanmoins, le rythme d'ouverture du marché des clients éligibles s'est stabilisé depuis plusieurs mois.

Cette stabilisation peut s'expliquer en partie par la coexistence de prix de marché et de tarifs réglementés qui ne reflètent pas toujours les coûts. En effet, le coût de la fourniture aux tarifs réglementés est, pour certaines catégories de clients, notamment industriels, inférieur aux prix de fourniture sur le marché.

En conséquence, le développement d'offres alternatives compétitives est freiné et les consommateurs peu enclins à faire

jouer la concurrence. La hausse des prix de marché de gros ne fait qu'accroître ce phénomène.

En gaz, 35 000 clients ont exercé leur éligibilité au 1^{er} mai 2005. Cet exercice est, comme en électricité, entravé par des prix du gaz élevés sur les marchés et par des tarifs réglementés qui ne reflètent pas toujours correctement les coûts supportés par les opérateurs concernés. Par exemple, le mouvement tarifaire du 15 novembre 2004 n'a reflété que partiellement la hausse des coûts d'approvisionnement en gaz.

Pour permettre un développement harmonieux des marchés de l'électricité et du gaz, une suppression des tarifs réglementés pour les clients éligibles, dont les modalités sont à étudier, doit être envisagée.

II Les textes européens du 26 juin 2003

1 Des textes qui donnent une nouvelle impulsion

Les premières directives de 1996 et 1998, parce qu'elles laissaient aux Etats membres de larges espaces de subsidiarité, ont conduit à des modes d'organisation des marchés nationaux différents.

Lors des transpositions certains Etats ont choisi de se limiter au strict respect des obligations minimales des termes prévus par la directive. D'autres ont fait preuve de plus de volontarisme en adoptant des calendriers de libéralisation plus rapides et des niveaux d'ouverture légale plus élevés, même si ces critères ne garantissent pas à eux seuls une ouverture réelle.

Les institutions européennes ont donc considéré qu'un nouvel effort était nécessaire pour favoriser le développement d'un véritable marché intérieur. Deux nouvelles directives (respectivement pour le gaz et pour l'électricité) et un règlement sur les échanges d'électricité transfrontaliers ont été adoptés le 26 juin 2003 (encadré 2).

Encadré 2 : Principales dispositions des directives et du règlement électricité du 26 juin 2003

- un calendrier impératif d'ouverture des marchés à l'ensemble des professionnels dès le 1^{er} juillet 2004, puis aux particuliers le 1^{er} juillet 2007 au plus tard ;
- l'indépendance des gestionnaires de réseaux, avec une séparation juridique effective au plus tard en 2004 pour le transport et au plus tard en 2007 pour la distribution ;
- un renforcement du rôle des régulateurs assorti de précisions sur leurs compétences minimales en matière d'accès aux réseaux, de dissociation comptable, de tarifs, de règlement de différends, d'évaluation des niveaux de transparence et de concurrence sur leurs marchés respectifs, etc ;
- la création d'un comité des régulateurs européens auprès de la Commission ;
- divers mécanismes visant à faciliter les échanges transfrontaliers : compensation des flux, harmonisation des redevances, attribution des capacités existantes (règlement électricité).

Les nouveaux textes constituent une amélioration du cadre juridique antérieur. Encore faut-il qu'ils soient transposés complètement par tous les Etats membres, ce qui n'est pas encore le cas à ce stade.

En octobre 2004, 18 Etats membres n'ayant pas respecté le délai de transposition ont fait l'objet d'une mise en demeure, première étape d'une procédure d'infraction. En mars 2005, la Commission européenne a poursuivi la procédure par l'envoi d'un avis motivé à 10 d'entre eux n'ayant pas régularisé leur situation : l'Allemagne (électricité et gaz), la Belgique (électricité et gaz), l'Estonie (gaz), l'Espagne (électricité et gaz), la Grèce (électricité), l'Irlande (gaz), la Lettonie (électricité et gaz), la Lituanie (gaz) le Luxembourg (électricité et gaz) ainsi que la Suède (électricité et gaz).

La Commission européenne s'est également inquiétée du contenu des transpositions déjà effectuées par d'autres Etats membres, auxquels elle a adressé des demandes d'informations complémentaires. Les autorités françaises ont reçu des courriers leur demandant des précisions sur les garanties d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

2 Des textes qui harmonisent le rôle et les pouvoirs des régulateurs nationaux

Les articles 23 et 25 des directives de 2003 fixent de manière détaillée les rôles et pouvoirs des régulateurs nationaux. Totalement indépendantes des secteurs du gaz et de l'électricité, les autorités de régulation sont chargées d'assurer la non discrimination, une concurrence effective et un fonctionnement efficace du marché. Elles sont chargées de fixer ou d'approuver les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux ainsi que les conditions d'équilibrage. Elles sont habilitées à traiter des différends en la matière. Elles doivent s'assurer de la dissociation comptable des activités régulées au sein des entreprises intégrées.

Ces dispositions précises sur les compétences des régulateurs étaient nécessaires et le sont plus que jamais. Elles élargissent assez peu le rôle de ceux qui disposaient déjà de compétences étendues, mais elles doivent permettre d'amener tous les régulateurs à un niveau comparable d'efficacité et d'obtenir ainsi une homogénéité à même de favoriser l'harmonisation des différents marchés nationaux.

Cette volonté de cohérence est illustrée par la création, ainsi que le prévoit un considérant des directives, du groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) qui a pour rôle d'harmoniser les pratiques de régulation et de conseiller la Commission européenne sur les améliorations possibles de la législation communautaire.

En complément des directives, la Commission européenne a souhaité publier une note interprétative détaillant le rôle des régulateurs. Si ce document n'a pas de valeur juridique contraignante, il montre la volonté de la Commission de voir les régulateurs jouer un rôle important. La nécessité d'une coopération avec les autorités de concurrence y est soulignée.

3 Des textes qui garantissent l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Assurer l'accès non discriminatoire aux infrastructures essentielles implique l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport, de distribution, des infrastructures de stockage de gaz ou de gaz naturel liquéfié (GNL) à l'égard des activités de production et de négoce des entreprises intégrées.

Les directives n'imposent pas la séparation de la propriété des réseaux et les entreprises intégrées peuvent conserver l'essentiel de leurs droits patrimoniaux. Mais elles doivent séparer juridiquement les entités en charge des activités de gestion de réseaux (à partir du 1^{er} juillet 2004 pour le transport et le 1^{er} juillet 2007 pour la distribution) et assurer à leurs responsables la maîtrise de la gestion quotidienne de leurs activités.

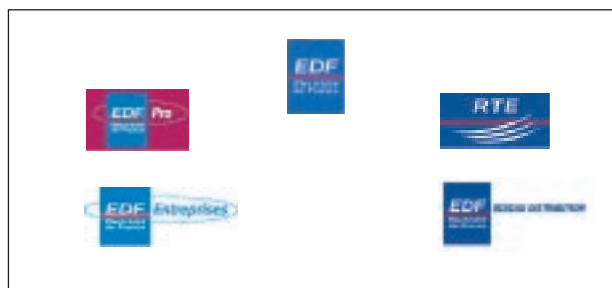
Outre l'obligation de séparation juridique, l'application de quatre critères minimaux est exigée depuis le 1^{er} juillet 2004. Les entreprises intégrées doivent garantir :

- l'indépendance des personnels responsables de la gestion des réseaux de transport et de distribution à l'égard des autres activités du groupe ;
- la protection des intérêts professionnels des personnels responsables de la gestion du réseau de transport ou de distribution ;
- l'octroi d'un pouvoir de décision effectif aux gestionnaires des réseaux de transport et de distribution pour l'entretien, l'exploitation et le développement des réseaux, nonobstant le maintien des droits de supervision économique de la société mère ;

- l'élaboration d'un programme d'engagements pour garantir l'absence de pratiques discriminatoires dans l'accès aux réseaux et un suivi de son application.

La loi du 9 août 2004 prévoit la filialisation des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité et de gaz, la création d'un service indépendant au sein d'EDF et de Gaz de France en charge des activités de distribution et l'élaboration de codes de bonne conduite.

Si la séparation juridique a été réalisée au 1^{er} janvier 2005 pour le transport de gaz et devrait bientôt l'être pour l'électricité, cette transposition n'est cependant pas encore satisfaisante. L'indépendance des gestionnaires de réseaux n'est pas encore assurée, par exemple en matière d'investissements ou d'organisation managériale. De même la dénomination des réseaux reprenant le nom de la maison mère (pour les gestionnaires de réseau de transport de gaz, Gaz de France Réseau Transport et Total Infrastructures Gaz France (TIGF), pour l'électricité, l'utilisation envisagée de EDF Transport en lieu et place de RTE) fait douter de leur indépendance. Pour RTE, il s'agirait même d'un recul par rapport à la situation actuelle.



La CRE contrôle cette indépendance des gestionnaires de réseaux. Elle doit publier chaque année un rapport sur le respect du code de bonne conduite. Le cas échéant elle rappellera les sanctions encourues en cas de non respect de la confidentialité. Elle évalue l'indépendance des gestionnaires de réseaux en fonction de leur statut et des risques de confusion introduits par des logos.



4 Des textes qui permettent un accès aux réseaux transparent et non discriminatoire

Assurer un accès équitable à l'ensemble des utilisateurs des réseaux est une mission essentielle du régulateur.

La loi du 10 février 2000 modifiée par celle du 3 janvier 2003 dispose, dans son article 4, que « [...] les décisions sur les tarifs [...] sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution [...] ». Elle dispose également que « les avis de la Commission de régulation de l'énergie sont fondés sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs ».

Le décret du 26 avril 2001 précise certains éléments du cadre de la régulation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Il indique que « les tarifs d'utilisation des réseaux publics sont calculés à partir de l'ensemble des coûts des opérateurs, tels qu'ils résultent de l'analyse des coûts techniques, de la comptabilité générale des opérateurs » et qu'ils comprennent « la rémunération du capital investi ».

La loi du 3 janvier 2003 prévoit, dans son article 7, que « les tarifs et conditions commerciales d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et des installations de gaz naturel liquéfié sont établis en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires » et, dans son article 30 (modifié par la loi du 9 août 2004), que « les modalités de l'accès aux capacités de stockage et, en particulier, son prix sont négociés dans des conditions transparentes et non discriminatoires ».

Ces tarifs et modalités d'utilisation s'appliquent de manière strictement identique à tous les utilisateurs, nouveaux fournisseurs comme fournisseurs historiques.

Des contrats régissent les relations entre les utilisateurs et les gestionnaires d'infrastructures lorsqu'il s'agit d'entreprises

juridiquement distinctes. Dans le cas contraire, ces relations sont régies par des protocoles et les entités gestionnaires d'infrastructures doivent avoir une comptabilité dissociée.

La loi prévoit que les contrats et les protocoles sont transmis à la CRE qui vérifie ainsi que les conditions prévues dans ces contrats et protocoles sont identiques et qu'il n'existe aucune discrimination entre utilisateurs et catégories d'utilisateurs. Elle contrôle, par ailleurs, l'application des codes de bonne conduite élaborés par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz et audite la comptabilité dissociée des opérateurs intégrés.

En matière de transparence, tous les utilisateurs doivent avoir le même niveau d'information concernant les tarifs et les modalités d'utilisation des infrastructures que leurs gestionnaires sont tenus de rendre publiques. Cela inclut notamment :

- les tarifs de tous les services assurés par les gestionnaires d'infrastructure au profit des utilisateurs ;
- les conditions générales et contrats types ;
- les capacités commercialisables, souscrites et disponibles ;
- les règles d'allocation relatives à ces capacités ;
- les flux constatés.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et des installations de gaz naturel liquéfié sont proposés par la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

En revanche, l'accès au stockage est négocié. Les tarifs d'utilisation des stockages souterrains, qui sont des infrastructures essentielles à la fois pour la sécurité des approvisionnements et pour la fourniture d'une clientèle soumise aux aléas climatiques, sont établis par les opérateurs.

La loi donne à la CRE le pouvoir de régler les différends relatifs à l'accès des tiers aux stockages souterrains mais pas d'intervenir en amont de manière à prévenir ce type de situation.

5 Des textes qui prévoient le renforcement des interconnexions

Même si le marché unique progresse grâce au nouveau cadre réglementaire, son développement se heurte toujours à l'insuffisance des interconnexions entre les Etats membres, trop peu développées pour être le support d'un marché réellement fluide.

Electricité : les capacités des interconnexions aux frontières, construites initialement pour permettre des échanges de secours mutuels ou la réalisation de contrats à long terme entre les monopoles historiques, sont très insuffisantes pour assurer une réelle fluidité aux échanges commerciaux.

En dépit des difficultés rencontrées, il faut augmenter significativement la capacité de ces interconnexions et s'efforcer de mieux utiliser les capacités existantes. La CRE s'y emploie très activement en liaison avec la Commission européenne, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs des pays limitrophes de la France, soit bilatéralement, soit au sein du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

La CRE soutient l'approche régionale proposée par la Commission européenne de développer, dans un premier temps, des marchés regroupant les pays entre lesquels il est plus facile de développer des interconnexions électriques du fait de moindres contraintes géographiques (plaque continentale, marché ibérique, marché nordique, sud-est de l'Europe...). Etape vers le marché unique, ces marchés régionaux constitueraient déjà un réel progrès par rapport à la situation actuelle.

La CRE a participé, ces derniers mois, à plusieurs *mini fora* régionaux dont la mise en place a été décidée par le Forum de Florence. Ces réunions regroupant trois à cinq pays ont pour but de parvenir à un consensus sur les méthodes et un

calendrier d'amélioration des mécanismes de traitement des congestions aux frontières. Ce texte prévoit que les solutions adoptées doivent être « non discriminatoires, basées sur le marché et susceptibles de fournir des signaux économiques aux acteurs du marché ».

La CRE a pris plusieurs initiatives en collaboration avec ses homologues des pays voisins afin d'améliorer les méthodes d'allocations existantes et elle a encouragé la participation d'acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement français.

Gaz : la structure actuelle du réseau gazier français limite les flux dans le sens nord-sud, ce qui est préjudiciable à une extension de la concurrence dans le sud de la France.

La réalisation d'une interconnexion avec l'Espagne et la construction du terminal méthanier de Fos Cavaou (Fos 2) permettront d'améliorer cette situation et de développer les marchés régionaux de gaz. Pour encourager le développement de tels projets, la CRE a décidé que certains investissements, de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, bénéficieront d'un taux de rémunération majoré.

III La perspective 2007, un marché totalement ouvert

1 1^{er} Juillet 2007 : une date prévue par les directives

En application des dispositions des directives du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz (respectivement leurs articles 21 et 23), les Etats membres sont tenus de veiller à ce que tous les consommateurs soient éligibles au 1^{er} juillet 2007. Il s'agit d'une date limite mais rien n'empêche les Etats qui le souhaitent d'aller plus vite, ce que beaucoup ont déjà fait.

Par ailleurs, les directives prévoient que la Commission européenne adressera au Parlement européen et au Conseil européen, au plus tard le 1^{er} janvier 2006, un rapport détaillé, pour décrire les progrès accomplis concernant la création d'un marché intérieur et formuler, le cas échéant, des propositions d'améliorations de la législation. Les résultats de l'enquête que la direction générale concurrence vient de lancer (encadré 3 p 13), pour s'assurer du bon fonctionnement des secteurs de l'électricité et du gaz, pourraient l'inciter à agir dans ce sens. En raison de leur expertise reconnue, les régulateurs seront associés à ces travaux.

La CRE a d'ores et déjà commencé à préparer l'échéance du 1^{er} juillet 2007 en prolongeant et en les adaptant, les deux groupes de travail sur l'électricité et le gaz mis en place pour 2004. Intitulés GTE 2007 et GTG 2007, leurs missions seront de mettre en place les procédures pour que l'ouverture du marché de masse se fasse sans difficulté et de veiller à la bonne information des consommateurs.

2 Priorité à l'information et à la protection des consommateurs

L'ouverture du marché aux clients résidentiels le transformera en marché de masse, ce qui obligera à des adaptations quantitatives et qualitatives, en particulier dans le domaine de l'information et de la protection des consommateurs.

L'information : avec plus de 30 millions de sites résidentiels, le nombre de sites éligibles va croître d'un facteur de l'ordre de 7 pour l'électricité, de 20 pour le gaz. L'information de ces consommateurs étant moins structurée que celle des clients professionnels, les GTE 2007 et GTG 2007 auront pour tâche d'analyser les besoins de ce nouveau marché.

Bien avant le 1^{er} juillet 2004, la CRE a lancé des actions d'information en direction des consommateurs (guides pratiques, conférences d'information, site internet) qui contribuent à améliorer la connaissance du fonctionnement du marché. Ces actions seront amplifiées et adaptées pour répondre à la nouvelle dimension du marché.

La protection : les ménages bénéficient des garanties offertes par le droit de la consommation, contrairement aux consommateurs professionnels. Ils bénéficient donc de mesures de protection générale telles que la possibilité de rétractation sous 7 jours après signature du contrat, et de procédures spécifiques en cas de non paiement.

Sur le plan technique, les procédures seront automatisées et adaptées pour faciliter les demandes de raccordement, de changement de fournisseur ou de mise en service, afin de garantir un traitement transparent et simple au consommateur.

La CRE participe, au sein de l'EREG, aux travaux du groupe de travail relatif à la protection du consommateur et au changement de fournisseur qui permet notamment aux régulateurs européens d'échanger sur les meilleures pratiques en la matière.

Encadré 3 : Décision de la Commission européenne ouvrant une enquête dans les secteurs de l'électricité et du gaz (13 juin 2005)

- (1) Aux termes du Règlement (EC) N° 1/2003, la Commission peut décider de mener une enquête dans un secteur particulier de l'économie ou concernant certains types d'accords particuliers dans différents secteurs, et ce où l'évolution des échanges entre Etats membres, la rigidité des prix et d'autres circonstances font présumer que la concurrence peut être restreinte ou faussée à l'intérieur du marché commun.
 - (2) L'évolution des échanges entre Etats membres dans les secteurs de l'électricité et du gaz est telle que les flux transfrontaliers semblent avoir un effet contraignant limité sur les prix entre la plupart des Etats membres. De plus, l'intégration entre marchés nationaux traditionnellement indépendants les uns des autres est lente pour de nombreuses régions.
 - (3) Les prix du gaz et de l'électricité ont augmenté au cours de l'année 2005 et les prix à terme semblent annoncer de nouvelles augmentations, surtout pour le gaz. Les fournisseurs traditionnels attribuent ces augmentations des prix à une augmentation des coûts ainsi qu'à des arguments techniques. Néanmoins, les augmentations de prix sont particulièrement préoccupantes dans la mesure où les plaignants ont exprimé leur manque de confiance dans les mécanismes actuels de formation des prix. En effet, la liquidité est faible sur la plupart des plates-formes d'échanges d'électricité et de gaz. Ceci entraîne une volatilité des prix et peut par conséquent entraîner une manipulation des cours. Les consommateurs d'électricité et particulièrement les consommateurs industriels intensifs dans de nombreux Etats membres, se plaignent également d'avoir des difficultés à obtenir des offres concurrentielles de fournisseurs différents : ils reçoivent presque toujours des offres de prix très similaires et ont des difficultés à négocier les conditions commerciales non liées au prix de leurs contrats.
 - (4) D'autres éléments suggèrent également que la concurrence puisse être limitée ou faussée : le nombre de nouveaux entrants sur les marchés demeure limité et la concentration sur les marchés demeure très forte. Des plaignants ont soulevé des préoccupations concernant les opérateurs des réseaux qui favorisent des entités apparentées bien que la Directive 2003/54/EC du Parlement européen et du Conseil du 26 Juin 2003 concernant les règles communes du marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 96/92/EC2 et la Directive 2003/55/EC du Parlement européen et du Conseil du 26 Juin 2003 concernant les règles communes du marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la Directive 98/30/EC3 obligent les Etats membres à effectuer un dégroupage juridique et fonctionnel entre les activités soumises à monopole (réseau) et celles soumises à la concurrence (génération et alimentation).
 - (5) Il est donc approprié que la Commission initie une enquête sectorielle dans les secteurs de l'électricité et du gaz au sein de la Communauté afin de permettre à la Commission d'utiliser ses pouvoirs d'enquête concernant les entreprises et les associations d'entreprises des secteurs pour donner effet aux articles 81 et 82 du traité, individuellement ou en combinaison avec l'article 86.
 - (6) Dans le secteur de l'électricité, les entreprises ou associations d'entreprises concernées sont, notamment, les suivantes : producteurs, négociants en électricité ou en droits d'accès (ou en leurs dérivés financiers), propriétaires et exploitants de réseaux de transmission et de distribution, bourses d'électricité, exploitants des interconnecteurs «marchands», grossistes et agrégateurs, associations sectorielles, experts, intermédiaires, utilisateurs finals et sociétés de vente au détail;
 - (7) Dans le secteur du gaz, les entreprises ou associations d'entreprises concernées sont, notamment, les suivantes : producteurs de gaz (dont certains producteurs en dehors de l'Union européenne dont les activités peuvent avoir un effet sur la Communauté), importateurs de gaz, négociants en gaz ou en droits d'accès (ou en leurs dérivés financiers), exploitants de plateformes d'échange, propriétaires et exploitants de systèmes de transmission à haute pression et de distribution à basse pression, exploitants d'interconnecteurs «marchands» et agrégateurs, exploitants de stockages, associations sectorielles, experts, intermédiaires, utilisateurs finals et sociétés de vente au détail.
 - (8) Des renseignements peuvent aussi être recueillis auprès d'autorités, telles que les Autorités Nationales de Régulation et leurs représentations européennes, les Autorités Nationales de Concurrence ou les gouvernements des Etats membres.
 - (9) Si les enquêtes sectorielles confirment l'existence de pratiques ou accords anticoncurrentiels, la Commission ainsi que les Autorités Nationales de Concurrence envisageront de prendre les mesures nécessaires afin de restaurer la concurrence sur les marchés en cause, notamment par le biais de décisions individuelles sur les fondements des Articles 81 et/ou 82 du Traité individuellement ou, pour la Commission, en application conjointe avec l'Article 86 du Traité CE .
- A DECIDE COMME SUIT :
- Article unique
- Une enquête sectorielle au terme de l'article 17 du Règlement (EC) N° 1/2003 est ouverte dans les secteurs de l'électricité et du gaz couvrant la Communauté.

))) La régulation du marché du gaz naturel

I Le cadre européen du marché du gaz	14
1. La dépendance de l'Europe aux importations s'accroît	14
2. Les prix du gaz ont subi une hausse importante et généralisée en Europe en 2004	16
3. Le paysage gazier européen continue à être dominé par un petit nombre d'acteurs	18
4. Le développement de nouvelles infrastructures gazières est nécessaire en Europe	20
5. Les nouveaux textes européens précisent le cadre concurrentiel	21
II L'ouverture des marchés du gaz	22
1. L'ouverture des marchés dans les pays de l'Union européenne	22
2. L'ouverture du marché français du gaz	27
III La CRE : régulateur du marché français du gaz	33
1. Des obstacles majeurs au bon fonctionnement du marché du gaz en France ont été levés en 2004 et début 2005	33
2. L'évolution des tarifs réglementés de vente du gaz naturel	37
3. Les tarifs et conditions d'utilisation des infrastructures régulées	40
4. Les engagements de Gaz de France et Total vis-à-vis de la Commission européenne	47
5. L'ouverture du marché des professionnels au 1 ^{er} juillet 2004 et les travaux du Groupe de Travail Gaz 2004 (GTG 2004)	48
6. Les audits des comptes dissociés des opérateurs gaziers intégrés	48
7. Les avis de la CRE sur les textes réglementaires	50
8. Les codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux	52
IV Le programme de travail	54
1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux	54
2. Le retour d'expérience	54
3. La préparation de l'ouverture totale au 1 ^{er} juillet 2007	55
4. La préparation des nouveaux tarifs d'utilisation des infrastructures gazières régulées	55
5. La comparaison des offres d'accès aux stockages en Europe	56
6. Les critères d'investissement des GRD	56
7. Les travaux dans le cadre européen	56

I Le cadre européen du marché du gaz

1 La dépendance de l'Europe aux importations s'accroît

1. L'offre et la demande de gaz en Europe : poursuite de la baisse de la production et de la hausse de la demande

Au 1^{er} mai 2004, dix nouveaux Etats ont adhéré à l'Union européenne : Chypre, l'Estonie, la Hongrie, la Lettonie, la Lituanie, Malte, la Pologne, la République Tchèque, la Slovaquie et la Slovénie. Leur consommation de gaz (48 Gm³) se concentre à hauteur de 90% en Hongrie, en Pologne, en République Tchèque et en Slovaquie.

En 2004, la consommation réelle (non corrigée de l'aléa climatique) de gaz naturel dans l'Europe des 25 s'est accrue de 3% pour s'établir à environ 478 Gm³ (tableau 1). La consommation de gaz de l'Europe des 15 a augmenté d'environ 3,5%, celle des nouveaux Etats membres a baissé d'environ 2%.

Tableau 1 : Evolution de la consommation réelle⁽¹⁾ de gaz en Europe

	Consommation de gaz en 2004 (en Gm ³)	Variation 2004/2003 (en %)
Grande-Bretagne	97	+3
Allemagne	88	+1
Italie	77	+4
France	47	+4
Pays-Bas	43	+2
Espagne	29	+16
UE 15	430	+ 3
Nouveaux Etats membres	48	-2
UE 25	478	+3

(1) non corrigée de l'aléa climatique

Source : Eurogas, 2005

Les six pays les plus gros consommateurs de gaz (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, France, Pays-Bas et Espagne) représentent près de 80% de la demande totale de l'Europe des 25. Les 20% restants se répartissent à parts égales entre les autres pays de l'Europe des 15 et les nouveaux pays membres (figure 1).

En volume, les hausses de consommation les plus importantes entre 2003 et 2004 ont été enregistrées en Espagne, au Royaume-Uni, en Italie et en France.

2. La dépendance de l'Europe s'accroît avec son élargissement

En 2004, l'Europe a produit environ 230 Gm³ de gaz naturel, soit 46% de sa consommation (figure 2). La production de gaz en Europe est assurée, pour l'essentiel, par le Royaume-Uni et les Pays-Bas, qui concentrent à eux seuls près de 80% du total européen. La légère hausse de la production européenne, de 1,5% en 2004, est la résultante de la forte augmentation de la production néerlandaise et du déclin de la production britannique.

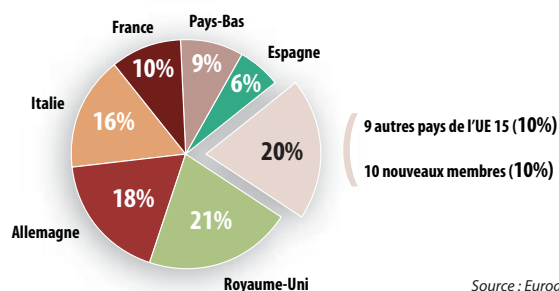
En Europe, seuls les Pays-Bas et le Danemark sont encore auto-suffisants et exportateurs nets de gaz, la Grande-Bretagne étant devenue globalement importatrice de gaz en 2004.

Trois pays, la Russie, la Norvège et l'Algérie, contribuent à environ 95% du gaz importé en Europe. Le Nigeria, la Libye, Trinité-et-Tobago et le Moyen-Orient assurent le complément.

L'intégration des dix nouveaux Etats membres a accentué la dépendance de l'Europe aux importations de pays tiers. La part des importations de gaz de l'Europe est ainsi passée de 48% de la consommation en 2003 pour l'Europe des 15 à 54% en 2004 pour l'Europe des 25.

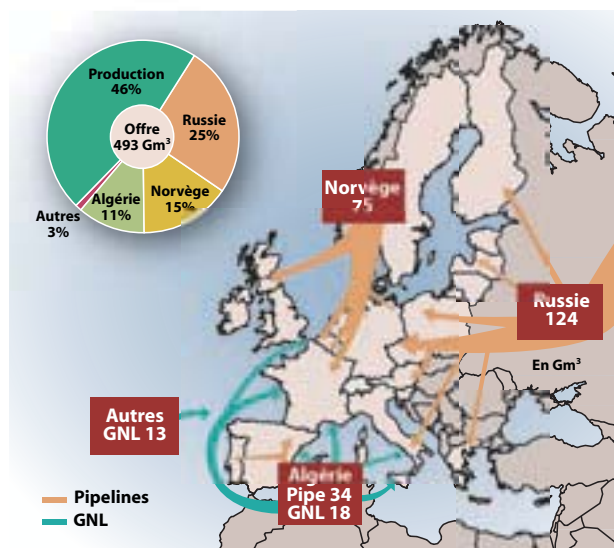
Du fait de l'élargissement de l'Europe, le poids des importations de gaz russe s'est accru, couvrant désormais 25% des besoins de l'Europe des 25 contre environ 18% de l'Europe des 15 en 2003 (figure 3).

Figure 1 : Répartition par pays de la consommation réelle de gaz en Europe en 2004



Source : Eurogas

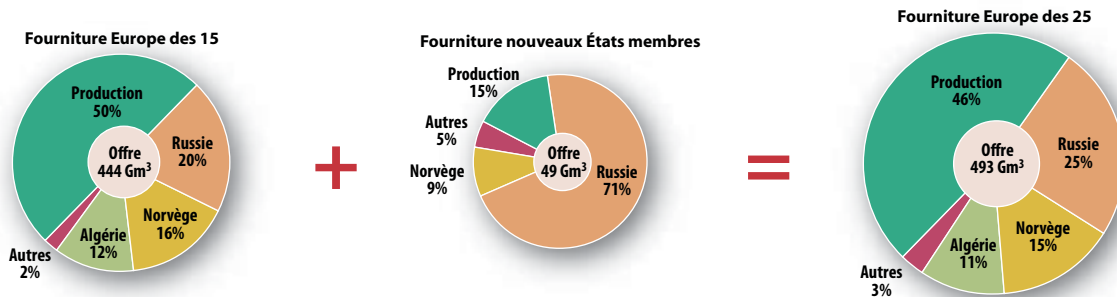
Figure 2 : Origine du gaz consommé en Europe en 2004



Note : la différence entre l'offre et la consommation réelle est due aux variations de stocks et aux écarts statistiques

Source : CRE, d'après les données Cedigaz (avril 2005) et autres

Figure 3 : Fourniture du gaz en Europe en 2004 : effet de l'élargissement de l'Europe



Source : CRE, d'après les données Cedigaz (avril 2005) et autres

2 Les prix du gaz ont subi une hausse importante et généralisée en Europe en 2004

1. Les prix des contrats à long terme ont suivi la tendance haussière des prix du pétrole et des produits pétroliers

Les contrats à long terme *take-or-pay* représentent environ 90% de l'approvisionnement gazier en Europe continentale. Leurs prix sont principalement indexés sur les prix des produits pétroliers : fioul domestique et fioul lourd. Les mouvements de prix du gaz, à la hausse comme à la baisse, ont quelques mois de retard sur ceux des produits pétroliers et sont lissés. Ils intègrent en outre le taux de change euro/dollar.

L'année 2004 a été marquée par la flambée des cours du pétrole résultant des tensions croissantes sur l'équilibre offre/demande du marché pétrolier mondial. Le prix du pétrole de la mer du Nord (Brent) a augmenté de 33% en 2004 pour s'établir à environ 38 \$/b. Exprimés en €/b, les cours du Brent ne se sont accrus que de 20%. Les cours du fioul domestique ont suivi la tendance haussière des cours du pétrole brut (figure 4). La hausse des cours du fioul lourd a été moins importante. Début 2005, les prix des produits raffinés se maintenaient à un niveau très élevé.

Les prix des contrats gaziers à long terme ont intégré ces tendances. Ainsi, au cours du premier semestre 2005, le prix du gaz du contrat Troll livré en Belgique s'établissait autour de 15 €/MWh contre environ 11,5 €/MWh au début de l'année 2004, soit une hausse moyenne d'environ 30%. L'appréciation

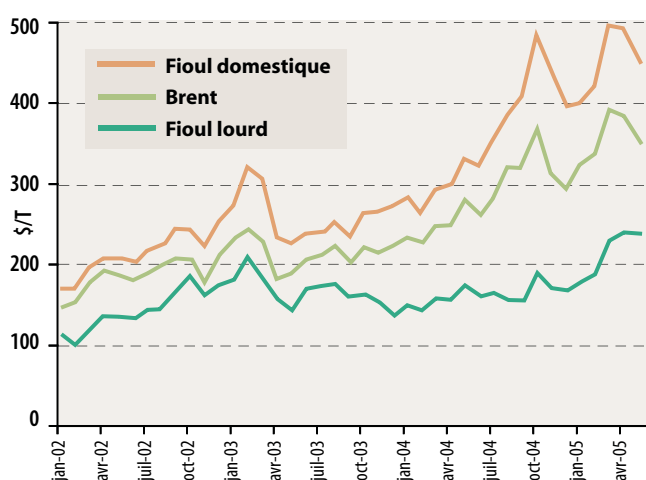
de l'euro par rapport au dollar, d'environ 10% en moyenne annuelle, a permis d'atténuer l'augmentation des prix des contrats à long terme.

2. Les prix sur les marchés de gros ont atteint des niveaux record depuis la création du NBP en raison des tensions affectant le marché britannique

Le gaz peut également être vendu de gré à gré sur des places de marché. Le *National Balancing Point* (NBP), au Royaume-Uni, est la place de marché européenne la plus liquide. Les prix *spot* NBP constituent une référence de prix de marché en Europe. Les prix *spot* correspondent aux prix de « la veille pour le lendemain », c'est-à-dire aux prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain. Zeebrugge, en Belgique, et dans une moindre mesure le *Title Transfer Facility* (TTF), aux Pays-Bas, sont les deux places de marché les plus importantes sur le continent européen. La liquidité de ces deux places de marché reste toutefois limitée.

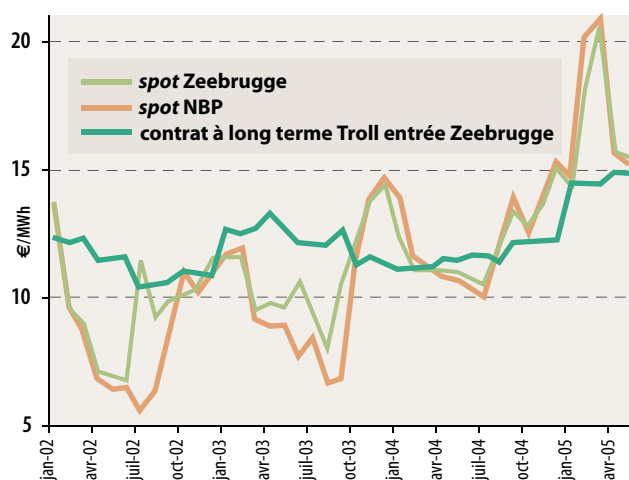
En 2004, les prix *spot* ont atteint des niveaux record depuis la création du NBP en 1996 (figure 5). Ils se sont établis à 12,1 €/MWh en moyenne en 2004 contre 9,9 €/MWh en 2003, soit une hausse annuelle de 22%. Le déclin structurel de la production gazière britannique et une série de problèmes techniques affectant plusieurs gisements ont engendré une baisse du niveau de la production en mer du Nord et des tensions sur l'équilibre offre/demande au Royaume-Uni. L'ajustement offre/demande du système britannique s'est effectué par un recours aux importations de gaz continental

Figure 4 : Evolution des prix du Brent, du fioul domestique et du fioul lourd en Europe



Source : CRE, d'après Platts

Figure 5 : Comparaison des prix *spot* NBP et Zeebrugge et du contrat à long terme Troll délivré à Zeebrugge



Source : CRE, d'après Platts, Heren

en provenance de Zeebrugge, ce qui a contribué à la hausse des prix *spot*.

La tendance haussière des prix *spot* NBP depuis octobre 2003 reflète la fin d'un surplus de gaz (« bulle gazière ») en Grande-Bretagne et la dépendance croissante du pays aux importations de gaz.

Les tensions en Grande-Bretagne se sont répercutées sur le prix du gaz *spot* à Zeebrugge qui a enregistré une hausse annuelle d'environ 11% en 2004, s'établissant en moyenne à 12 €/MWh, soit un niveau comparable à celui du NBP. Ces deux marchés étant liés par l'*Interconnector*, les flux bidirectionnels entre le Royaume-Uni et la Belgique assurent un équilibre entre les prix *spot* au NBP et à Zeebrugge la plus grande partie de l'année. En 2004, les opportunités d'achat de gaz *spot* se sont réduites pour les opérateurs continentaux en raison de la hausse de son prix.

Le régulateur britannique, Ofgem, a enquêté sur les raisons de la flambée des prix au NBP pendant l'hiver 2003/2004. Il conclut que la hausse des prix du gaz au Royaume-Uni résulte principalement de la baisse de la production de gaz britannique et de la hausse des prix du pétrole, auxquels sont liés les contrats à long terme sur le continent européen. Le régulateur britannique met en cause l'indexation en Europe continentale des contrats à long terme sur les prix des produits pétroliers et estime qu'une concurrence plus forte en Europe aurait atténué l'impact des prix du pétrole sur la facture gazière des clients britanniques.

La fin de l'hiver 2004/2005 a été marquée par des pics de prix exceptionnels sur les marchés *spot*. Le 4 mars 2005, les prix *spot* journaliers au NBP et à Zeebrugge ont ainsi atteint les niveaux record de respectivement 55 €/MWh et 46 €/MWh. Ceci s'explique par la vague de froid centennale qui a touché l'ensemble de l'Europe à la fin du mois de février. Certains opérateurs gaziers, notamment en France ou en Espagne, ont eu recours à l'interruptibilité contractuelle de grands clients industriels.

Les flux mensuels nets de l'*Interconnector* (figure 6) illustrent la dépendance croissante aux importations du Royaume-Uni depuis fin 2003 et la baisse de la production de gaz britannique. Ces flux ont été négatifs (flux dans le sens continent vers Royaume-Uni) au cours de la saison hivernale en 2004.

3. Depuis fin 2003, les prix *forward* annuels sont supérieurs à ceux des contrats à long terme

Depuis janvier 2004, les prix à terme *gas year* (pour l'année gazière à venir) sur les marchés libres ont augmenté de plus de 80% au NBP en raison des craintes pesant sur l'équilibre offre/demande au Royaume-Uni durant la saison hivernale. Les prix *forward* annuels se situent à des niveaux nettement supérieurs à ceux des contrats à long terme (figure 7). Ce contexte est défavorable aux nouveaux fournisseurs qui ne disposent pas de contrats à long terme.

Figure 6 : Flux mensuels nets de l'*Interconnector*

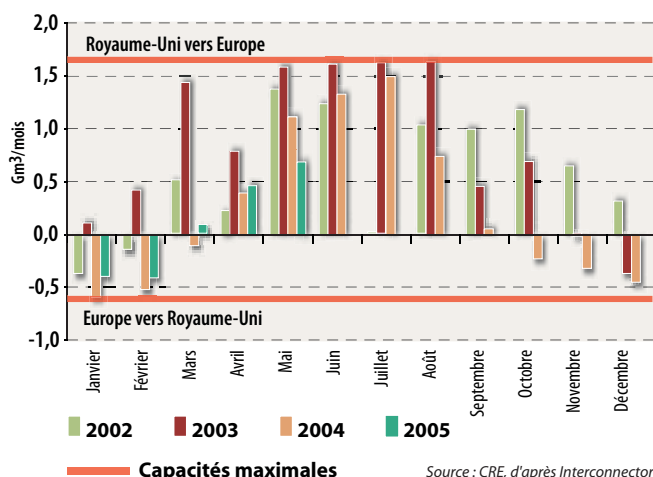
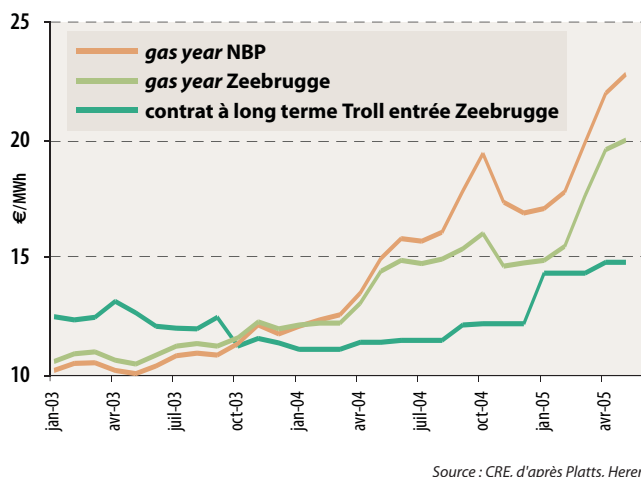


Figure 7 : Comparaison des prix *forward* annuel NBP et Zeebrugge et du contrat à long terme Troll délivré à Zeebrugge



3 Le paysage gazier européen continue à être dominé par un petit nombre d'acteurs

1. Dans l'amont, la production est concentrée

Plus de 80% du gaz consommé dans l'Europe des 25 provient de la production de neuf compagnies et de EBN qui porte les participations de l'Etat néerlandais dans la production de gaz aux Pays-Bas (figure 8).

En Europe, la production de gaz cumulée des cinq premiers producteurs gaziers (ExxonMobil, Shell, ENI, Total et BP) a représenté près de 120 Gm³, soit 52% de la production européenne. La production des compagnies pétrolières s'inscrit à la baisse en raison du déclin de la production britannique en mer du Nord.

Gazprom, Sonatrach et Statoil sont les principaux fournisseurs des opérateurs historiques européens, auxquels ils sont liés par des contrats à long terme. Gazprom et Sonatrach bénéficient de monopoles d'exportations dans leurs pays respectifs. A la suite d'une restructuration du secteur gazier en Norvège en 2001-2002, Statoil commercialise 70% de la production norvégienne (sa propre production ainsi que la production des champs contrôlés par l'Etat norvégien). Norsk Hydro, ExxonMobil, Total et Shell produisent environ 25% du gaz norvégien.

Dans un contexte de hausse de la demande et de ralentissement de la production en Europe, Gazprom, Sonatrach et Statoil ont augmenté leurs exportations vers l'Europe. Ils

représentaient ainsi, en 2004, près de 90% du gaz importé en Europe.

En 2004, Gazprom est le principal exportateur de gaz vers l'Europe des 25. Ses exportations ont enregistré une hausse de 8% à 124 Gm³ au sein de l'Europe des 25, et de 14% au sein de l'Europe des 15.

Afin de conforter sa position en Europe, Gazprom accompagne sa stratégie d'une politique d'acquisition d'actifs dans les sociétés de distribution des pays importateurs et dans les gazoducs de transit des pays d'Europe centrale et orientale. Gazprom détient également des participations dans Wingas qui a des activités en Allemagne, en Belgique, au Royaume-Uni et en France. En 2004, Gazprom a annoncé avoir vendu 3,8 Gm³ au Royaume-Uni par l'intermédiaire de sa filiale Gazprom UK Trading. Fin 2004, Gazprom a signé un accord avec Distrigaz pour le transit de 2,5 Gm³/an jusqu'en 2018 d'Eynatten (située à la frontière germano-belge) à Zeebrugge. Ce contrat offre à Gazprom un accès direct à Zeebrugge pour desservir le Royaume-Uni et instaure une relation de long terme entre la Russie et la Belgique pour l'approvisionnement du marché belge. Afin d'accroître son approvisionnement du marché européen, Gazprom souhaite également développer de nouvelles voies d'exportations vers l'Europe (projets des gazoducs *Baltic Line* et *Yamal-Europe 2*).

En 2004, les exportations de Statoil ont enregistré une forte hausse, de plus de 20% par rapport à 2003, les volumes commercialisés dans l'Europe des 25 étant de 53 Gm³.

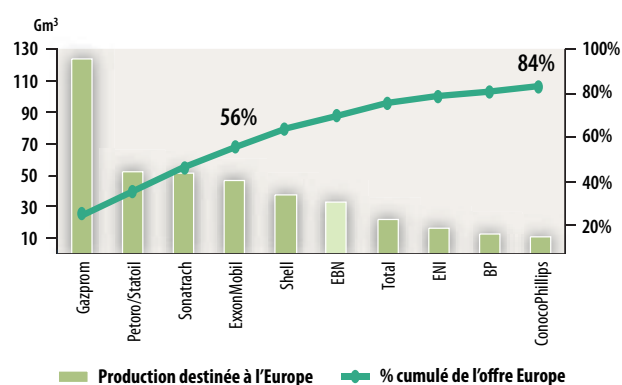
Les exportations de Sonatrach en 2004 sont restées stables par rapport à 2003 ; elles se sont élevées à 52 Gm³.

2. Dans l'aval, les compagnies gazières se réorganisent

L'absorption de Ruhrgas par E.ON en 2003 aurait pu annoncer d'autres rapprochements entre opérateurs gaziers et électriciens. Cependant, la Commission européenne a opposé son veto en décembre 2004 à la fusion entre les opérateurs gazier (GDP) et électrique (EDP) au Portugal, estimant que cette opération était de nature à créer des barrières au développement de la concurrence.

En 2004, les opérations d'acquisition ont porté essentiellement sur des opérateurs des pays d'Europe centrale et orientale (Gaz de France et E.ON-Ruhrgas en Roumanie, E.ON-

Figure 8 : Offre gazière européenne par acteurs en 2004



Source : estimations CRE d'après les rapports annuels des compagnies

Ruhrigas en Hongrie...) et sur des compagnies de distribution (Gas Natural en Italie).

Les dispositions de la directive gaz de 2003 sur la séparation juridique du gestionnaire de réseau de transport sont entrées en vigueur au 1^{er} juillet 2004. Plusieurs acteurs ont été amenés à revoir leur organisation pour se conformer à cette exigence. Certains opérateurs ont conservé une participation majoritaire dans l'opérateur de réseau (Gaz de France, E.ON-Ruhrigas...), d'autres, simplement une participation minoritaire (ENI, Gas Natural...). En Grande-Bretagne, le fournisseur historique (Centrica) n'a aucun lien, sur son marché domestique, avec le gestionnaire du réseau de transport (Transco).

NGT/Transco (Royaume-Uni)

En août 2004, NGT a annoncé la vente de quatre réseaux de distribution de gaz. En mai 2005, Ofgem a approuvé cette vente. Auparavant, Transco (100% NGT) opérait l'ensemble du réseau de transport et de distribution au Royaume-Uni.

ENI (Italie)

En mars 2004, ENI a vendu 9% de ses parts dans l'opérateur de transport Snam Rete Gas. La participation de l'ENI dans Snam Rete Gas s'élève désormais à 50%.

Gas Natural (Espagne)

En avril 2004 et mai 2005, Gas Natural vendu 14,2% de ses participations dans l'opérateur de transport Enagas. Sa participation s'élève désormais à 20,7%.

E.ON-Ruhrigas (Allemagne)

E.ON-Ruhrigas Transport est séparé juridiquement de E.ON-Ruhrigas depuis le 1^{er} janvier 2004. Dans le cadre du dossier Marathon (encadré 4), E.ON-Ruhrigas a pris des engagements auprès de la Commission européenne, notamment sur la transparence et les conditions d'accès au réseau de transport.

BEB (Allemagne)

En avril 2004, la restructuration de BEB est devenue effective. ExxonMobil et Shell restent associés dans le transport, qui a été séparé juridiquement des autres activités de BEB. Ils ont

cependant dénoué leurs participations dans le négoce et démarré chacun leur propre activité dans ce domaine.

Gasunie (Pays-Bas)

La Commission européenne et Gasunie sont parvenus à trouver un accord sur le dossier Marathon. Gastransport Services (filiale de transport de Gasunie) a pris des mesures pour que la transparence soit mieux assurée sur son système.

Depuis le 2 juillet 2004, conformément à la directive gaz de 2003 et à la loi néerlandaise, les activités de transport et de négoce de Gasunie sont séparées juridiquement. En novembre 2004, le ministère des affaires économiques a annoncé la séparation de Gasunie en deux sociétés distinctes : Gastransport Services (100% Etat néerlandais) et Gasunie Trade & Supply (50% Etat, 25% Shell et 25% ExxonMobil).

Encadré 4 : Dossier Marathon

L'origine du dossier Marathon remonte aux années 1990, lorsque la filiale norvégienne du producteur américain de pétrole et de gaz Marathon avait réclamé - à plusieurs reprises - un accès aux gazoducs de cinq sociétés gazières d'Europe continentale. Les services de la Commission ont réglé les dossiers relatifs à la société allemande Thyssengas en 2001, à la société allemande BEB en 2003 et à la société néerlandaise Gasunie en 2003.

En avril 2004, la direction générale concurrence de la Commission européenne a clos son enquête concernant le refus présumé des sociétés gazières Gaz de France et Ruhrigas, d'accorder l'accès à leurs réseaux de gazoducs à Marathon. Les deux sociétés ont proposé des engagements destinés à améliorer l'accès des tiers à leurs réseaux de transport de gaz et à permettre aux clients en France et en Allemagne de bénéficier effectivement de l'ouverture des marchés gaziers à la concurrence.

Ces engagements reflètent la situation du marché dans chaque pays et ne sont donc pas identiques. Ils sont applicables pendant plusieurs années et leur mise en oeuvre est contrôlée par un mandataire, qui fait régulièrement rapport aux services de la Commission européenne.

4 Le développement de nouvelles infrastructures gazières est nécessaire en Europe

La dépendance de l'Europe aux importations de gaz devrait s'accroître en raison du déclin de la production domestique et des perspectives de progression de la consommation européenne de gaz. De lourds investissements dans de nouvelles capacités d'importation sont donc nécessaires. Ces investissements portent principalement sur des terminaux méthaniers et sur des gazoducs reliant les grands pays exportateurs à l'Europe.

1. De nombreux projets sont en cours de réalisation ou à l'étude

A la suite des récentes décisions d'investissement dans des projets de terminaux méthaniers, les capacités d'importation de GNL (gaz naturel liquéfié) en Europe devraient plus que doubler à l'horizon 2008.

Le tableau 2 détaille les nouveaux terminaux méthaniers en construction en Europe. Le terminal de *Isle of Grain* au Royaume-Uni a été mis en service mi-2005.

La conclusion de nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme de GNL, d'environ 60 Gm³/an, soit plus de 12% de la consommation européenne, accentuera la part du GNL dans l'offre gazière européenne dans les années à venir. Ces futures importations de GNL proviendront essentiellement du Qatar, de l'Egypte et du Nigeria.

Parmi les nouvelles voies d'importation, on peut distinguer les gazoducs reliant les producteurs aux marchés européens (achèvement du gazoduc *Green Stream* fin 2004 reliant la Libye à l'Italie, ou extensions en cours de capacités des gazoducs reliant l'Algérie à l'Espagne et à l'Italie), et les interconnexions entre pays européens telles que le doublement de la capacité de l'*Interconnector* dans le sens Belgique vers Royaume-Uni, la construction du gazoduc *BBL* reliant les Pays-Bas au Royaume-Uni ou la construction du gazoduc *Euskadour* reliant l'Espagne à la France. Ces investissements transfrontaliers permettront de développer la concurrence en décloisonnant certains marchés nationaux.

La figure 9 illustre la multiplication de nouvelles infrastructures gazières en Europe.

Tableau 2 : Nouveaux terminaux méthaniers européens

Lieu d'implantation	Actionnaires du terminal	Capacité du terminal	Détenteurs de capacité primaire
Royaume-Uni Milford Haven <i>South Hook</i>	70% Qatar Petroleum 30% ExxonMobil	10,5 Gm ³ en 2007 21 Gm ³ en 2010	100% ExxonMobil (pas de contrats de ventes, livraison au NBP)
Royaume-Uni Milford Haven <i>Dragon LNG Ltd</i>	50% British Gas (BG) 30% Petronas 20% Petroplus	6 Gm ³ en 2007 9-12 Gm ³ en 2010	50% BG 50% Petronas (contrat de vente avec Centrica)
Royaume-Uni Isle of Grain	100% Transco	4 Gm ³ mi-2005 +9 Gm ³ en 2007-08	Phase 1 : 50% BP, 50% Sonatrach Phase 2 : Centrica (38%), Gaz de France (36%), Sonatrach (26%)
France Fos Cavaou	70% Gaz de France 30% Total	8,3 Gm ³ en 2007	65% Gaz de France 25% Total 10% Tiers
Belgique Zeebrugge 2 (extension)	100% Fluxys LNG	+ 4,5 Gm ³ fin 2007	100% ExxonMobil
Italie Rovigo	45% ExxonMobil 45% Qatar Petroleum 10% Edison	8 Gm ³ en 2008	80% ExxonMobil 20% Tiers
Italie Brindisi	50% BG 50% Enel	6 Gm ³ en 2008	80% BG 20% Tiers
Espagne Sagunto	Union Fenosa (42%), Endesa (30%), Iberdrola (20%), Oman (8%)	6,5 Gm ³ en 2006	75% Union Fenosa, Endesa, Iberdrola 25% Tiers
Espagne El Ferrol	Union Fenosa (21%), Endesa (21%), Sonatrach (10%), Autres (48%)	7 Gm ³ en 2006	75% Union Fenosa, Endesa 25% Tiers

Source : CRE

21 ■

Le choix des instruments propres à assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz est laissé aux Etats. Une liste indicative d'instruments est présentée en annexe du texte. Elle comprend les stockages souterrains de gaz naturel, la liquidité sur les marchés, l'interruptibilité de la demande, les contrats à long terme (définis comme ayant une durée supérieure à 10 ans) et la diversification des sources.

La directive doit être transposée par les Etats membres au plus tard en 2006. La plupart de ces mesures sont déjà en place en France.

2. L'adoption du règlement transport

Le règlement relatif aux conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel doit être adopté définitivement par le Conseil et le Parlement européen et publié au Journal officiel à mi-2005. Ce texte fait suite à une proposition de la Commission européenne, en date du 10 décembre 2003. Il s'appliquera à partir du 1^{er} juillet 2006.

Le règlement reprend pour l'essentiel les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau » (*Guidelines for Good Third Party Access Practice to Gas Transmission Systems ou GGP 2*) adoptées par le 7^{ème} Forum de Madrid en septembre 2003. Il a pour objectif de créer des conditions d'accès aux réseaux de transport équivalentes dans l'ensemble des pays de l'Union européenne. Ses dispositions portent sur les tarifs d'accès aux réseaux, les services d'accès des tiers, l'allocation des capacités, les procédures de gestion de la congestion, les exigences de transparence, l'équilibrage et les échanges de droits à capacités.

Des annexes détaillées énoncent des « lignes directrices » qui complètent les dispositions du texte sur les services d'accès des tiers, l'allocation des capacités, la gestion des congestions et la transparence. Elles pourront être amendées à partir du 1^{er} janvier 2007.

Enfin, le texte prévoit que les autorités de régulation nationales veillent au respect du règlement et des lignes directrices. Comme tout règlement, il est directement applicable par les 25 Etats membres de l'Union européenne (à l'exception de ceux qui bénéficient d'une dérogation aux dispositions de la directive portant sur l'accès des tiers), sans mesure de transposition.

II L'ouverture des marchés du gaz

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

1. La concurrence dans l'Europe des vingt-cinq se développe de manière inégale

A. La France a été parmi les premiers pays à transposer les directives gaz et électricité du 26 juin 2003

Les directives gaz et électricité du 26 juin 2003 devaient être transposées dans la législation interne des Etats membres au plus tard le 1^{er} juillet 2004. Cela a été fait en France par la loi du 9 août 2004. Les dispositions de ces directives s'appliquent aux nouveaux pays membres.

En octobre 2004, dix-huit Etats membres de l'Union européenne ont fait l'objet d'une première mise en demeure de la Commission européenne pour non transposition de ces deux directives. En mars 2005, la Commission européenne a envoyé une lettre d'avertissement en raison de la non transposition de l'une ou des deux directives à : l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, l'Estonie, la Grèce, l'Irlande, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg et la Suède.

B. L'ouverture à la concurrence est inégale selon les pays

Aux termes de la directive gaz, l'ensemble des clients professionnels est devenu éligible au 1^{er} juillet 2004, l'ouverture à tous les consommateurs européens devant intervenir, au plus tard, au 1^{er} juillet 2007.

Sept Etats membres sont allés au-delà de ces dispositions : l'Allemagne, l'Autriche, le Danemark, l'Espagne, l'Italie, les Pays-Bas, le Royaume-Uni ont totalement ouvert leur marché gazier à la concurrence. Cependant, l'Allemagne reste le seul pays européen sans régulateur et sans accès régulé aux réseaux.

En terme de taille de marché ouvert à la concurrence, la France se situe à la cinquième place de l'Union européenne derrière le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Italie et les Pays-Bas.

La Commission européenne publie, chaque année, un rapport sur « la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité ». Dans celui publié début 2005, elle indique que le taux de changement de fournisseurs de gaz, exprimé en quantité d'énergie, est très variable :

- en 2003, le taux de changement pour les gros consommateurs était faible en Autriche, en Allemagne et au Luxembourg et élevé en Irlande, en Espagne et au Royaume-Uni ; la France se situait dans la moyenne européenne ;
- dans l'ensemble des pays où les petits consommateurs étaient éligibles en 2003, le taux de changement de fournisseurs pour ces derniers était négligeable sauf au Royaume-Uni et en Italie ;
- le taux de changement est plus élevé pour les gros consommateurs.

C. Les acteurs historiques continuent à jouer un rôle prédominant

Le marché gazier européen reste très concentré en ce qui concerne la production, les importations et la fourniture de gaz au client final (tableau 3).

Le rapport de la Commission européenne montre que dans trois pays seulement, le fournisseur le plus important a une part de marché inférieure à 50%.

Elle estime que la coexistence de marchés nationaux cloisonnés qui renforce le caractère monopolistique de l'offre constitue l'obstacle le plus important au développement de la concurrence.

Tableau 3 : Concentration sur le marché de la vente au client final

	Taux légal d'ouverture (1 ^{er} juillet 2004)	Marché éligible Gm ³	Nombre de fournisseurs dont la part de marché >5%	Part de marché des trois premiers fournisseurs	Part de marché des fournisseurs étrangers
Allemagne	100%	82	0	10%	non disponible
Autriche	100%	7	3	90%	non disponible
Belgique	90%	11	3	95%	5%
Chypre	Absence d'infrastructure gazière				
Danemark	100%	5	4	65%	4%
Espagne	100%	20	4	80%	19%
Estonie	95%	1	1	100%	0%
Finlande	Marché non ouvert / Marché émergent				
France	70%	30	2	91%	3%
Grèce	Marché non ouvert / Marché émergent				
Hongrie	69%	8	7	62%	69%
Irlande	86%	3	4	88%	23%
Italie	100%	62	5	63%	non disponible
Lettonie	0%	0	1	100%	0%
Lituanie	70%	2	4	99%	0%
Luxembourg	72%	1	1	non disponible	non disponible
Malte	Absence d'infrastructure gazière				
Pays-Bas	100%	38	3	87%	31%
Pologne	34%	4	6	65%	<5%
Portugal	Marché non ouvert / Marché émergent				
République Tchèque	0%	0	7	59%	non disponible
Royaume-Uni	100%	95	6	82%	27%
Slovaquie	34%	2	1	100%	49%
Slovénie	91%	1	4	86%	0%
Suède	50%	1	5	79%	60%

Source : Commission européenne 2005, (données 2003)

D. Des progrès ont été accomplis dans la régulation

a. Les tarifs entrée-sortie se généralisent

Les tarifs entrée-sortie qui suppriment l'identification du trajet entre les points d'entrée et les points de sortie dans une même zone tarifaire et favorisent le fonctionnement de places de marché existent au Danemark, en France, en Irlande, en Italie, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni.

La France dispose d'un tarif entrée-sortie avec plusieurs zones d'équilibrage. En janvier 2005, le nombre de zones d'équilibrage a été réduit de huit à cinq ; il sera réduit à trois en 2009.

En Allemagne, faute de transposition de la deuxième directive gaz et en l'absence de régulateur, les tarifs restent négociés et majoritairement de type « à la distance ». Dans le cadre des engagements pris dans le dossier Marathon (encadré 4 p. 19), les compagnies BEB et E.ON-Ruhrgas ont introduit des tarifs entrée-sortie à plusieurs zones mais toujours dans un cadre négocié. RWE a également instauré des tarifs entrée-sortie en mai 2005.

Les autres Etats membres ont des tarifs du type « timbre poste » (encadré 9 p. 41). Ces tarifs ne reflètent pas toujours les coûts, en particulier parce qu'ils font subventionner les expéditeurs empruntant de longues distances, comme les transits, par ceux empruntant de courtes distances.

b. De nouveaux programmes de mise à disposition temporaire de gaz ont été lancés

Ces programmes permettent aux concurrents des opérateurs historiques d'avoir accès, de manière temporaire, à des ressources de gaz à un prix proche de celui des contrats à long terme.

Gaz de France et Total ont mis en place en 2004 un programme de mise à disposition temporaire de gaz dans le sud de la France d'environ 48 TWh soit 4,5 Gm³ ⁽¹⁾ (voir page 33).

Des programmes de mise à disposition temporaire de gaz ont été organisés dans d'autres pays européens :

- **en Allemagne**, la troisième enchère correspondant au programme de mise à disposition temporaire de gaz de E.ON-Ruhrgas s'est tenue en mai 2005. La totalité des lots, soit 39TWh (3,5 Gm³), ont été achetés par 7 opérateurs. Ce programme porte sur 200 TWh (18,5 Gm³) et sa durée est de 5 ans ;

- **en Italie**, faisant suite à la demande des autorités de la concurrence, ENI a accepté de mettre en place un programme de mise à disposition temporaire de gaz, qui portera chaque année sur 25 TWh (2,3 Gm³), alloués entre 2004 et 2008 sur une base annuelle, avec livraison au point d'entrée de Tarvisio (frontière autrichienne). En septembre 2004, l'ensemble des lots a été attribué à 37 opérateurs sans processus d'enchère ;

- **en Autriche**, 2,7 TWh (0,25 Gm³) ont été alloués en juillet 2004 à 12 opérateurs, dans le cadre de la deuxième enchère du programme de mise à disposition temporaire de gaz de EconGas (joint-venture entre OMV et 5 compagnies de distribution régionale). L'enchère a été organisée par l'opérateur de marché *Central European Gas Hub* (CEGH), filiale à 100% d'OMV ;

- **au Danemark**, dans le cadre de la réorganisation du secteur gazier (monopole de l'opérateur historique DONG sur l'achat de la production domestique), à la demande des autorités de la concurrence danoises et de la Commission européenne, DONG s'est engagé à ne plus acheter de gaz à l'unique producteur danois, le consortium DUC, tant que celui-ci n'a pas vendu 77 TWh (7 Gm³) à des opérateurs autres que DONG. Le gaz doit être livré entre 2005 et 2010.

c. L'accès des tiers aux stockages se met en place progressivement

L'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel, requis par la directive gaz de 2003, est un élément important pour l'ouverture du marché à la concurrence ; en effet, lorsque ces stockages existent, ils constituent un élément essentiel pour la modulation de la fourniture.

La directive de 2003 donne le choix entre un accès régulé et un accès négocié. Les régulateurs ont estimé, dans un document publié en 2003, que l'accès négocié aux stockages était approprié lorsqu'il existait un véritable marché de la modulation et que les stockages étaient réellement en concurrence avec les autres instruments de flexibilité (en particulier lorsqu'il existait des places de marché gazier). Les régulateurs ont estimé en revanche que l'accès devait être régulé lorsque les stockages étaient en situation de monopole de fait ou de droit.

Les stockages sont très inégalement répartis en Europe (tableau 4). Les stockages en gisement gazier déplétés sont

(1) le taux de conversion utilisé est 1 Gm³ = 11 TWh

les plus nombreux dans l'Union européenne. Les stockages en nappe aquifère prédominent en France et en Lettonie. Les stockages en cavités salines sont importants en Allemagne et existent aussi en France, au Danemark et en Pologne. L'accès négocié aux stockages est majoritaire.

E. Des améliorations restent cependant nécessaires

a. L'équilibrage horaire a été maintenu là où il existait

L'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Lettonie, la Slovaquie et les Pays-Bas, où les opérateurs de réseaux demandent aux expéditeurs de s'équilibrer sur une base horaire, ont maintenu leurs pratiques. Ce dispositif, en particulier lorsqu'il est assorti de lourdes pénalités en cas de déséquilibre et qu'il n'est pas complété par un dispositif d'information adéquat permettant à l'expéditeur de connaître sa situation, est dissuasif pour les nouveaux entrants, en particulier ceux qui sont de petite taille.

b. Des progrès restent à réaliser en matière de transparence

Les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau » mises en place à partir du 1^{er} janvier 2004 prévoient la publication d'un certain nombre de données opérationnelles du transport portant en particulier sur les capacités disponibles et les flux de gaz, les transporteurs pouvant s'en exonérer lorsque ces données sont commercialement sensibles pour les expéditeurs.

Les régulateurs ont constaté qu'un certain nombre d'opérateurs européens devaient encore faire des progrès au regard de la transparence. En particulier, la publication de nombreuses données continue à manquer en Europe sur les réseaux destinés en totalité ou partiellement au transit du gaz. Ce n'est pas le cas des opérateurs français qui publient des données qui vont au delà des dispositions du règlement transport.

Tableau 4 : Données sur les stockages souterrains de gaz naturel en Europe, en 2004

	Tarifs régulés (R)/ négociés (N)	Volume utile de stockage (Gm ³)	Volume utile / consommation en %
Allemagne	N	19,1	20
Autriche	N	3	35
Belgique	R	0,7	4
Chypre	-	0	0
Danemark	N	0,8	17
Espagne	R	1,3	6
Estonie	-	0	0
Finlande	-	0	0
France	N	11	25
Grèce	-	0	0
Hongrie	R / N	3,2	24
Irlande	-	0	0
Italie	R	15,1	21
Lettonie	R	2,2	150
Lituanie	-	0	0
Luxembourg	-	0	0
Malte	-	0	0
Pays-Bas	N	5	11
Pologne	R	1,3	11
Portugal	-	0	0
République Tchèque	N	1,9	19
Royaume-Uni	N	3,2	3
Slovaquie	N	2,4	30
Slovénie	-	0	0
Suède	-	0	0

Source : CRE, divers.

2. La CRE participe activement aux travaux des régulateurs européens

A. La CRE a élaboré avec le régulateur italien les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages »

Dans le cadre des travaux réalisés avec le groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG), la CRE a été chargée, avec son homologue italien l'AEEG, de définir 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 pour but de définir les exigences minimales qui doivent être mises en place de manière volontaire par les opérateurs et les utilisateurs des stockages dans le cadre défini par la directive gaz du 26 juin 2003 et les législations nationales (encadré 5 p. 36). Elles doivent garantir un accès transparent et non discriminatoire aux stockages et s'appliquent tant dans le cas de l'accès négocié aux stockages que dans celui de l'accès régulé. Ces règles portent sur les offres de stockage, l'allocation des capacités, la transparence opérationnelle et commerciale des activités de stockage, les tarifs et les marchés secondaires.

Les différentes parties intéressées, en particulier les représentants des opérateurs de stockage et ceux des utilisateurs ont été consultés tout au long de ce processus. Le document a été finalisé début mars 2005 dans le cadre du Forum de Madrid et accepté par les parties prenantes dont le GIE (*Gas Infrastructure Europe*) qui représente les intérêts des opérateurs de transport et de stockage en Europe.

La plupart de ces règles doivent être mises en place au 1^{er} avril 2005. Les autres devront être appliquées, au plus tard, en avril et décembre 2006.

La CRE et son homologue italien sont en charge d'un rapport portant sur l'application de ces règles au 1^{er} avril 2005. Il devrait être publié au deuxième semestre 2005.

La CRE attend de ces règles des évolutions significatives sur l'ouverture des stockages souterrains aux nouveaux entrants.

B. La CRE a privilégié les travaux concernant la transparence et l'application des « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau »

Les régulateurs européens proposent des recommandations permettant au niveau européen de promouvoir le bon fonctionnement du marché gazier et rédigent des règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux infrastructures. Ils s'assurent que ces recommandations sont suivies d'effet et que ces règles sont appliquées.

À l'automne 2004, les régulateurs ont publié un rapport sur l'application des « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau » adoptées en octobre 2003 dans le cadre du Forum de Madrid. Il reste des progrès à accomplir dans la transparence et le traitement des congestions.

Dans ces conditions, les régulateurs ont soutenu l'initiative de la Commission européenne de proposer un règlement sur l'accès des tiers au réseau et ont contribué activement à son élaboration (voir p. 22).

Les régulateurs ont, de même, réalisé un rapport d'étalonnage portant sur la structure des tarifs d'accès aux réseaux en Europe. Ce rapport, élaboré à partir des réponses à un questionnaire envoyé aux régulateurs, montre que la mise en place de tarifs entrée-sortie se généralise à la place de tarifs « à la distance ». Des progrès doivent cependant être encore faits en ce qui concerne les marchés secondaires et la transparence sur la méthodologie d'élaboration de ces tarifs.

Les régulateurs ont poursuivi leurs travaux portant sur les règles d'équilibrage, les mesures destinées à promouvoir les investissements, le calcul des capacités de transport disponibles et les transits. La CRE a préparé un document sur le rôle des régulateurs dans la promotion des investissements. Ce rapport identifie les règles applicables aux nouveaux investissements dans les différents pays membres ainsi que les régimes réglementaires spécifiques qui peuvent être attribués à certains projets. Ce document a été finalisé au deuxième trimestre 2005.

2 L'ouverture du marché français du gaz

L'ouverture du marché à l'ensemble des clients non résidentiels, le 1^{er} juillet 2004, ne s'est pas traduite par une augmentation significative des quantités de gaz faisant l'objet de changements de fournisseur, même si elle a été le fait de dizaines de milliers de consommateurs.

Les modifications du marché intervenues le 1^{er} janvier 2005 (dénouement des intérêts conjoints de Gaz de France et de Total dans la Compagnie Française du Méthane (CFM) et dans Gaz du Sud-Ouest (GSO), démarrage des livraisons correspondant aux mises à disposition temporaires de gaz, apparition de nouveaux acteurs, dont EDF) laissent, toutefois, présager une accélération de l'ouverture au cours de l'année 2005.

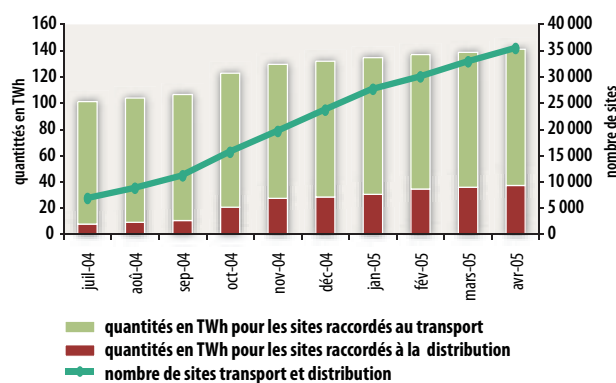
1. L'exercice de l'éligibilité s'accélère

A. L'évolution au cours des douze derniers mois

A partir du 1^{er} juillet 2004, un nombre significatif de clients a exercé son éligibilité tout en conservant son fournisseur historique, par choix, ou par obligation lors de la mise en service d'un nouveau site. Le rythme de ces changements est d'environ 3 000 par mois (figure 10).

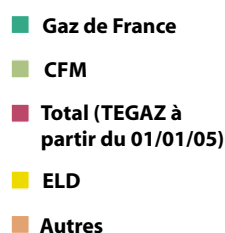
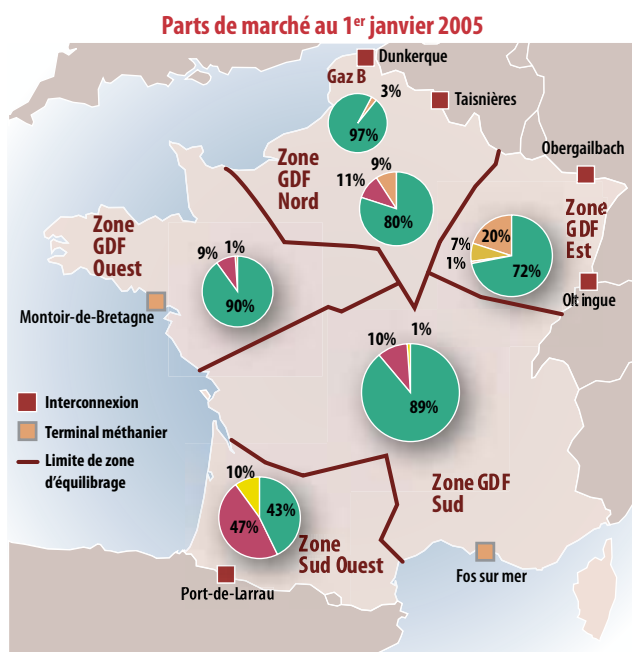
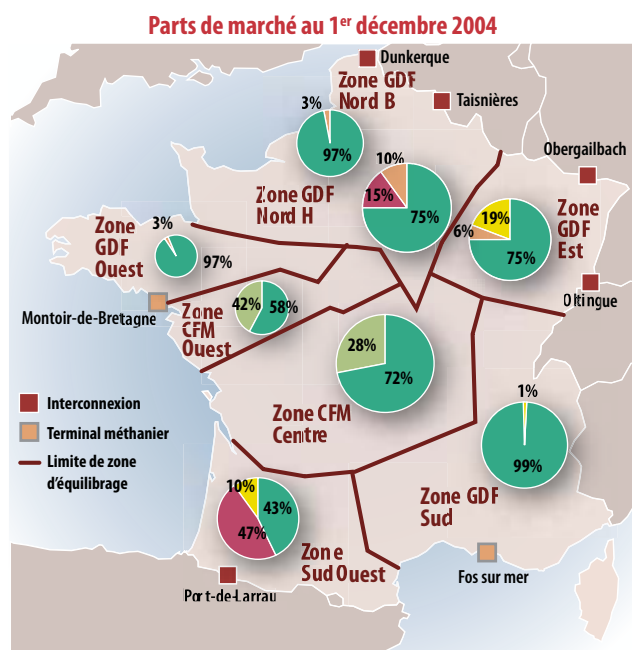
Jusqu'au 1^{er} janvier 2005, la concurrence était faible dans le Sud de la France. La mise en œuvre des accords entre Total et Gaz de France a changé le paysage (figure 11).

Figure 10 : Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité



Source : CRE d'après les données GRT, GRD

Figure 11 : Les conséquences des accords Total - Gaz de France sur l'ouverture du marché au 1^{er} janvier 2005



Source : CRE d'après les données GRT, GRD, Minefi

B. L'état des lieux au 1^{er} mai 2005

Un observatoire trimestriel des marchés du gaz et de l'électricité a été mis en place par la CRE au début de l'année 2005, permettant de suivre les progrès de l'ouverture.

Au 1^{er} mai 2005, 640 000 sites étaient éligibles, représentant une consommation annuelle de 380 TWh de gaz naturel, soit une ouverture de 73% du marché total (tableau 5). 308 sites ont exercé leur éligibilité en choisissant un fournisseur alternatif, c'est à dire autre que le fournisseur historique dans la zone géographique et sur le réseau concernant ces sites. La consommation annuelle correspondante était de 38 TWh, soit 10% du volume ouvert à la concurrence à cette date.

En outre, des contrats à des prix de marché ont été signés avec les fournisseurs historiques pour environ 35 000 sites, représentant une consommation annuelle de 103 TWh, soit 27% du volume ouvert à la concurrence. Un tiers de ces sites correspond toutefois à des mises en service, pour lesquelles il n'y a pas eu de choix possible entre les prix du marché et les tarifs réglementés.

Au total, 37% des quantités de gaz consommées par les clients éligibles sont achetées à des prix de marché.

La croissance du nombre de sites ayant exercé leur éligibilité depuis le 1^{er} juillet 2004 correspond principalement à des sites raccordés aux réseaux de distribution (33 800 sites).

Jusqu'au début de l'année 2005, aucun des nouveaux fournisseurs n'avait de politique d'offre à la clientèle de masse, ce qui explique le très faible nombre de sites ayant changé de fournisseur depuis l'ouverture du marché.

Si le nombre de sites ayant changé de fournisseur est faible, les quantités d'énergie consommées correspondantes sont plus significatives : la concurrence s'est jusqu'ici essentiellement exercée sur les gros clients. En effet, comme le montre la figure 12, les clients éligibles raccordés aux réseaux de transport sont tous de gros consommateurs de gaz.

C. L'éligibilité par segments de clientèle

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.

La figure 13 présente les taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} mai 2005 sur les réseaux de transport et de distribution.

Ces taux 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} mai 2005, 62 % des quantités d'énergie vendues aux clients raccordés aux réseaux de transport le sont à des tarifs non réglementés, la proportion est de 19 % pour les sites raccordés aux réseaux de distribution.

Tableau 5 : Etat de l'ouverture du marché gazier au 1^{er} mai 2005

en nombre de sites	Au 1 ^{er} mai 2005	Au 1 ^{er} janvier 2005	en quantités d'énergie (TWh)	Au 1 ^{er} mai 2005	Au 1 ^{er} janvier 2005
Sites éligibles					
• sites éligibles	640 000	640 000		380	380
• sites ayant exercé leur éligibilité	34 900	23 140		141	132
Sites ayant changé de fournisseur					
• sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	308	116		38	34
- % des sites éligibles	n.s.	n.s.		10%	9%
- % des sites ayant exercé leur éligibilité	1%	n.s.		27%	26%
• sites ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique	24	24		19	19
• sites alimentés par un fournisseur alternatif sans avoir exercé leur éligibilité (*)	119	120		20	20
Part de marché					
• fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	n.s.	n.s.		15%	14%

n.s. : non significatif

(*) sites cédés par la CFM à TEGAZ

(Total Energie Gaz) au 1^{er} janvier 2005.

Source : CRE, d'après les données GRT, GRD

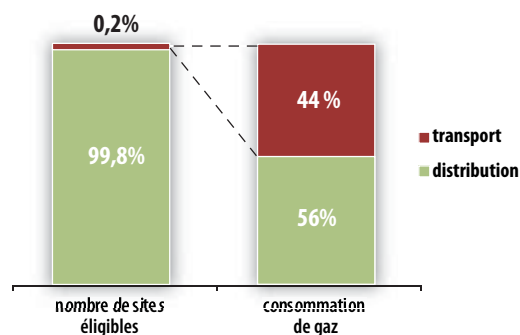
D. L'éligibilité par zones d'équilibrage

La figure 14 présente les taux d'exercice de l'éligibilité par zones d'équilibrage au 1^{er} mai 2005 en distinguant les sites ayant exercé leur éligibilité en optant ou non pour un fournisseur alternatif.

Gaz de France Réseau Transport figure parmi les clients éligibles, pour l'achat du gaz nécessaire au fonctionnement de

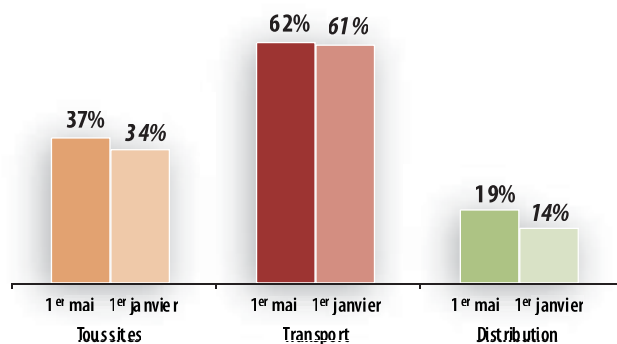
son réseau. La direction transport de Gaz de France a procédé à un premier appel d'offres au début de 2004 ; Gaz de France Réseau Transport a renouvelé cette procédure en début d'année 2005. Les marchés ont été attribués à Gaz de France Négocier, Distrigaz et BP.

Figure 12 : Segments de la clientèle et leurs poids respectifs



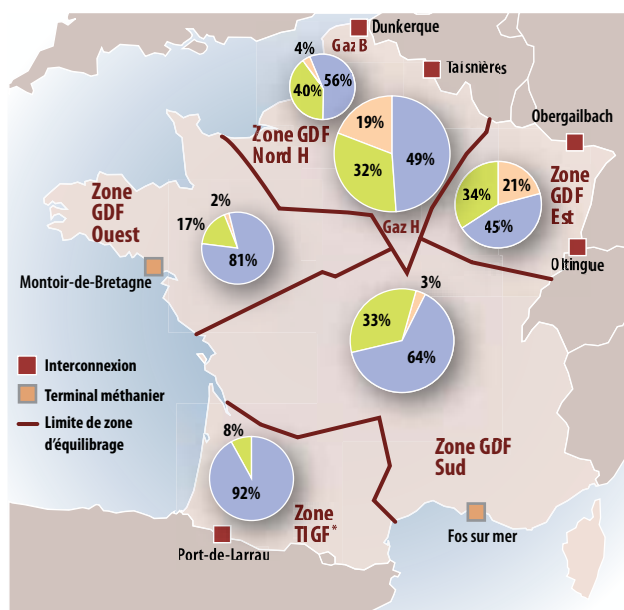
Source : CRE, d'après les données GRT, GRD

Figure 13 : Taux d'exercice de l'éligibilité (pourcentages en quantités d'énergie consommées)



Source : CRE, d'après les données GRT, GRD

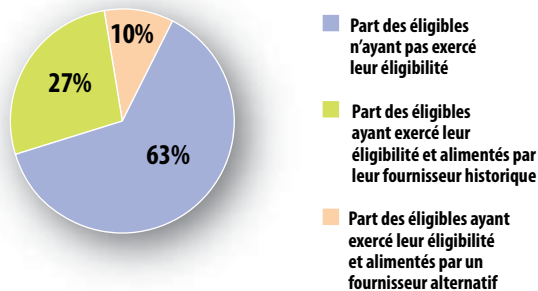
Figure 14 : Taux d'exercice de l'éligibilité par zones d'équilibrage au 1^{er} mai 2005



* TIGF : La zone sud-ouest devient la zone TIGF conformément à l'arrêté du 27 mai 2005

Source : CRE, d'après les données GRT, GRD

Ensemble du territoire



E. Les tendances au-delà du 1^{er} mai 2005

Pour l'avenir, la concurrence devrait s'accroître avec la montée en puissance programmée des fournisseurs ayant acheté du gaz dans le cadre des mises à disposition temporaires de gaz dans la zone Sud et dans la zone TIGF, et avec les offres annoncées par certains fournisseurs déjà présents sur le marché de masse de l'électricité.

La mise en service de la liaison avec l'Espagne (Euskadour) à l'automne 2005 devrait permettre une amélioration de l'offre dans le Sud-Ouest.

2. Les parts de marché des fournisseurs

A. Quarante-neuf autorisations de fourniture ont été 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} juin 2005, 49 autorisations de fourniture avaient été délivrées à des fournisseurs, dont les 22 entreprises locales de distribution de gaz naturel, avec une autorisation limitée

à leur territoire. Sept fournisseurs alternatifs livraient des clients finals à cette date : BP France, Distrigaz, Rhodia Energy, Ruhrgas, ENI, Wingas et EDF.

Gaz de France, TEGAZ, Electrabel, Distrigaz et Soven ont à ce jour l'autorisation de fournir du gaz à des clients remplissant des missions d'intérêt général. Ces clients pourraient représenter de l'ordre de 20% du nombre des clients éligibles.

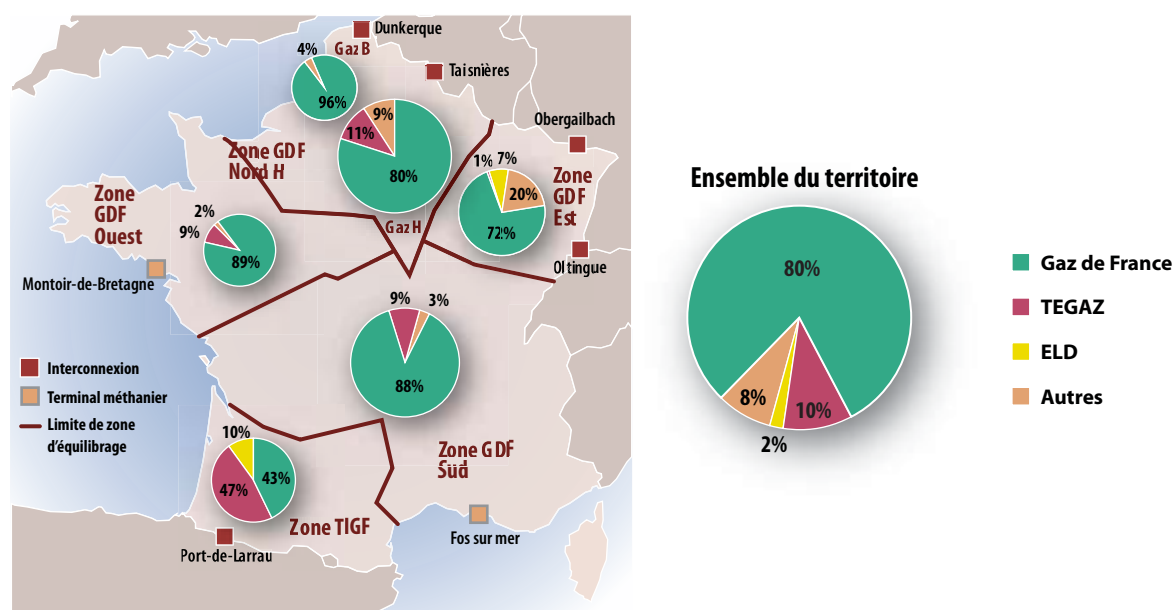
Certains fournisseurs n'ont demandé une autorisation que pour alimenter d'autres fournisseurs. Ils se limitent à des ventes en gros aux points d'échange de gaz (PEG) : il s'agit de points virtuels rattachés à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

La figure 15 présente les parts de marché des fournisseurs par zone d'équilibrage au 1^{er} mai 2005, calculées à partir des estimations de quantités d'énergie annuelles consommées par leurs clients.

Gaz de France continue à contrôler quasiment tout le marché du gaz B dans la zone Nord.

Dans la zone Sud-Ouest, les fournisseurs historiques gardent la quasi totalité de leurs parts de marché sur leurs segments : TEGAZ sur le réseau de transport et Gaz de France sur les réseaux de distribution.

Figure 15 : Part des fournisseurs par zone d'équilibrage au 1^{er} mai 2005



Source : CRE, d'après les données GRT, GRD, Minefi

B. L'offre et la demande de gaz : une part croissante des nouveaux fournisseurs 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. Ils peuvent également avoir accès, pour des volumes plus faibles, au marché de gros de Zeebrugge en Belgique.

Tableau 6 : Bilan gazier en France du 1^{er} juin 2004 au 31 mai 2005

(Quantités en TWh)	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
Livraisons, par zones géographiques d'équilibrages			Part en %
zone Sud	148	11	7 %
zone Est	66	10	15 %
zone Nord H	172	18	10 %
zone Ouest	61	3	5 %
zone Sud Ouest	44	€	€
zone Nord B	53	€	€
Consommation réelle totale	544	42	8 %
Exportations - transit	99	-	-
Total des emplois	643	-	-

Ressources, par points d'entrée ou de production			
gaz H			
Taisnières H	130	16	12 %
Dunkerque	178	14	8 %
Fos (terminal)	47	-	
Montoir (terminal)	84	-	
Obergailbach	109	5	5 %
Oltingue	1	1	-
Trois Fontaines (gisement)	€	-	-
Lacq (gisement)	13	-	-
gaz B			
Taisnières B	75	€	€
Avion (gaz de mines)	€	-	-
Ressources hors stockages	637	36	6 %
Solde soutirages - injections	6	-	-
Total des ressources	643	-	-

Source : CRE, d'après données Gaz de France Réseau Transport - Total Infrastructures Gaz France

Le tableau 6 donne les importations et les ventes par zone d'équilibrage, mesurées au cours de douze mois du 1^{er} juin 2004 au 31 mai 2005.

TEGAZ est un fournisseur alternatif pour les sites qu'il alimente dans les anciennes zones CFM ouest et centre, à la suite du dénouement des participations conjointes entre Gaz de France et Total dans la CFM et GSO.

C. L'activité aux points d'échange de gaz 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 Total Infrastructures Gaz France (TIGF) qui regroupe, depuis le 8 avril 2005, les activités de transport et de stockage de gaz naturel de Total en France. Les transactions y sont effectuées au jour le jour ou peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

Pour le premier trimestre 2005, les achats de gaz aux PEG pour l'ensemble des opérateurs, Gaz de France exclu, ont représenté la moitié des quantités de gaz qu'ils ont importées (5,9 TWh enlevés aux PEG pour 10,3 TWh d'importation). Les fournisseurs autres que Gaz de France ont couvert, au premier trimestre 2005, 25 % de leurs ventes aux clients finals par des achats aux PEG. Un des fournisseurs alternatifs a pour seule activité commerciale en France la livraison à d'autres fournisseurs aux PEG. Un autre fournisseur achète aux PEG tout le gaz qu'il vend à ses clients finals.

Au 1^{er} mai 2005, 10 expéditeurs étaient actifs sur les 6 PEG (Nord H, Nord B, Ouest, Sud, Est, et Sud-Ouest). En avril 2005, les quantités échangées étaient de 3,7 TWh, pour 225 transactions, auxquelles il faut rajouter le gaz fourni au gestionnaire de réseau pour ses propres besoins.

Le gaz acheté par Gaz de France Réseau Transport pour ses besoins de fonctionnement lui est livré aux PEG. De même, le gaz vendu dans le cadre du programme de cession temporaire de gaz est livré au PEG Sud par Gaz de France et au PEG Sud-Ouest par Total.

La figure 16 montre l'évolution du nombre de transactions et des quantités échangées sur l'ensemble des PEG.

Figure 16 : Evolution des échanges aux points d'échange de gaz

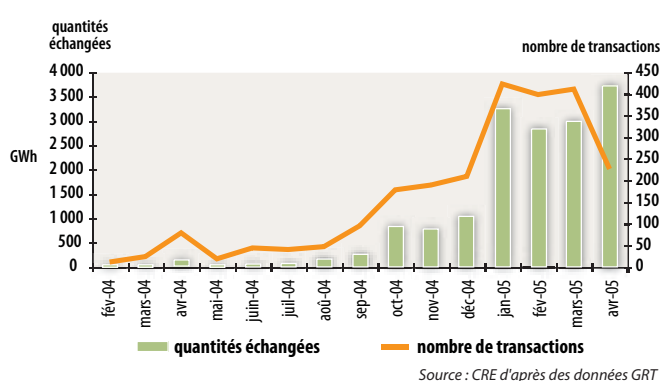
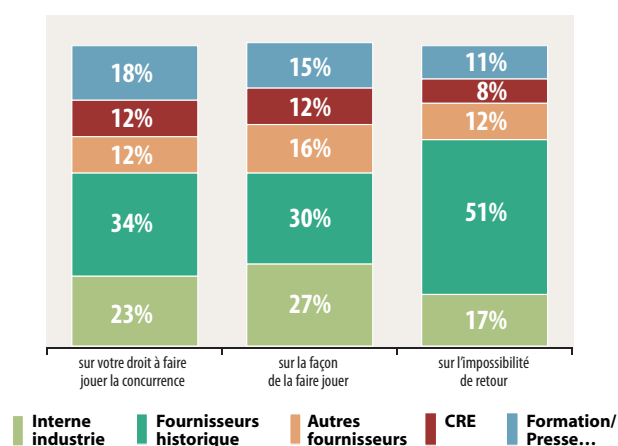


Figure 17 : Sources d'information des industriels



3. Le retour d'expérience sur l'ouverture du marché

L'article 1^{er} de la loi du 3 janvier 2003 confère à la CRE la mission de veiller au bon fonctionnement du marché du gaz naturel en France. L'article 25 de la directive du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel 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, en surveillant notamment (...) le niveau de transparence et de concurrence. »

Dans ce cadre, la CRE a lancé, en novembre 2004, une enquête auprès des gestionnaires des 590 principaux sites industriels raccordés aux réseaux de transport de gaz naturel. Les questionnaires renvoyés couvrent 119 sites, soit un taux de réponse de 20%. Les résultats complets de l'enquête sont disponibles sur le site internet de la CRE. Toutes les zones d'équilibrage géographiques sont représentées dans les réponses reçues. Les industriels s'estiment très bien informés sur leur droit à faire jouer la concurrence (87%), sur la façon de faire jouer la concurrence (78%) et sur l'irréversibilité de l'exercice de l'éligibilité (81%). La figure 17 montre les différentes sources d'information des industriels.

62% des industriels ayant répondu estiment qu'il n'y avait pas de concurrence effective à la date de l'enquête.

75% des industriels avaient fait jouer la concurrence, la proportion étant plus forte pour les gros consommateurs : 85% des sites consommant plus de 237 GWh par an contre 61% des sites consommant moins de 83 GWh (figure 18). Parmi les sites pour lesquels les fournisseurs ont été mis en concurrence, 25% ont finalement conservé les tarifs réglementés, 58% ont signé un nouveau contrat avec leur fournisseur historique et 17% ont changé de fournisseur. Sur les 25% de clients n'ayant pas fait appel à la concurrence, 40% estimaient que les tarifs réglementés étaient plus intéressants que les offres qu'ils pourraient recevoir et 31% préparaient un appel d'offres.

L'objectif principal recherché par les industriels exerçant leur éligibilité est le prix : une baisse de leur facture ou une garantie de prix. Les deux tiers d'entre eux ont obtenu des gains dont le niveau est détaillé sur la figure 19.

Les industriels interrogés sont majoritairement satisfaits des services associés à leur offre, en termes de conditions de livraison, de suivi de consommation, de suivi de contrat et de facturation. Toutefois, un tiers des clients ayant répondu trouvent le contrat de raccordement et de conditions de livraison, signé avec le gestionnaire du réseau de transport, non transparent ou complexe, en particulier en matière de prix et de définition des responsabilités respectives.

Figure 18 : Choix des industriels selon les tranches de consommation

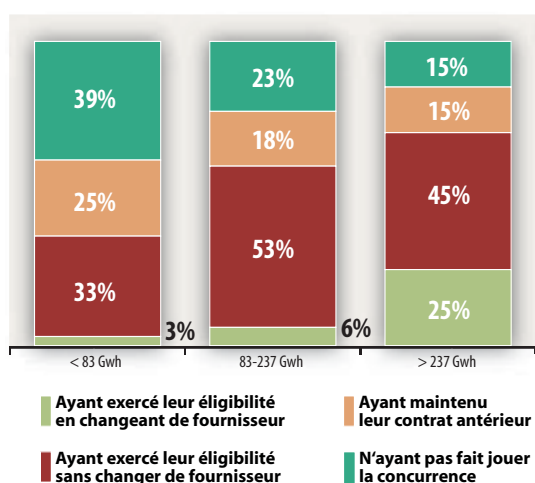
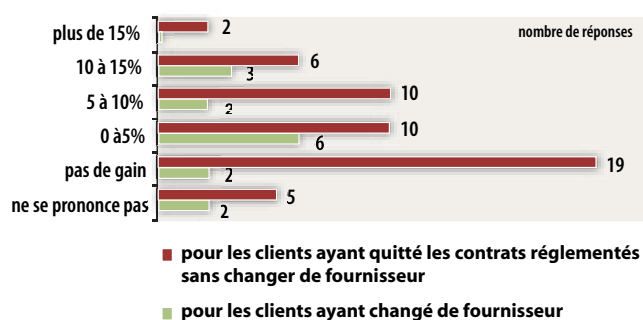


Figure 19 : Gain de prix obtenu pour les industriels ayant quitté les contrats à prix réglementés



III La CRE : régulateur du marché français du gaz

1 Des obstacles majeurs au bon fonctionnement du marché du gaz en France ont été levés en 2004 et début 2005

1. Les programmes de mise à disposition temporaire de gaz dans le sud de la France ont été réalisés

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.

La CRE a veillé à ce que les conditions des ventes aux enchères soient 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 le 22 octobre 2004. Les 12 lots mis en vente 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 et Gas Natural.

Huit sociétés ont participé aux enchères organisées par Total le 27 octobre 2004. Seuls 5 des 10 lots mis en vente ont été acquis, par EDF et Iberdrola, au prix de réserve fixé par Total. Total a vendu de gré à gré le reste des quantités prévues, début 2005, à Distrigaz.

Les livraisons de gaz ont commencé le 1^{er} janvier 2005. Le suivi de l'ouverture du marché dans le sud de la France permettra

de vérifier l'impact effectif des programmes de mise à disposition temporaire de gaz sur le bon fonctionnement du marché du gaz dans cette zone.

2. Les accords Total - Gaz de France ont été mis en œuvre

La CRE a demandé en janvier 2003, dès qu'elle a été chargée de la régulation du marché gazier, le dénouement des participations conjointes de Gaz de France et de Total dans la CFM et GSO. Un protocole d'accord entre Gaz de France et Total a été signé en novembre 2003.

Les accords entre Total et Gaz de France, qui font suite à ce protocole, ont été signés le 17 octobre 2004 et ont pris effet le 1^{er} janvier 2005. A cette date, Total a pris 100% de GSO et Gaz de France 100% de la CFM. A l'issue de cette opération :

- les activités de négoce de Gaz de France et Total sont totalement séparées : une partie du portefeuille commercial de la CFM et la totalité de celui de GSO ont été transférées à Total Energie Gaz (TEGAZ), filiale de commercialisation de gaz naturel de Total ;
- l'organisation du transport de gaz en France a été simplifiée et rationalisée : les infrastructures de la CFM ont été intégrées à celles de Gaz de France et la frontière entre les réseaux de Gaz de France Réseau Transport et de TIGF a été redéfinie.

Les accords prévoient également que Total prendra une participation de 30% dans le futur terminal méthanier de Fos Cavaou (Fos 2). Gaz de France Réseau Transport et TIGF se coordonneront pour réaliser sur l'artère de Guyenne les investissements nécessaires à l'entrée du gaz d'Espagne et garantir le transport du gaz en provenance du futur terminal méthanier de Fos Cavaou.

Ces accords constituent une étape importante pour le développement de la concurrence sur le marché gazier français. Ils permettent :

- une concurrence effective entre Total et Gaz de France sur tout le territoire, alors qu'auparavant certaines zones étaient desservies par des filiales communes de commercialisation ;
- une simplification de la tarification du transport de gaz en France, avec la suppression de deux zones d'équilibrage.

3. Un accès négocié des tiers aux stockages a été instauré

A. L'accès négocié des tiers aux stockages est inscrit dans la loi

La loi du 9 août 2004 a instauré un accès négocié des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel, transposant ainsi la directive du 26 juin 2003, qui laissait le choix aux Etats membres entre un accès régulé (tarifs et modalités d'accès fixés par un régulateur indépendant) et un accès négocié (tarifs et conditions générales d'accès fixés par les opérateurs). Auparavant, les nouveaux fournisseurs ne disposaient pas d'un droit d'accès direct aux stockages.

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

La loi impose à tous les fournisseurs actifs sur le marché français de détenir du gaz en stock avant l'hiver, en fonction :

- des autres moyens de flexibilité dont le fournisseur dispose ;
- des caractéristiques de la clientèle de chaque fournisseur.

La loi prévoit également le transfert des capacités de stockage au nouveau fournisseur en cas de changement de fournisseur par un client. Les modalités d'application de ces dispositions seront définies par un décret.

B. Les opérateurs ont publié des offres de stockage et des règles provisoires d'allocation des capacités de stockage

Gaz de France et TIGF sont les seuls opérateurs de stockage en France. Gaz de France est gestionnaire de treize stockages répartis sur l'ensemble du territoire à l'exception du Sud-Ouest. TIGF est gestionnaire de deux sites dans le Sud-Ouest. Gaz de France a publié, en avril 2004, ses tarifs et conditions générales d'accès aux stockages et, le 28 décembre 2004, des règles provisoires d'allocation des capacités de stockage.

TIGF a publié, en octobre 2004, ses propres tarifs et conditions générales d'accès aux stockages et, le 1^{er} avril 2005, des règles provisoires d'allocation des capacités de stockage.

Les règles d'allocation des capacités de stockage publiées par les opérateurs sont provisoires, elles seront définies par des décrets ministériels prévus par la loi du 9 août 2004.

Gaz de France définit, pour chaque consommateur final, un droit de stockage en fonction de son profil de consommation annuelle. Les consommateurs finals sont classés suivant 12 profils. Le droit de stockage d'un fournisseur dans une zone d'équilibrage, égal à la somme des droits de stockage de ses clients dans cette zone, est ensuite réparti par groupement de stockages.

Pour TIGF, la notion de profil n'est pas utilisée et le droit de stockage d'un fournisseur est calculé directement en fonction de ses souscriptions de capacités de transport et d'un niveau normatif de flexibilité de ses approvisionnements.

Les règles provisoires mises en place par les deux opérateurs sont donc fondées sur des principes différents. En outre, la définition du portefeuille de clients à prendre en compte pour calculer les droits de stockage n'est pas précisée, ce qui peut poser des problèmes pour les fournisseurs dont l'activité commerciale se développe rapidement.

Enfin, le mécanisme de rétrocession des capacités par l'ancien fournisseur n'est pas encore décrit et les droits de l'ancien fournisseur ne sont pas explicités.

C. La CRE a demandé aux opérateurs d'améliorer leurs offres de stockage

Après avoir auditionné tous les acteurs concernés, la CRE a effectué, du 15 décembre 2004 au 14 janvier 2005, une consultation publique sur les tarifs et les conditions générales d'accès aux stockages de Gaz de France et de TIGF.

La CRE a publié, le 16 février 2005, la synthèse des réponses à cette consultation publique, ainsi qu'une communication demandant aux opérateurs une série d'améliorations à apporter avant le 1^{er} avril 2005 et portant sur quatre thèmes :

- amélioration des conditions générales d'utilisation des stockages, notamment en permettant, au plus tard en 2006, la mise en place d'un marché secondaire des capacités séparées ;
- amélioration des tarifs d'utilisation des stockages, en supprimant ou réduisant fortement les termes fixes et le prix des inversions de sens ;
- simplification des offres ;
- renforcement de la transparence, par la publication des capacités totales, des capacités disponibles et des flux quotidiens.

Les capacités de stockage sont vendues sous forme de triplets, regroupant capacité d'injection, capacité de soutirage et volume de stockage. La CRE demande qu'une partie de la capacité d'injection ou de la capacité de soutirage ou du volume de stockage soit vendue séparément lorsque des triplets restent invendus.

Au total, la CRE a communiqué une liste de 21 améliorations à apporter aux offres d'accès aux stockages. Gaz de France est concerné par l'ensemble des améliorations demandées et TIGF par une partie d'entre elles.

D. Gaz de France et TIGF ont amélioré leurs offres

A la suite de la communication de la CRE, les opérateurs ont annoncé, fin février 2005, des améliorations de leurs offres de stockage, appliquées pour la plupart à compter du 1^{er} avril 2005.

Gaz de France a :

- réduit le préavis de démarrage des contrats de 3 à 1 mois ;
- réduit de moitié certains termes fixes (terme de gestion des offres de base, terme de gestion des options, terme de cession) ;
- transformé en terme proportionnel, avec un plancher, le terme d'inversion de sens et augmenté le nombre d'inversions gratuites de 9 à 18 (24 pour le groupement Salins Sud) ;
- réduit le nombre contractuel des jours de maintenance sur certains groupements (Picardie, Ile-de-France Sud et Salins Sud...).

Par ailleurs, Gaz de France autorise désormais les contrats pluriannuels, la revente des capacités liées entre utilisateurs et les ventes de gaz en stock entre utilisateurs.

Gaz de France a publié les quantités mensuelles stockées et les capacités disponibles à partir du 7 mai 2005, en plus des capacités totales déjà affichées. TIGF publie uniquement les capacités disponibles.

TIGF a réduit le préavis de démarrage des contrats de 6 semaines à 1 mois.

Les autres améliorations demandées par la CRE n'ont pas encore été mises en œuvre par les opérateurs.

Encadré 5 : Les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » adoptées par les opérateurs au niveau européen

Les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » (*Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators* ou GGPSSO) adoptées par les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel en Europe sont entrées en vigueur, pour la plupart, le 1^{er} avril 2005 et sont applicables aux opérateurs français, Gaz de France et TIGF.

Ces règles prévoient, en préambule, que les autorités de régulation nationales concernées vérifient que le fonctionnement de l'accès des tiers aux stockages donne des résultats équivalents dans le cas de l'accès négocié ou régulé en termes de non discrimination, transparence et concurrence.

Offres de stockage

Les règles de bonne pratique précisent que les offres de stockage doivent porter sur l'ensemble des capacités techniques des installations, à l'exclusion des capacités utilisées pour des activités de production, ainsi que des installations exclusivement réservées aux gestionnaires de réseau de transport dans l'accomplissement de leurs tâches. Toute restriction à l'accès des tiers d'une partie de la capacité de stockage doit être approuvée ou contrôlée par l'autorité de régulation nationale concernée.

Les opérateurs de stockage doivent proposer aux utilisateurs une offre complète, en tenant compte des contraintes techniques et de l'utilisation efficace des stockages, qui comprend :

- des services standards : offres liées de capacité d'injection, de capacité de soutirage et de volume de stockage (triplets) avec possibilité d'injecter et de soutirer du gaz sans contrainte de date de démarrage et sans coût supplémentaire non justifié ;
- d'autres services qui doivent être mis en place au plus tard le 1^{er} avril 2006 : des capacités vendues sous forme séparée (capacité d'injection ou capacité de soutirage ou volume de stockage), en complément des offres liées, au moins pour la capacité disponible au début du cycle annuel ; des services journaliers ; des services interruptibles.

Transparence et non discrimination

Les règles de bonne pratique demandent la publication :

- des règles d'allocation de capacité de stockage,
- des méthodes de calcul des capacités disponibles,
- des principales conditions commerciales,
- des règles applicables au marché secondaire de capacités de stockage,
- des capacités techniques totales, des capacités disponibles, des capacités souscrites,
- des flux hebdomadaires,
- des historiques de taux d'utilisation.

Si l'opérateur de stockage considère qu'il ne peut publier des informations qu'il perçoit comme commercialement sensibles, il doit le notifier à l'autorité de régulation nationale concernée.

Il est précisé que les données relatives aux capacités et aux flux doivent toujours être publiées lorsque le stockage est utilisé par trois utilisateurs ou plus.

Marchés secondaires

Les règles de bonne pratique prévoient la mise en place de marchés secondaires de capacités. Les opérateurs de stockage doivent permettre aux utilisateurs de s'échanger des triplets ou des capacités séparées sur le marché secondaire, et ce, dès le 1^{er} avril 2005. Le transfert des droits de propriété doit être possible au plus tard le 1^{er} avril 2006 (la date limite peut être reportée au 1^{er} décembre 2006 si des investissements informatiques lourds sont nécessaires).

2 L'évolution des tarifs réglementés de vente du 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 concernent deux clientèles différentes :

- les consommateurs domestiques, n'étant pas éligibles, constituent un marché captif ;
- les consommateurs professionnels n'ayant pas encore 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.

1. Les tarifs réglementés doivent refléter les coûts

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel doivent refléter les coûts des opérateurs. Ceci pour éviter toute subvention croisée entre la clientèle captive et le marché ouvert à la concurrence, pour permettre le développement de la concurrence sur le marché ouvert et pour ne pas fausser la concurrence entre énergies.

Dans ses avis, la CRE analyse les coûts supportés par les opérateurs (coûts d'approvisionnement et autres coûts : transport, distribution, stockage et frais commerciaux).

Depuis juin 2004, les avis de la CRE sur les mouvements des tarifs de vente réglementés ont été suivis par le Gouvernement, à l'exception de l'avis du 9 novembre 2004 relatif au mouvement des tarifs en distribution publique.

A. Les évolutions tarifaires liées au coût d'approvisionnement en gaz

a. Les tarifs de vente en distribution publique

Les tarifs de vente réglementés évoluent suivant des formules tarifaires reflétant les coûts d'approvisionnement des contrats d'importation à long terme, qui comportent des clauses d'indexation sur les prix des produits pétroliers.

La hausse de 1,5 €/MWh en moyenne (soit 5,2%) des tarifs en distribution publique, lors du mouvement du 15 novembre 2004, n'a reflété que partiellement l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz naturel des opérateurs, qui aurait dû se traduire par une hausse de 3 €/MWh en moyenne (soit 10,4%).

Dans son avis du 9 novembre 2004, la CRE a pris acte de la volonté du Gouvernement de ne répercuter que partiellement la hausse des coûts d'approvisionnement, pour une courte période, pour les tarifs concernant essentiellement des clients non éligibles.

Elle a émis un avis défavorable pour les autres tarifs, pour lesquels elle a estimé que l'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz aurait dû être intégralement répercutée, compte tenu des risques pour Gaz de France et les entreprises locales de distribution, et pour le fonctionnement du marché.

Ce mouvement des tarifs de vente en distribution publique en novembre 2004 a conduit à un décrochage de ceux-ci par rapport aux coûts d'approvisionnement en gaz, sans rattrapage à ce jour.

b. Les tarifs à souscription

Gaz de France a proposé, lors du mouvement des tarifs à souscription du 1^{er} avril 2005, un changement de la formule d'évolution trimestrielle de son coût moyen d'approvisionnement en gaz conduisant à une hausse de 0,33 €/MWh par rapport à l'ancienne formule.

Gaz de France n'ayant pas fourni les éléments permettant de vérifier que la nouvelle formule d'indexation reflète l'évolution de son portefeuille de contrats à long terme d'approvisionnement, la CRE a rendu un avis défavorable, qui a été suivi par le Gouvernement. Gaz de France a donc déposé un nouveau barème sur la base de l'ancienne formule tarifaire.

B. Les autres évolutions tarifaires demandées par les opérateurs

Gaz de France et GSO (puis TEGAZ à partir du 1^{er} avril 2005) ont également demandé à plusieurs reprises des hausses des tarifs de vente réglementés liées à des coûts autres que les coûts d'approvisionnement. La CRE a rendu ses avis sur ces

demandes après analyse des éléments justificatifs fournis par les opérateurs.

Gaz de France a demandé des réajustements liés à la hausse du coût moyen de transport pour alimenter les clients aux tarifs à souscription : une hausse de 0,1 €/MWh au 30 juin 2004 et une hausse de 0,25 €/MWh au 1^{er} avril 2005. Pour la première demande, la CRE a rendu un avis favorable. En revanche, pour la deuxième, un avis défavorable a été rendu, considérant que seule une hausse de 0,08 €/MWh était justifiée pour le tarif STS.

GSO a demandé également plusieurs réajustements à la hausse pour couvrir l'évolution de ses coûts. Après avoir analysé en détail l'évolution des coûts de cet opérateur, la CRE a rendu un avis défavorable pour l'augmentation de 0,3 €/MWh proposée pour l'ensemble des tarifs à souscription de GSO lors du mouvement d'octobre 2004. En revanche, elle a donné un avis favorable à deux réajustements successifs de 0,3 €/MWh du tarif M (qui concerne les entreprises locales de distribution du Sud-Ouest), le 1^{er} janvier et le 1^{er} avril 2005.

Tous les avis de la CRE ont été suivis par le Gouvernement.

2. Les perspectives d'évolution des tarifs réglementés doivent être clarifiées

Les acteurs du marché ont besoin de visibilité sur les perspectives d'évolution des tarifs réglementés, qu'il s'agisse des consommateurs désirant exercer leur éligibilité ou de nouveaux fournisseurs désirant entrer sur le marché français.

A. Le cadre d'évolution des tarifs de vente en distribution publique doit être rationalisé

Les modalités d'évolution des tarifs en distribution publique étaient, pour les années 2001 à 2003, définies dans le contrat Etat - groupe entre l'Etat et Gaz de France, arrivé à échéance le 31 décembre 2003. Dans son avis du 15 novembre 2004, la CRE a souligné l'absence de cadre contractuel pour l'évolution des tarifs réglementés de vente en distribution publique.

Un contrat de service public est actuellement en cours de négociation entre l'Etat et Gaz de France pour la période 2005-2007.

Par ailleurs, il est nécessaire, dans la perspective de l'ouverture du marché aux clients domestiques le 1^{er} juillet 2007, que les tarifs en distribution publique suivent désormais régulièrement l'évolution des coûts d'approvisionnement. En effet, une répercussion insuffisante des coûts d'approvisionnement peut avoir des conséquences graves, en termes de risques financiers pour les opérateurs, de discrimination entre catégories de clients et de distorsion de concurrence entre énergies :

- amélioration artificielle de la compétitivité du gaz par rapport au fioul domestique ;
- limitation de l'ouverture du marché à la concurrence, en diminuant l'attrait de l'éligibilité et en freinant l'entrée des nouveaux fournisseurs ;
- création d'un décalage en niveau entre les tarifs à souscription et les tarifs en distribution publique entraînant une discrimination, toutes choses égales par ailleurs, entre les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et ceux raccordés au réseau de distribution.

B. La disparition des tarifs de vente réglementés applicables aux industriels (dits « tarifs à souscription ») doit être envisagée

Les tarifs à souscription concernaient, à l'origine, les 4 000 plus gros consommateurs de gaz français. Près de la moitié de ces clients ont déjà exercé leur éligibilité et quitté ces tarifs réglementés.

Le maintien des tarifs à souscription, qui sont péréqués géographiquement sur le réseau de transport principal alors que le tarif d'utilisation du réseau de transport ne l'est pas, constitue un frein au développement du marché concurrentiel. En effet, les clients bénéficiaires de la péréquation géographique des tarifs à souscription n'ont aucune incitation à quitter ces tarifs.

Encadré 6 : 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 sans les identifier :

- 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.

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.

Trois fournisseurs appliquent des tarifs à souscription :

- Gaz de France dont le barème comprend deux tarifs principaux : le tarif STS concernant les clients raccordés au réseau de transport et le tarif S2S s'appliquant aux clients raccordés au réseau de distribution ;
- la CFM avec un tarif H non saisonnalisé ;
- TEGAZ dont le barème comprend quatre tarifs : le tarif M s'appliquant aux entreprises locales de distribution, le tarif F concernant les industriels à consommation faible ou irrégulière, le tarif R relatif aux autres industriels et le tarif H s'appliquant à la clientèle de la CFM reprise par TEGAZ à la suite de l'accord intervenu le 17 octobre 2004 entre Total et Gaz de France, relatif au dénouement de leurs participations conjointes dans la CFM et dans GSO.

Les tarifs en distribution publique : ils concernent l'ensemble des clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an.

Les tarifs en distribution publique de Gaz de France représentent environ 96% des ventes, et ceux des entreprises locales de distribution de gaz naturel, environ 4%.

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 7 : La formule d'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Les tarifs à souscription sont révisés 4 fois par an (1^{er} janvier, 1^{er} avril, 1^{er} juillet et 1^{er} octobre), selon une formule dite «3-1-3»⁽¹⁾, tandis que les tarifs en distribution publique évoluent 2 fois par an (1^{er} mai et 1^{er} novembre), selon une formule dite «6-0-6»⁽²⁾.

Les mouvements des tarifs à souscription sont proposés par les opérateurs et sont applicables directement dès lors que le Gouvernement, après avoir recueilli l'avis de la CRE, ne s'y oppose pas. Les évolutions des tarifs en distribution publique sont décidées par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, pris après avis de la CRE.

Les formules d'évolution des tarifs dépendent de deux éléments principaux :

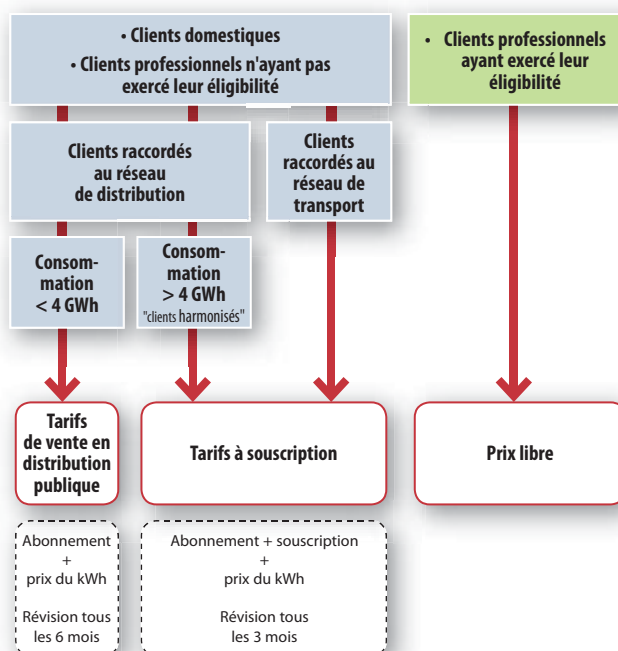
- les coûts d'approvisionnement de Gaz de France, dans le cadre de ses contrats à long terme, fondés sur les variations du prix des produits pétroliers et du taux de change entre le dollar et l'euro ;
- les charges internes à Gaz de France, hors coût d'approvisionnement en gaz.

La formule d'évolution des tarifs en distribution publique comprend également un terme reflétant les dépenses de Gaz de France pour les opérations de qualité et de sécurité des installations intérieures.

(1) La formule 3-1-3 est calculée sur les mois N-4, N-3 et N-2 pour s'appliquer les mois N, N+1 et N+2

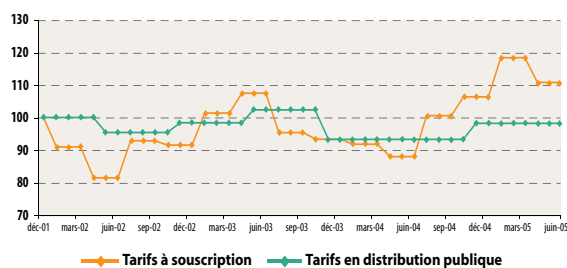
(2) La formule 6-0-6 est calculée sur les mois de N-6 à N-1 pour s'appliquer les mois de N à N+5

Figure 20 : Tarifs réglementés de vente de gaz naturel



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

	Tarifs en distribution publique	Tarifs à souscription
Janvier 2002		- 8,9 %
Avril 2002		- 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 %
Mai 2005	Pas de mouvement	

Evolution moyenne en pourcentage (base 100 : décembre 2001)


3 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.

La procédure de validation des propositions tarifaires faites par la CRE s'est révélée jusqu'à présent très longue, de sorte que les quatre tarifs proposés par la CRE à ce jour ont tous été mis en application par les opérateurs concernés avant leur publication au Journal officiel.

Pour le transport et la distribution, cette procédure a évolué. Le décret du 27 mai 2005 réduit 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.

Les clauses de force majeure et de plafonds de responsabilité continuent à poser problème.

1. Les réseaux de transport

La CRE a proposé, le 24 juillet 2003, ses premiers tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2004, pour une durée de 12 à 18 mois. Ces tarifs sont entrés en vigueur officiellement par décret du 21 septembre 2004 après avoir été mis en œuvre par les opérateurs de transport, de leur propre initiative, à compter du 1^{er} juillet 2004.

A. La proposition tarifaire du 27 octobre 2004

La CRE a proposé le 27 octobre 2004 de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport. Malgré un retour d'expérience limité sur les premiers tarifs, une nouvelle proposition tarifaire était nécessaire pour prendre en compte les changements apparus dans le paysage gazier français :

- la modification des périmètres des réseaux de transport de Gaz de France et de TIGF, à la suite de la signature, le 17 octobre 2004, des accords entre Gaz de France et Total, qui pré-

voient notamment le dénouement de leurs participations conjointes dans GSO et la CFM. Cette opération, effective depuis le 1^{er} janvier 2005, a entraîné la disparition d'un opérateur de transport, la CFM, et permis la suppression de deux zones d'équilibrage ;

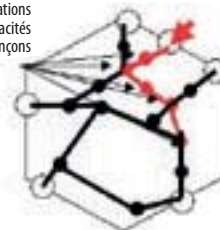
- la filialisation, au 1^{er} janvier 2005, des gestionnaires de réseaux de transport : création des filiales Gaz de France Réseau Transport pour Gaz de France, et TIGF pour Total ;

Encadré 9 : Les différentes méthodes de tarification du transport du gaz

Tarification « à la distance » : elle consiste en l'identification d'un trajet tarifaire entre le point d'entrée du gaz et le point de livraison, faisant l'objet de réservations sur chaque tronçon de ce trajet tarifaire.

- Avantage : reflet des coûts sur le trajet contractuel ;
- Inconvénients : effet distance défavorable aux nouveaux entrants ne disposant que d'un point d'entrée sur le territoire, complexité des réservations de capacités, difficultés à créer des points d'échange de gaz.

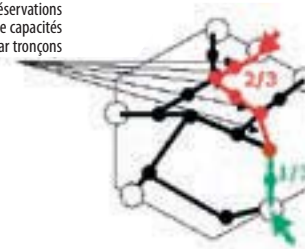
Réservations de capacités par tronçons



Tarification « à la distance pondérée » : il s'agit d'une variante de la tarification précédente. Le principe reste la réservation des capacités par tronçon, l'effet distance étant atténué (« pondéré ») par la prise en compte partielle de la distance du point de livraison au point d'entrée le plus proche, qui alimente physiquement le point de livraison. Le prix payé par un expéditeur résulte donc d'une moyenne pondérée (1/3, 2/3 par exemple) des prix calculés par application du tarif kilométrique sur le trajet contractuel puis sur le trajet « physique ».

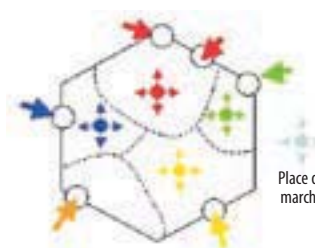
- Avantage : limitation de l'effet distance ;
- Inconvénients : pondération de l'effet distance limitée, complexité des réservations de capacités, difficultés à créer des points d'échange de gaz.

Réservations de capacités par tronçons



Tarification entrée - sortie : réservation de capacités d'entrée et de sortie sans prise en compte des flux physiques entre ces points (méthode retenue par la France).

- Avantage : ce système génère moins de contraintes pour les expéditeurs. Le gaz une fois entré, peut être librement échangé, ce qui permet le développement de places de marché ;
- Inconvénient : le gestionnaire de réseau doit assurer la livraison du gaz à tous les points de sortie, quel que soit le schéma d'approvisionnement choisi par les fournisseurs. Cela implique notamment que le réseau n'ait pas de congestion interne. Lorsque des congestions internes existent, le réseau doit être découpé en « zones d'équilibrage » parfaitement fluides. Dans ce cas, la tarification est dite entrée - sortie multi-zonale.



Place de marché

Tarification « timbre poste » : cette structure tarifaire est un cas particulier du système entrée - sortie dans lequel un tarif unique est appliqué pour l'injection et le soutirage sur tout le territoire.

- Avantage : simplicité du système tarifaire ;
- Inconvénients : mauvais reflet des coûts (l'acheminement sur de courtes distances « subventionne » l'acheminement sur de longues distances) ; le cas des transits pose des problèmes.

Tarifs d'acheminement identiques

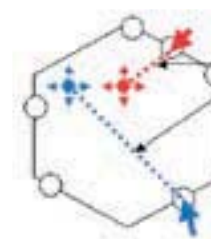
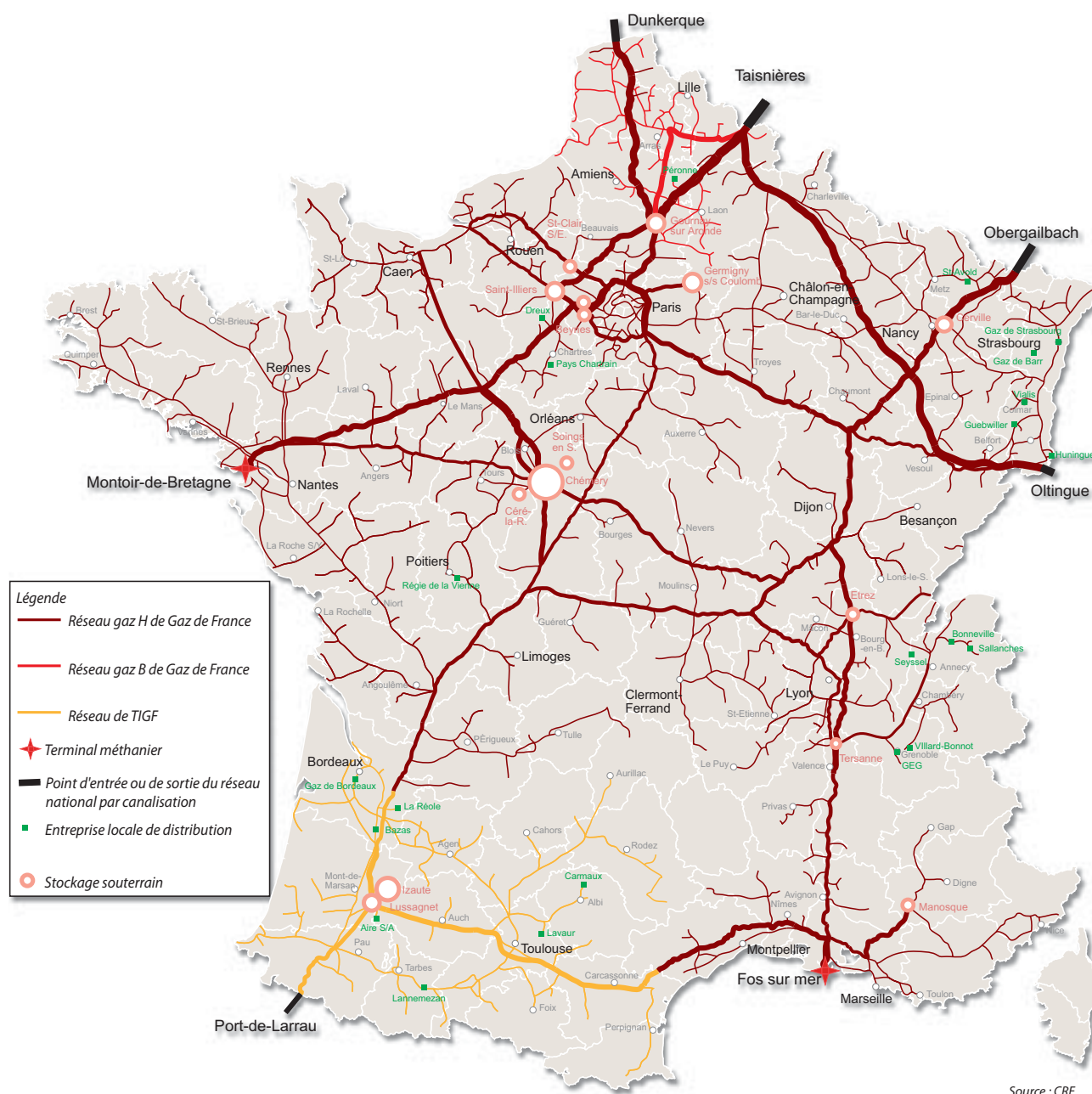


Figure 21 : Réseaux de transport de gaz naturel, terminaux méthaniers, stockages souterrains et entreprises locales de distribution



Source : CRE

- la nécessité de créer des marchés secondaires de capacités de transport et d'introduire la possibilité de réservations quotidiennes de capacités, conformément aux « règles de bonne conduite pour l'accès des tiers aux réseaux de transport » adoptées lors du Forum de Madrid en septembre 2003. 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, comprend d'autres améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz :

- la structure d'ensemble des tarifs est simplifiée : suppression des deux zones d'équilibrage de la CFM, fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B de Gaz de France Réseau Transport, réduction de 48 à 41 du nombre de zones de sortie du réseau principal de Gaz de France Réseau Transport et suppression du terme de quantité dans le tarif de Gaz de France Réseau Transport ;

- le schéma d'interconnexion tarifaire des réseaux de TIGF et Gaz de France Réseau Transport comprend deux liaisons tarifaires, entre le réseau de TIGF et les zones Ouest et Sud

de Gaz de France Réseau Transport. Ce schéma permet de faire apparaître des capacités annuelles fermes commercialisables entre les réseaux de Gaz de France Réseau Transport et TIGF, ce qui n'était pas le cas auparavant ;

- le groupement de stockages « Centre », qui comprend notamment le stockage de Chémery, est accessible directement depuis les zones d'équilibrage Sud et Ouest de Gaz de France Réseau Transport ;
- deux nouveaux points d'interconnexion avec le réseau espagnol ont été créés sur le réseau de TIGF, à Larrau, qui était auparavant exclusivement réservé pour les transits de gaz vers l'Espagne, et à Biriadou, où une nouvelle canalisation sera mise en service en 2005 ;
- le terme fixe de livraison a été modifié de façon à réduire les barrières à l'entrée pour les fournisseurs desservant des clients de petite taille en distribution publique.

Ces tarifs, conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2005 pour une durée de 12 à 18 mois, ont été établis, comme les précédents, en prenant en considération, d'une part, les charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux et installations avec les gains de productivité escomptés et, d'autre part, les charges de capital (amortissement et rémunération des biens utilisés au titre de l'activité de transport).

Par ailleurs, la loi du 9 août 2004 a institué une « contribution tarifaire acheminement » (CTA), s'appliquant aux utilisateurs des réseaux de transport et de distribution et destinée à assurer le financement des droits spécifiques de retraites dus aux personnels relevant du régime des industries électriques et gazières (IEG).

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport proposés par la CRE le 27 octobre 2004 tiennent compte de la réduction des charges de retraites qu'entraîne, pour Gaz de France Réseau Transport, l'entrée en vigueur de la CTA le 1^{er} janvier 2005. Ils sont entrés officiellement en vigueur par décret du 27 mai 2005.

B. L'allocation de capacités et la transparence

La diversité des durées de souscription de capacités de transport a nécessité la définition de règles de priorité entre les différents types de souscription aujourd'hui accessibles aux expéditeurs. Il est en effet possible de réaliser des souscrip-

tions de capacités annuelles à préavis long (supérieur à 6 mois), annuelles à préavis court (entre 1 et 6 mois), mensuelles et quotidiennes. Ces capacités sont fermes ou, le cas échéant, interruptibles.

Les principes généraux d'allocations de capacités sur les réseaux de transport ont été définis par la CRE dans sa proposition tarifaire du 27 octobre 2004. Ils ont pour objectif principal d'éviter tout refus d'accès en cas de changement de fournisseur d'un client existant :

- sur le réseau régional et en sortie du réseau principal, les capacités correspondantes sont transférées automatiquement au nouveau fournisseur ;
- aux points d'interface avec les stockages, les capacités correspondantes sont attribuées automatiquement en fonction des capacités de stockage souscrites ;
- sur le réseau principal, le système des capacités restituables a été maintenu et ses modalités d'application définies.

Les règles générales de souscription des différents types de capacités ont été précisées :

- les souscriptions annuelles à préavis long sont, pour Gaz de France Réseau Transport, limitées à 80% des capacités fermes annuelles commercialisables. Ce seuil reste à déterminer pour TIGF ;
- les capacités mensuelles sont commercialisées entre quinze jours et un mois avant le début des livraisons, le préavis maximum étant porté à deux mois pour les points d'entrée Fos et Montoir. Au minimum, 25% des capacités fermes mensuelles existantes doivent être réservées pour les souscriptions mensuelles ;
- les capacités quotidiennes sont commercialisées entre le 16 du mois précédent et la veille du jour de livraison.

La définition et la publication des règles détaillées de gestion et d'allocation de capacités de transport sont du ressort des opérateurs.

Dans ce cadre, Gaz de France Réseau Transport a publié ses règles d'allocation de capacités de transport le 13 décembre 2004, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Un document regroupant l'ensemble des règles d'allocation de capacités sur le réseau de TIGF a été publié le 27 avril 2005.

Les capacités commercialisables, souscrites et disponibles sont désormais publiées sur 10 ans par Gaz de France Réseau Transport pour son réseau.

Encadré 10 : Calcul du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport

La CRE détermine le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux en prenant en compte les charges d'exploitation et les charges de capital des opérateurs de réseaux.

Calcul du niveau des charges d'exploitation :

Le niveau de ces charges a été arrêté en fonction des données des comptes dissociés 2003, des hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2004-2005 communiquées par les opérateurs, ainsi que des résultats de la procédure d'audit des comptes dissociés 2002, concernant Gaz de France.

La proposition tarifaire du 27 octobre 2004 a pris en compte les éléments suivants :

- la réforme du régime de retraite des industries électriques et gazières (IEG), en transférant le financement d'une partie des charges de retraite sur les consommateurs finals, via l'instauration d'une taxe sur l'acheminement, a eu pour effet de diminuer, à due concurrence, le niveau des charges couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux ;
- les flux financiers liés à la convention signée entre Gaz de France et Total à la suite de l'accord de dénouement du 17 octobre 2004 pour l'utilisation par Gaz de France Réseau Transport du réseau de transport de TIGF ;
- les charges de sécurisation et de renforcement de réseaux.

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 valeur initiale de la base d'actifs régulés (BAR) retenue par la CRE a été déterminée, en valeur nominale au 1^{er} juillet 2002, à partir de la valeur fixée par la commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

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. Ainsi, dans le cadre de la proposition tarifaire du 27 octobre 2004, il a été tenu compte des évolutions courantes intervenues entre le 1^{er} juillet 2002 et le 1^{er} janvier 2005. Il a également été tenu compte des changements de périmètre liés à l'accord intervenu entre Gaz de France et Total le 17 octobre 2004, qui a, notamment, conduit à intégrer des actifs de la CFM dans la BAR de Gaz de France Réseau Transport et des actifs de Gaz de France Réseau Transport dans la BAR de TIGF.

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 50 ans pour les canalisations, 30 ans pour les dispositifs de compression, de détente et 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. La CRE a décidé de différencier les taux de rémunération, selon qu'ils sont destinés à rémunérer les actifs existants ou de nouveaux investissements. Il s'agit d'inciter les opérateurs à réaliser non seulement les investissements nécessaires à l'entretien, au renouvellement et à l'extension du réseau de transport, mais aussi à effectuer des investissements permettant d'améliorer le fonctionnement du marché.

Le taux de rémunération des actifs est de :

- 7,75% réel avant impôt, pour les actifs mis en service avant le 31 décembre 2003 ;
- 9% réel avant impôt, pour les actifs mis en service après le 31 décembre 2003 ;
- 12% réel avant impôt, pour une période de 5 à 10 ans, pour certaines catégories d'investissements qui sont de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, notamment par la création de nouveaux points d'entrée sur le réseau national ou par la décongestion du réseau.

C. Les décisions sur les investissements à taux majorés

Pour établir ses propositions tarifaires pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz, la CRE a retenu un taux de rémunération de 7,75% réel avant impôt pour les actifs existant au 1^{er} janvier 2004, et de 9% pour les investissements réalisés après cette date.

Elle a également prévu que, pour certains investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, le taux de rémunération des actifs soit porté de 9 à 12% pendant une durée de 5 à 10 ans.

En 2004, la CRE a été saisie de deux demandes de rémunération à taux majoré pour les projets de construction d'une station de compression à Cuvilly (Oise) par Gaz de France

Réseau Transport et de construction d'une interconnexion France-Espagne par TIGF (projet Euskadour phase 1).

a. La station de compression à Cuvilly (Oise)

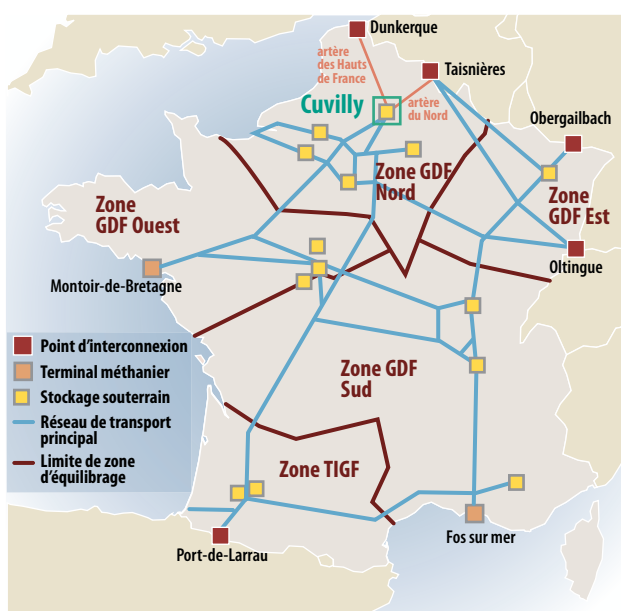
Pour ce projet, Gaz de France Réseau Transport a demandé à la CRE un taux de rémunération de 12% sur une période de 10 ans.

Cette nouvelle station de compression se situera à la jonction de l'artère du Nord en provenance de Taisnières et de l'artère des Hauts de France en provenance de Dunkerque (figure 22).

Elle permettra d'utiliser simultanément les capacités maximales aux points d'entrée de Taisnières et de Dunkerque et d'augmenter les capacités fermes commercialisables sur les liaisons entre les zones d'équilibrage Nord, Ouest et Est.

La CRE a décidé que ce projet entrait dans le cadre des projets pouvant bénéficier d'un taux de rémunération de 12% pendant 5 ans. Néanmoins, cet accord est conditionné à la réalisation de l'ensemble du programme d'investissements permettant la suppression des zones d'équilibrage Est et Ouest au plus tard en janvier 2009.

Figure 22 : Implantation d'une nouvelle station de compression à Cuvilly (Oise)



Source : CRE

b. Le projet Euskadour phase 1

Pour ce projet, TIGF a demandé à la CRE un taux de rémunération de 12% sur une période de 10 ans.

Le projet Euskadour (figure 23) est une canalisation permettant de relier le terminal méthanière de Bilbao aux stockages de Lussagnet et d'Izaute. La phase 1 du projet consiste en une canalisation de 28 km reliant Irun (Espagne) à Arcangues (Pyrénées Atlantiques).

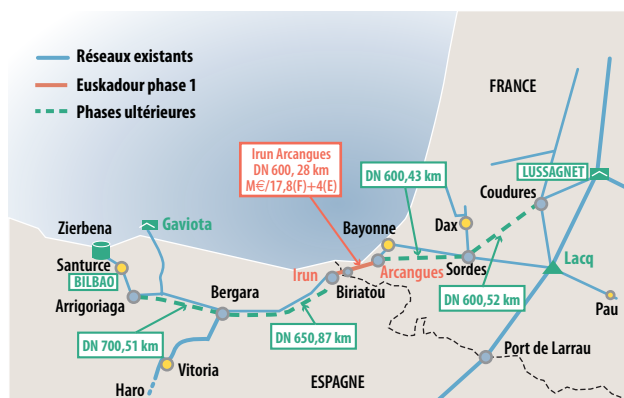
Cette canalisation crée une nouvelle interconnexion avec l'Espagne et permettra de sécuriser l'alimentation de la région de Bayonne.

La CRE a décidé que ce projet entrait dans le cadre des projets pouvant bénéficier d'un taux de rémunération de 12% sur une période de 5 ans qui sera portée à 10 ans en cas de réalisation de l'ensemble de la liaison Bilbao-Lussagnet (Euskadour phase 2).

2. Les réseaux de distribution

La CRE a proposé, le 24 décembre 2003, ses premiers tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz, conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} juillet 2004, pour une durée de 12 à 18 mois. Ces tarifs sont entrés en vigueur officiellement le 1^{er} janvier 2005, en application du décret du 11 janvier 2005 et de l'arrêté du 14 janvier 2005, après avoir été mis en œuvre par les opérateurs de distribution (Gaz de France et 22 entreprises locales de distribution), de leur propre initiative, à compter du 1^{er} juillet 2004.

Figure 23 : Projet Euskadour



Source : TIGF

L'ouverture du marché du gaz aux professionnels s'est ainsi réalisée, le 1^{er} juillet 2004, sans cadre réglementaire pour les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

Après un an d'application de ces tarifs, aucune difficulté majeure n'a été signalée à la CRE. Toutefois, un point lié au cadre réglementaire devra être réglé : la loi du 9 août 2004 prévoit, dans son article 50, une période transitoire permettant de conserver, lors de l'entrée en vigueur de la CTA, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, conçus avant la réforme des retraites des agents relevant du régime des IEG. La parution de l'arrêté tarifaire postérieure au 1^{er} janvier 2005, date limite prévue de la période transitoire, soulève des difficultés pour l'application de la CTA. Il est souhaitable que la loi soit modifiée, *a posteriori*, pour retarder cette date limite au 1^{er} février 2005.

3. Les terminaux méthaniers

Les terminaux méthaniers de Montoir et Fos Tonkin (Fos 1) sont gérés par la direction des grandes infrastructures de Gaz de France.

Le terminal méthanier de Fos Tonkin peut regazéifier jusqu'à 65 TWh de gaz par an. En 2004, il a reçu 123 navires méthaniers et regazéifié 39 TWh de gaz.

Le terminal méthanier de Montoir peut regazéifier jusqu'à 123 TWh de gaz par an. En 2004, il a reçu 96 navires et regazéifié 81 TWh de gaz.

Gaz de France, en 2004, a importé 120 TWh de gaz par le biais des terminaux méthaniers, soit un peu moins du quart de la consommation française. Cette part a baissé en raison de la perte de capacités de liquéfaction des installations de Sonatrach à Skikda (Algérie), à la suite de l'accident survenu le 19 janvier 2004.

A. Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers proposé par la CRE est appliqué depuis le 1^{er} juillet 2004

Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers a été proposé au Gouvernement par la CRE le 24 juillet 2003 et il est entré en vigueur par décret du 21 septembre 2004. Entre-temps, le gestionnaire des terminaux l'a appliqué à partir du 1^{er} juillet 2004.

Il améliore les conditions pour les cargaisons *spot*⁽¹⁾ en réduisant le coût d'accès au terminal. A l'exception d'une cargaison *spot* débarquée à Fos en mai 2005 par Total, le seul utilisateur des terminaux méthaniers est Gaz de France.

Une première raison à cela est la difficulté pour un nouveau fournisseur, dont la part de marché est limitée, de trouver des débouchés pour placer tout le gaz correspondant à une cargaison dans un délai compatible avec les capacités de stockage de GNL des terminaux méthaniers.

La conjoncture explique aussi en partie cette situation. Le GNL, en 2004, s'est vendu beaucoup plus cher aux Etats-Unis qu'en Europe. Les cargaisons *spot* sont allées, par conséquent, vers les terminaux américains.

Enfin, en ce qui concerne le terminal de Fos Tonkin, seul un petit nombre de navires, d'un tonnage plus faible que les méthaniers standards, peut y accéder.

B. La règle d'allocation des capacités et les données de réservation et d'utilisation des terminaux sont désormais publiées

Le gestionnaire des terminaux méthaniers a publié le 27 décembre 2004, avec entrée en vigueur immédiate, une règle d'allocation des capacités de regazéification. Ce document introduit les dispositions suivantes :

- possibilité de souscrire des capacités pluriannuelles (les capacités pluriannuelles peuvent concerner la totalité des capacités des terminaux, aucune capacité n'est réservée pour les souscriptions de court terme) ;
- allocation selon le principe « premier arrivé – premier servi » (le demandeur doit justifier d'un contrat d'approvisionnement en GNL cohérent avec la demande de capacités de regazéification) ;
- mécanisme de *use it or lose it* prévu par le gestionnaire de terminal en cas de congestion, si un utilisateur possède des capacités notablement sous-utilisées et a refusé de les remettre sur le marché au tarif en vigueur ou un prix supérieur et ne peut justifier, par ses contrats d'importation à venir, la nécessité de conserver ces capacités.

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

(1) Cargaisons achetées hors contrats de long terme.

Le gestionnaire des terminaux méthaniers publie, depuis le 4 mai 2005, les capacités pluri-annuelles totales et une fourchette de pourcentage pour les capacités pluri-annuelles disponibles (tableau 7).

Tableau 7 : Capacités pluri-annuelles publiées par Gaz de France pour les terminaux méthaniers

	Montoir		Fos Tonquin (Fos I)	
	Capacité totale en TWh par an	Capacité disponible	Capacité totale en TWh par an	Capacité disponible
2005	123	entre 15 et 20%	68 (*)	0%
2006	123	entre 5 et 10%	83 (*)	0%
2007	123	entre 20 et 25%	74 (*)	moins de 5%
2008	123	entre 30 et 35%	65	entre 5 et 10%
2009	123	entre 30 et 35%	65	entre 5 et 10%
2010	123	entre 20 et 25%	65	entre 20 et 25%
2011	123	entre 20 et 25%	65	entre 20 et 25%
2012	123	entre 20 et 25%	65	entre 20 et 25%
2013	123	entre 20 et 25%	65	entre 20 et 25%
2014	123	entre 20 et 25%	65	entre 30 et 35%
2015	123	entre 30 et 35%	65	
2016	123	entre 30 et 35%	65	
2017	123	entre 30 et 35%	65	
2018	123	entre 30 et 35%	65	
2019	123	entre 30 et 35%	65	
2020	123	entre 30 et 35%	65	
2021	123	entre 45 et 50%	65	

(*) Capacités conditionnées à un projet d'équipement en cours

Source : Gaz de France Direction des grandes infrastructures – 4 mai 2005.

La CRE a demandé à Gaz de France de publier aussi les capacités souscrites.

Le terminal de Montoir peut, dès aujourd'hui, accueillir de nouveaux expéditeurs sur le long terme. Le terminal de Fos Tonkin pourra en accueillir dès que Gaz de France utilisera le nouveau terminal de Fos Cavaou et libérera des capacités de l'ancien terminal. La réception de cargaisons spot est toutefois possible sur ce terminal, la première ayant été réalisée en mai 2005.

Dans les deux cas, les nouveaux expéditeurs devront être informés précisément sur les règles opérationnelles concernant l'utilisation de ces installations destinées à accueillir plusieurs utilisateurs : coordination des arrivées de bateaux, utilisation mutuelle des cuves de GNL, partage de la capacité d'émission font partie des règles à expliciter.

La CRE a demandé au gestionnaire des terminaux de publier rapidement des règles transparentes, qui renforceront la confiance des nouveaux entrants.

4 Les engagements de Gaz de France et Total vis-à-vis de la Commission européenne

1. Les engagements de Gaz de France dans le cadre du dossier Marathon

Dans le cadre du règlement du dossier Marathon (encadré 4 p. 19), Gaz de France a pris, le 30 avril 2004, des engagements auprès de la Commission européenne concernant des mesures relatives à l'accès à ses infrastructures. Ces mesures sont à mettre en œuvre avant le 1^{er} juillet 2007, à l'exception de l'engagement relatif à la réduction du nombre de zones d'équilibrage qui devra être effectif avant le 1^{er} janvier 2009.

Les principaux engagements sont :

- la réduction à 2 du nombre de zones d'équilibrage sur le réseau de Gaz de France Réseau Transport ;
- une offre de conversion de gaz H en gaz B commercialisée par Gaz de France Réseau Transport ;
- des conditions d'accès aux terminaux méthaniers plus favorables pour les cargaisons *spot* ;
- un programme de mise à disposition temporaire de gaz dans la zone Sud.

D'autres engagements concernent la transparence, le traitement des demandes d'accès aux infrastructures et la gestion des congestions.

L'ensemble des engagements pris par Gaz de France peut être considéré aujourd'hui comme tenu, à l'exception de la gestion des congestions, Gaz de France Réseau Transport n'ayant pas encore mis en place la règle de type « *use it or lose it* », permettant de réaffecter les éventuelles capacités souscrites mais non utilisées.

2. Les engagements de Total dans le cadre de l'accord Total-Gaz de France

Dans le cadre de l'approbation par la Commission européenne, le 8 octobre 2004, de la reprise par Total de certains actifs de Gaz de France et de la CFM, le groupe Total s'est engagé à mettre en œuvre des règles améliorant l'accès des tiers à ses infrastructures gazières (réseau de transport et stockages souterrains).

Les principaux engagements sont :

- l'instauration de marchés secondaires de capacités de transport et de stockage ;

- la définition de règles d'allocation de capacités de transport et de stockage, dont une règle de « *use it or lose it* » en cas de congestions liées à une sous-utilisation des capacités ;
- la publication des capacités de transport et de stockage ;
- la mise en place d'un service d'équilibrage journalier dans le cadre des offres de stockage.

La mise en œuvre de ces engagements est prévue au plus tard le 1^{er} avril 2005.

5 L'ouverture du marché des professionnels au 1^{er} juillet 2004 et les travaux du Groupe de Travail Gaz 2004 (GTG 2004)

Initiés en avril 2003, les travaux du GTG 2004 continuent de mobiliser, sous l'égide de la CRE, des représentants de l'ensemble des parties concernées par l'ouverture du marché du gaz aux professionnels :

- gestionnaires de réseaux de transport (Gaz de France Réseau Transport, TIGF) ;
- gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France Réseau Distribution et le SPEGNN) ;
- fournisseurs de gaz (les directions négoce et commerciale de Gaz de France, TEGAZ, UPRIGAZ, EDF Branche Commerce) ;
- clients (UNIDEN, FG3E, MEDEF, CGPME, FNSEA, Assemblées des chambres consulaires, Groupe Energie de l'AITF) ;
- l'AFG ;
- la DIDEME.

Ces travaux se sont concrétisés par la mise en place d'un ensemble de procédures, schémas contractuels et dispositifs d'échanges d'informations, opérationnels dès les premiers mouvements effectués dans le cadre de l'ouverture du marché à l'ensemble des professionnels.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, le bon fonctionnement global de ce nouveau cadre a pu être vérifié. Les clients qui le souhaitaient ont exercé leur éligibilité et changé de fournisseur. Six fournisseurs alternatifs ont signé des contrats d'acheminement avec les GRD et livrent leurs clients sur les réseaux de distribution comme de transport.

Le groupe plénier du GTG 2004 s'est réuni six fois depuis juillet 2004 pour statuer sur les propositions émanant des groupes de travail. Parmi les 5 groupes de travail initialement créés au lancement du GTG 2004, trois ont été appelés à poursuivre

leurs travaux au-delà du 1^{er} juillet 2004, pour examiner le retour d'expérience de l'ouverture aux clients professionnels et faire les propositions d'amélioration :

- en matière d'élaboration des procédures et schémas contractuels ;
- concernant le système de profilage et la gestion de l'acheminement ;
- en matière d'adaptation des systèmes d'information et de leurs interfaces.

En réponse à la demande de certains acteurs, un groupe de travail spécifique a été créé pour élaborer la procédure définissant le cadre des livraisons aux points d'interface du transport et de la distribution (PITD), qui permettra à un expéditeur sur le réseau de distribution de ne pas prendre en charge lui-même l'acheminement sur le réseau de transport, mais de s'appuyer pour cela sur un expéditeur sur ce réseau.

Un groupe de travail composé de fournisseurs a élaboré, en concertation avec les représentants des chambres consulaires, une charte qui vise à garantir aux petits clients éligibles (artisans, PME/PMI,...) des pratiques commerciales éthiques. Cette charte est proposée à la signature des fournisseurs autorisés, qui peuvent s'en prévaloir dans leur communication. Un comité de suivi paritaire fournisseurs-clients sera créé pour suivre l'application de la charte et la faire évoluer au fil du temps.

En complément, la CRE a développé une action directe de communication : actualisation et enrichissement de son site internet, traitement personnalisé des appels téléphoniques, des messages électroniques et courriers, participation à de nombreuses réunions d'information organisées par des organismes professionnels de clients industriels, du secteur tertiaire ou de collectivités locales.

6 Les audits des comptes dissociés des opérateurs gaziers intégrés

1. La comptabilité dissociée des opérateurs gaziers intégrés

A. Les principes de dissociation comptable

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. La CRE veille à ce que les règles d'imputation, les

périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre activités ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

B. Les nouvelles obligations 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.

Cette séparation comptable consiste à extraire du périmètre « autres activités liées au gaz naturel » les activités de fourniture, pour les scinder en deux autres périmètres : activités de fourniture aux clients éligibles, d'une part, activités de fourniture aux clients non éligibles, d'autre part. La clientèle non éligible a été définie comme la clientèle résidentielle. Ont été considérés comme clients éligibles tous les autres clients, qu'ils aient fait jouer ou non leur éligibilité.

A la date de publication du présent rapport, Gaz de France n'avait pas encore officiellement présenté à la CRE ses propositions relatives à la séparation comptable de ses activités de fourniture.

2. L'audit des opérateurs gaziers

Au cours de l'année 2004, la CRE a procédé à l'audit des comptes dissociés de Gaz de France et de ceux des entreprises locales de distribution ayant établi des comptes séparés au titre de l'année 2002, qui ont servi de base à la proposition tarifaire du 24 décembre 2003 : Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Vialis (Colmar), Gédia (Dreux), service municipal gaz et eau de Guebwiller, Gaz de Barr et Générale des Eaux (Huningue- St Louis-Héguenheim-Village Neuf).

En outre, la CRE a entrepris, depuis février 2005, la vérification de la bonne application, par TIGF, des principes de séparation comptable qu'elle a approuvés le 23 octobre 2003.

L'objectif de l'examen des comptes dissociés est de s'assurer de la correcte imputation des charges à chacune des activités séparées, afin de garantir qu'aucune de ces activités ne bénéficie de subventions croisées et que les tarifs d'acheminement reflètent les coûts des activités de réseaux.

A. L'audit de Gaz de France

L'examen des comptes dissociés de l'exercice 2002 a conduit la CRE à demander à Gaz de France de réaffecter des éléments

d'actif et de passif incorrectement répartis entre les activités dissociées et de modifier des clés de répartition de charges d'exploitation.

Certaines charges ont fait l'objet d'un traitement particulier. Ainsi, les charges de structures centrales induites par la fonction « approvisionnement en gaz » et affectées à l'activité de négoce ont été évaluées forfaitairement à 30 % du total des charges de structures centrales imputables à cette activité. Il a été considéré qu'une part, représentant au maximum 10% des charges de communication, marketing, mécénat, parrainage, pouvait être imputée aux activités régulées.

Le total des rectifications opérées sur le bilan 2002 s'est monté à 73 M€ et le total des réaffectations de charges des activités régulées vers les autres activités s'est élevé à 210 M€.

B. L'audit des entreprises locales de distribution

L'examen des comptes dissociés a permis de procéder à trois types d'ajustements :

- quelques ajustements bilantiels pour ceux des opérateurs qui ont produit des bilans dissociés ;
- des réaffectations de charges d'exploitation, portant principalement sur la répartition entre les activités de gestion de réseau et de commercialisation des charges de « support » ou sur l'imputation de certains frais commerciaux ;
- des corrections destinées à éviter la double comptabilisation de certaines charges dans le tarif d'accès au réseau.

Par ailleurs, la CRE a constaté qu'au titre de l'année 2003, les obligations de séparation comptable n'ont été que partiellement, voire pas du tout, respectées par les opérateurs.

Pour les plus importants, la dissociation a été faite de manière extra-comptable, après la clôture des comptes, alors que la tenue de la comptabilité dissociée doit être assurée au même rythme que celui de la comptabilité générale. S'agissant du bilan, la séparation reste souvent embryonnaire. Un seul opérateur a présenté des comptes dissociés au titre de l'année 2003 et a produit un bilan séparé.

La CRE a donc rappelé les dispositions de la loi du 3 janvier 2003, qui imposent à tous les opérateurs de tenir chaque année des comptes dissociés.

Les principes de séparation comptable proposés par les entreprises locales de distribution ont été transmis, pour avis, au Conseil de la concurrence qui, à la date de publication du présent rapport, ne s'était pas encore prononcé.

7 Les avis de la CRE sur les textes réglementaires

1. Le décret relatif à la mise en œuvre de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz

La CRE a été saisie, le 1^{er} décembre 2004, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre délégué à l'industrie, d'un projet de décret pris en application de l'article 18 de la loi du 9 août 2004, qui institue et fixe les conditions d'assiette, de taux et de recouvrement d'une CTA sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.

Cette contribution vise à assurer le financement des droits spécifiques de retraite acquis au 31 décembre 2004 et dus aux personnels relevant du régime des IEG qui sont, ou ont été, en fonction dans les activités régulées des entreprises relevant de ce régime.

Dans son avis du 2 décembre 2004, la CRE a demandé que le montant de la contribution tarifaire figure sur les factures des consommateurs finals. Elle a également souligné que le dispositif créé par la loi du 9 août 2004 ne prend pas pleinement en compte les spécificités du secteur du gaz naturel. Enfin, la CRE a observé que le projet de décret entraîne des différences de traitement entre consommateurs de gaz et soulève des difficultés d'application pour les fournisseurs.

Le décret du 14 février 2005, relatif à la mise en œuvre de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz, a été publié au Journal officiel du 15 février 2005, ainsi que l'avis de la CRE.

2. L'arrêté relatif au taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel

La CRE a été saisie, le 20 avril 2005, par le ministre délégué à l'industrie, d'un projet d'arrêté pris pour l'application de l'article 18 de la loi du 9 août 2004 précité, relatif à la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.

Les taux de la contribution tarifaire sont les suivants :

- 10 % pour les prestations de transport d'électricité ;

- 20,4 % pour les prestations de distribution d'électricité ;
- 5,3 % pour les prestations de transport de gaz naturel ;
- 15,7 % pour les prestations de distribution de gaz naturel.

La CRE a émis, le 28 avril 2005, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté. Elle estime notamment nécessaires :

- la correction de la répartition des droits annuels à financer entre les activités d'EDF d'une part, et entre les activités de Gaz de France d'autre part ;
- la déduction des droits à financer de la quote-part des fonds externalisés ou provisionnés financée par les activités régulées d'EDF et de Gaz de France ;
- le changement des taux de la contribution tarifaire impliqué par ces corrections et ces déductions ;
- la révision des fourchettes de taux prévues à l'article 18-V de la loi du 9 août 2004 ;
- la mention du taux et du montant de la contribution tarifaire sur la facture de tous les consommateurs finals.

L'arrêté du 26 mai 2005 relatif au taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel a été publié au Journal officiel du 31 mai 2005, ainsi que l'avis de la CRE.

3. Le projet de décret relatif aux dérogations pour l'accès à certaines infrastructures gazières

La CRE a été saisie, le 2 décembre 2004, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et par le ministre délégué à l'industrie, d'un projet de décret qui définit la procédure de dérogation au principe général de l'accès des tiers aux infrastructures gazières.

Ce dispositif, prévu par l'article 22 de la directive européenne du 26 juin 2003 et transposé par la loi du 9 août 2004, a pour objectif de favoriser le développement de nouvelles infrastructures gazières. Il permet aux investisseurs de déroger au principe général d'accès des tiers, sous réserve que les nouveaux investissements contribuent au renforcement de la concurrence dans la fourniture de gaz et à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, et ne puissent être réalisés à des conditions économiques acceptables sans cette dérogation.

Ce dispositif est déjà utilisé au Royaume-Uni. Dans ce pays, des demandes officielles de dérogation ont été déposées

auprès d'Ofgem, l'autorité de régulation, pour 5 projets :

- trois concernent des terminaux méthaniers ;
- un ouvrage d'interconnexion avec un réseau de transport ;
- un stockage souterrain.

Ofgem a accordé deux dérogations formelles, d'une durée de 20 et 25 ans, et deux autres dérogations informelles, l'une de 20 ans et l'autre de 15 ans.

La CRE a remis aux ministres son avis sur le projet de décret le 22 décembre 2004.

A la date de rédaction de ce rapport, le décret et l'avis de la CRE n'ont pas été publiés.

4. Les textes liés aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport

La CRE a été saisie, le 10 janvier 2005, par le ministre délégué à l'industrie, d'un projet de décret relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

La CRE a remis son avis aux ministres le 13 janvier 2005.

Le décret du 27 mai 2005, relatif aux règles de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, a été publié au Journal officiel du 29 mai 2005, ainsi que l'avis de la CRE.

Outre les règles de tarification, ce décret décrit la nouvelle procédure de décision des ministres consécutive à une proposition tarifaire de la CRE pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Il prévoit que les tarifs proposés par la CRE entrent en vigueur dès leur approbation par les ministres concernés. Cette approbation est acquise à l'échéance d'un délai de 2 mois à compter de la date de réception de la proposition complète de la CRE par les ministres, à moins que l'un des ministres n'y ait fait opposition dans ce délai.

Ce décret institue également ce mode de décision pour les propositions tarifaires de la CRE pour l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel en modifiant le décret du 11 janvier 2005 cité ci-dessous.

L'arrêté du 27 mai 2005 définit les zones d'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz ont été publiés dans l'avis du 27 mai 2005.

5. Le décret cadre sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

Le décret du 11 janvier 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz

naturel a pour objet de définir les éléments d'assiette nécessaires au calcul des tarifs, de permettre l'entrée en vigueur juridique de la proposition tarifaire de la CRE du 24 décembre 2003 et de déterminer les procédures de fixation des futurs tarifs.

L'avis de la CRE du 30 juin 2004 a été publié au Journal officiel du 14 janvier 2005.

Les amendements demandés par la CRE ont été repris dans la version finale du décret.

6. Le projet de décret-cadre sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers

La CRE a été saisie, le 4 mars 2005, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre délégué à l'industrie, d'un projet de décret relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié.

La CRE a remis son avis aux ministres le 23 mars 2005.

A la date de rédaction de ce rapport, le décret et l'avis de la CRE n'ont pas été publiés.

7. Les prescriptions techniques

Conformément au décret du 15 juin 2004, les opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz et les gestionnaires de stockage et de terminaux méthaniers, ont publié sur leurs sites internet, dans les délais prévus, des projets de prescriptions techniques. Celles-ci doivent permettre d'assurer l'interopérabilité des réseaux et ne permettre aucune discrimination dans les conditions d'accès à ceux-ci.

Les projets ont été élaborés en concertation entre tous les opérateurs, offrant ainsi une garantie d'homogénéité des spécifications sur le territoire national. Ils se réfèrent, chaque fois que possible, aux spécifications élaborées par EASEE-gas⁽¹⁾, ce qui permet une interopérabilité des réseaux européens.

La CRE a analysé en détail ces projets et transmis ses remarques. Elle a encouragé les utilisateurs du réseau à faire de même, en particulier en ce qui concerne les conditions de livraison garanties par les spécifications.

Très peu de remarques ont été faites par les utilisateurs du réseau et le processus de validation des prescriptions se poursuit.

(1) EASEE-gas est une association ayant pour but de développer et de promouvoir la simplification et la rationalisation des échanges physiques et commerciaux de gaz en Europe. Elle regroupe les principales entreprises gazières européennes.

8 Les codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux

1. Le contexte réglementaire

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution établissent un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Les gestionnaires de réseaux énumèrent, dans ce programme, les obligations spécifiques imposées aux employés (encadré 11).

La loi du 9 août 2004, qui transpose la directive, prévoit que les gestionnaires de réseaux réunissent dans un code de bonne conduite les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers aux réseaux. Les gestionnaires de réseaux de transport publient chaque année un rapport sur l'application de ce code et l'adressent à la CRE. Les gestionnaires de réseaux de distribution adressent le code à la CRE. La CRE publie chaque année un rapport sur le respect des codes de bonne conduite.

Sont concernés par la mise en place d'un code de bonne conduite, les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients, soit Gaz de France Réseau Transport, TIGF, Gaz de France Réseau Distribution, Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg.

2. L'élaboration des codes de bonne conduite

Les codes de bonne conduite ont été établis de manière indépendante par les gestionnaires, ce qui n'a pas interdit qu'ils échangent sur leurs pratiques, entre eux ou avec la CRE.

Les codes de bonne conduite de Gaz de France Réseau Transport, TIGF, Gaz de Strasbourg, Gaz de Bordeaux et du distributeur Gaz de France ont été transmis à la CRE.

Les codes ne se limitent pas aux mesures d'organisation interne prévues par la loi mais appliquent celle-ci de manière large. En particulier, ils se réfèrent aux clauses de la directive non transposées en droit français.

Les codes s'intègrent dans l'organisation générale des gestionnaires et en particulier dans leurs systèmes de management et dans leurs politiques qualité.

Tous les codes ont été mis en application au deuxième trimestre 2005. Le code de bonne conduite du distributeur Gaz de France est en ligne sur son site depuis le mois de mars.

3. Le contenu des codes de bonne conduite

Les engagements pris dans les codes s'articulent autour de trois thèmes : l'accès aux infrastructures, la protection des informations commercialement sensibles et des mesures d'ordre général.

A. L'accès aux infrastructures

L'accès aux infrastructures passe par une offre commerciale transparente et non discriminatoire. Doivent être publiés : les procédures relatives aux demandes d'acheminement et à la mise à disposition d'informations, les contrats type, ainsi que la manière dont sont enregistrées et gérées les réclamations. Les gestionnaires de réseau de transport, doivent de plus publier les demandes de réservation, les règles d'allocation de capacités et le traitement des congestions. La CRE demande aux opérateurs de s'engager à ne pas mettre de lien privilégié vers un fournisseur dans leurs sites internet et à ne pas inciter les clients à choisir un fournisseur particulier. Ainsi, le distributeur Gaz de France donne aux clients qui le demandent la liste des fournisseurs qui se sont inscrits sur le site de la CRE.

B. La protection des informations commercialement sensibles

La loi du 3 janvier 2003 dispose que chaque opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de gaz naturel liquéfié préserve la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale. Il doit également porter à la connaissance de la CRE les mesures prises pour assurer leur confidentialité. La liste des informations concernées a été fixée par le décret du 18 février 2004.

Dans les codes de bonne conduite adressés à la CRE figurent des éléments relatifs à l'organisation mise en place pour préserver les informations commercialement sensibles.

Les entreprises locales de distribution autres que Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg n'ont rien transmis, à ce jour, soit que leur taille réduite rende difficile une séparation entre les deux activités, soit que l'inachèvement de la mise en place de bases de données indépendantes rende illusoire d'autres mesures de protection de ces données.

La Direction des Grandes Infrastructures de Gaz de France, intégrée à la direction Transport jusqu'en décembre 2004, a mis en place des règles propres depuis sa création, début 2005.

Les codes de bonne conduite des gestionnaires de réseau intègrent les dispositions relatives à la protection des informations commercialement sensibles. La bonne application des règles sera ainsi vérifiée dans le cadre du suivi de l'application du code par le service désigné pour cette fonction au sein du gestionnaire de réseau et par la CRE.

C. Les mesures d'ordre général

Les codes mettent en œuvre des programmes d'information à l'attention du personnel et en particulier des nouveaux employés. Des actions de sensibilisation et de formation aux notions de non discrimination sont mises en place auprès des agents des gestionnaires de réseau.

Gaz de France Réseau Transport a mis en place une commission chargée d'examiner les départs hors de l'entreprise. Le distributeur Gaz de France et TIGF prévoient de mettre en place une doctrine relative aux changements de poste de leurs agents. Les autres distributeurs n'ont encore rien prévu dans ce domaine. La mobilité entre directions ou entreprises d'un même groupe devrait être gérée au niveau du groupe.

La CRE a demandé que les codes présentent en détail l'organisation du contrôle de l'application des mesures qu'ils prévoient et qu'ils désignent les responsables du code, de sa mise en œuvre et de son évolution.

Encadré 11 : Article 9.2 de la directive gaz du 26 juin 2003

« Les critères minimaux à appliquer pour garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport [...] sont les suivants :

- a) les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée de gaz naturel qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de distribution et de fourniture de gaz naturel ;
- b) les mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance ;
- c) le gestionnaire de réseau de transport dispose de pouvoirs de décision suffisants, indépendamment de l'entreprise intégrée de gaz en ce qui concerne les éléments d'actif nécessaires pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau. Ceci ne devrait pas empêcher l'existence de mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer que les droits de supervision économique et la gestion de la société mère sur le rendement des actifs d'une filiale, réglementé indirectement en vertu de l'article 25, paragraphe 2, soient préservés. En particulier, la présente disposition permet à la société mère d'approuver le plan financier annuel du gestionnaire de réseau de transport, ou tout document équivalent, et de plafonner globalement le niveau d'endettement de sa filiale. En revanche, elle ne permet pas à la société mère de donner des instructions au sujet de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne des décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de conduites de transport qui n'excèdent pas les limites du plan financier qu'elle a approuvé ou de tout document équivalent ;
- d) le gestionnaire de réseau de transport établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Ce programme énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que cet objectif soit atteint. La personne ou l'organisme chargé du suivi du programme d'engagements présente tous les ans un rapport décrivant les mesures prises à l'autorité de régulation visée à l'article 25, paragraphe 1. Ce rapport est ensuite publié. »

(nota : l'article 25.2 précise que les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution doivent permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux.)

IV Le programme de travail

1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

Selon les termes de la directive, l'application des codes de bonne conduite doit « faire l'objet d'un suivi approprié ». Le rapport annuel de la CRE sur l'application des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux, prévu par la loi du 9 août 2004, sera publié en fin d'année 2005.

La CRE continuera à suivre la mise en place des systèmes d'information permettant de séparer les données utilisées par les fournisseurs de gaz et les gestionnaires de réseau au sein des entreprises locales de distribution. Dès que cette séparation sera effective, il sera demandé aux entités concernées de présenter l'ensemble du dispositif mis en place pour protéger la confidentialité des informations commercialement sensibles.

2 Le retour d'expérience

La montée en puissance progressive de l'exercice de l'éligibilité, de l'entrée de fournisseurs alternatifs sur le marché de la distribution, des changements de fournisseurs par les clients professionnels notamment les petits clients profilés (artisans, PME/PMI,...), conduit à une adaptation continue des procédures mises en place en 2004. Le retour d'expérience de l'ouverture du 1^{er} juillet 2004 n'est donc pas achevé et occupera une large partie du programme de travail de la CRE en 2005-2006.

La mise à niveau des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de Gaz de France comme des

entreprises locales de distribution est un impératif également fondamental, qui fait et continuera à faire l'objet de toute l'attention de la CRE. Les systèmes d'information contribuent à accroître la fluidité des échanges (condition nécessaire pour faire face à l'ouverture du marché de masse) et à assurer, pour les utilisateurs du réseau, les conditions d'une gestion optimale de l'acheminement.

Le retour d'expérience portera sur deux grands thèmes :

- **l'adéquation et la robustesse des processus nécessaires au bon fonctionnement du marché.** Décrits et partagés par l'ensemble des parties prenantes, ces processus subissent désormais l'épreuve de la réalité. Des besoins de correction ou simplement de clarification, apparaissent en ce qui concerne les procédures, les schémas contractuels ou les outils comme le profilage et les systèmes d'information. C'est l'objet de la poursuite des travaux des différents groupes de travail du GTG 2004. Pour caler au mieux ces travaux et mesurer par la suite les progrès accomplis, une enquête périodique sera effectuée auprès d'un panel de clients finals. Elle mesurera la progression du degré d'information des clients sur les marchés, l'évolution de leurs pratiques en matière de connaissance des offres, de négociation avec les fournisseurs, de changement de fournisseur et leur niveau de satisfaction ;
- **le développement des relations des gestionnaires de réseaux de distribution avec leurs clients-expéditeurs et avec les clients finals,** conduit à préciser certains aspects du suivi de leur activité, concernant par exemple les indicateurs de qualité des prestations ou les modalités de l'extension des réseaux et des conditions de raccordement. Les appels reçus par la CRE depuis le 1^{er} juillet 2004 montrent aussi que le travail d'information et de communication doit être poursuivi par les GRD des sociétés intégrées, pour que les clients qui souhaitent se raccorder fassent mieux la distinction entre les activités régulées et les activités de fourniture de l'énergie. Les progrès attendus de ces travaux contribueront à la préparation de l'ouverture totale des marchés prévue le 1^{er} juillet 2007.

3 La préparation de l'ouverture totale au 1^{er} juillet 2007

Pour préparer l'ouverture totale prévue le 1^{er} juillet 2007, le GTG 2004 est devenu le GTG 2007. Les groupes de travail existants, qui ont été maintenus pour le retour d'expérience de 2004, verront leur domaine de réflexion étendu et d'autres seront créés pour traiter les problèmes spécifiques à la clientèle domestique. De nouveaux fournisseurs intéressés par le marché de masse ont été invités ainsi que des organisations représentatives des consommateurs domestiques.

L'objectif du GTG 2007 est de définir des procédures permettant aux clients qui le souhaitent de changer commodément de fournisseur, garantissant un fonctionnement simple, transparent et non discriminatoire du marché et assurant des relations sécurisées entre les différents acteurs.

Le GTG 2007 a entrepris l'examen des problèmes liés à cette ouverture, à la multiplication des transactions et au fait que celles-ci concerneront des clients le plus souvent peu familiers des mécanismes du marché et de ses acteurs.

Les règles établies pour le gaz devront être cohérentes et homogènes avec celles retenues pour l'électricité, afin que les petits consommateurs habitués, historiquement, en France, à traiter simultanément leurs achats des deux énergies, ne soient pas désorientés.

L'expérience des pays ayant précédé la France dans l'ouverture totale du marché sera prise en compte.

4 La préparation des nouveaux tarifs d'utilisation des infrastructures gazières régulées

1. Les réseaux de distribution

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz appliqués par les opérateurs depuis le 1^{er} juillet 2004 sont conçus pour s'appliquer pendant une période de 12 à 18 mois. La CRE envisage de proposer au Gouvernement de nouveaux tarifs au cours du second semestre 2005 pour une mise en œuvre le 1^{er} janvier 2006.

Ces nouveaux tarifs prendront en compte la réforme du régime de retraite des IEG. En outre, la CRE étudie les avantages et les inconvénients des tarifs pluriannuels de type *price cap* ou *revenue cap*, prenant en compte un objectif d'amélioration de la productivité de chaque opérateur. Une comparaison européenne des GRD est actuellement menée par la CRE afin de déterminer le positionnement des opérateurs français.

2. Les terminaux méthaniers

La CRE prévoit de proposer au Gouvernement en 2005 un nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers, applicable à partir du 1^{er} janvier 2006.

Ce nouveau tarif prendra en compte de nouvelles règles opérationnelles, actuellement en préparation, qui auront pour objectif d'organiser de manière transparente l'utilisation des terminaux par plusieurs expéditeurs et de faciliter l'accès des cargaisons *spot* et des expéditeurs tiers aux terminaux méthaniers.

La CRE étudie les avantages et les inconvénients des tarifs pluriannuels de type *price cap* ou *revenue cap*, prenant en compte un objectif d'amélioration de la productivité.

3. Les réseaux de transport

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz appliqués par les opérateurs depuis le 1^{er} janvier 2005 sont conçus pour s'appliquer pendant une période de 12 à 18 mois.

La CRE proposera de nouveaux tarifs au cours du 1^{er} semestre 2006. Deux orientations sont retenues :

- **l'examen des avantages et des inconvénients** des tarifs pluriannuels de type *price cap* ou *revenue cap*, prenant en compte un objectif d'amélioration de la productivité des opérateurs ;
- **la refonte de la tarification** du réseau de transport régional, dans l'objectif d'améliorer le fonctionnement des interfaces entre les réseaux de transport et de distribution, en conjonction avec les améliorations à apporter au système de profilage.

5 La comparaison des offres d'accès aux stockages en Europe

A la suite de la communication de la CRE du 16 février 2005 sur les offres de stockage (voir p. 35) et de l'entrée en vigueur des « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » au 1^{er} avril 2005, les opérateurs de stockages ont amélioré les conditions d'accès à leurs installations. Toutefois, les améliorations ont porté seulement sur la structure des tarifs et les conditions d'utilisation. Le niveau des tarifs n'a pas été modifié, alors que les nouveaux fournisseurs avaient critiqué aussi ce point dans leurs réponses à la consultation publique de la CRE de décembre 2004 - janvier 2005.

La CRE va lancer une étude sur les principales offres de stockage en Europe (Allemagne, Italie, Pays-Bas et Angleterre) et communiquera son analyse sur le niveau de prix et les services offerts par les opérateurs de stockages français en comparaison de ce qui est disponible dans ces autres pays.

6 Les critères d'investissement des GRD

Dans le cadre de ses travaux sur la fixation des tarifs d'accès des tiers aux infrastructures, la CRE a été amenée à examiner le critère de décision d'investissement utilisé par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) pour le développement de leurs réseaux.

En effet, en application des contrats de concession et des règlements de service des régies, la desserte en gaz est soumise à une exigence de rentabilité qui se traduit par l'obligation faite aux GRD de réaliser un calcul de rentabilité pour chacune de leurs décisions d'extension du réseau. Ce calcul prend en général la forme d'un calcul de valeur actualisée nette rapportée à l'investissement engagé. Afin de répondre aux exigences du nouveau cadre légal et réglementaire qui impose de dissocier les différentes activités, ce critère ne doit désormais prendre en compte que les dépenses et recettes marginales liées à la seule activité de gestion des réseaux de distribution.

La définition du critère de rentabilité peut avoir un impact sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. En effet, les nouveaux investissements réalisés par les GRD sont intégrés dans leur base d'actifs régulés et utilisés pour le calcul des charges de capital à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux. La réalisation d'investissements non rentables entraînerait donc, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation du tarif unitaire d'utilisation des réseaux.

Par ailleurs, ce critère sert à déterminer de manière transparente et non discriminatoire la participation que le gestionnaire de réseaux de distribution doit recevoir du demandeur pour un raccordement.

Les travaux de la CRE ont donc pour objectif de s'assurer que la méthodologie employée par les GRD est suffisamment prudente pour éviter la réalisation d'investissements qui ne seraient pas justifiés économiquement. Ces travaux se fondent, notamment, sur un retour d'expérience attendu d'investissements menées actuellement sur un échantillon d'investissements réalisés par Gaz de France pour l'extension, sur la période 1990-1995, des réseaux de distribution qui lui sont concédés.

7 Les travaux dans le cadre européen

Dans la continuité des travaux qu'elle a effectués concernant « les règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » en Europe (encadré 5 p. 36), la CRE est chargée, avec le régulateur italien, de faire un rapport avant la fin 2005 sur la mise en œuvre par les opérateurs de stockage de ces règles.

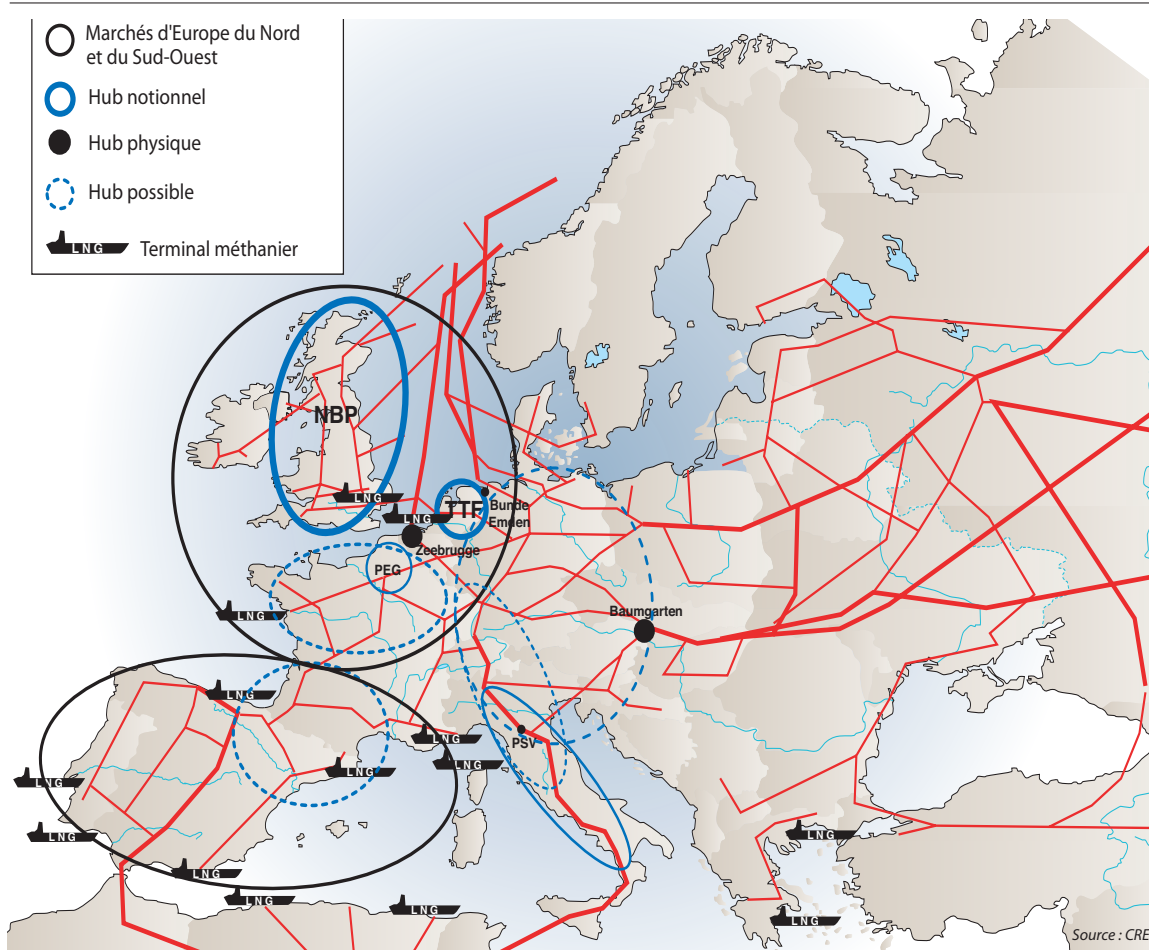
La transparence des capacités disponibles sur les infrastructures gazières et, en particulier, sur le réseau de transport est importante pour le développement de la concurrence. Les opérateurs devront rendre publique la méthodologie de leurs calculs, faire des propositions pour homogénéiser leurs méthodes et publier les capacités disponibles ainsi calculées. La CRE va participer activement à l'enquête menée par

la direction générale concurrence de la Commission européenne sur le fonctionnement du marché gazier en Europe continentale. La direction générale concurrence prévoit de produire un document d'étape avant la fin 2005 et le document final en 2006.

En 2003, la CRE avait réalisé un document pour le compte des

régulateurs européens portant sur les règles à mettre en place pour favoriser le développement des places de marché gazier. Le CEER a confié à la CRE l'élaboration d'un nouveau document portant sur les services offerts sur ces places de marché et sur les mesures destinées à favoriser les transactions entre ces dernières. La figure 24 illustre les différentes places de marché en Europe.

Figure 24 : Places de marché gazier en Europe



))) La régulation du marché de l'électricité

I Les acteurs et les marchés de l'électricité 58

- 1. Les acteurs des marchés européens 58
- 2. Le marché de gros de l'électricité 59
- 3. Le marché de détail 74
- 4. Vers l'ouverture totale des marchés 79

II L'accès aux réseaux publics d'électricité 82

- 1. Le suivi de la qualité par la CRE sur les réseaux publics d'électricité 82
- 2. Les référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité 83
- 3. L'action de la CRE au sein du CEER/ERGEG 84
- 4. L'indépendance des gestionnaires de réseaux publics d'électricité est indispensable à l'ouverture des marchés 85
- 5. Les engagements destinés à garantir l'absence de toute pratique discriminatoire 87
- 6. Les contrats d'accès au réseau de distribution 88
- 7. Le cahier des charges du réseau public de transport d'électricité 89
- 8. Les principes de dissociation comptable 89
- 9. La préparation d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité 90
- 10. L'approbation du programme d'investissements de RTE par la CRE 93
- 11. Un mécanisme d'ajustement efficace et robuste 96
- 12. Les échanges transfrontaliers d'énergie 99

III Le service public de l'électricité dans le marché régulé 108

- 1. Le contenu du service public de l'électricité 108
- 2. Les tarifs de vente réglementés de l'électricité 109
- 3. Le développement des capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements 111
- 4. Les charges de service public de l'électricité 113
- 5. Le recouvrement de la CSPE 115

I Les acteurs et les marchés de l'électricité

1 Les acteurs des marchés européens

1. Une grande variété d'acteurs anime le marché français

Le marché français de l'électricité est constitué d'intervenants actifs sur tout ou partie des domaines suivants : la production, le négoce, et la fourniture pour consommation finale.

La production est assurée par un petit nombre d'acteurs. Il s'agit principalement d'EDF, de la SNET, de la CNR, d'Electrabel France, et de Total. Les petits producteurs d'énergie renouvelable (éolien, cogénération, solaire, etc.) ne participent généralement pas au marché.

En revanche, un très grand nombre d'opérateurs (environ 60) participent à l'activité de négoce (ou *trading*), qui consiste essentiellement à réaliser des arbitrages sur les différents segments du marché de gros qui sont décrits par la suite. Ces acteurs sont principalement des filiales de groupes européens de l'énergie, mais certaines banques sont également présentes. Les plus importants sont EDFT, Electrabel, EGL, RWE Trading, ATEL, Total, Merrill Lynch, Barclays, E.ON V, Nuon, Vattenfall Trading, BKW, Sempra, Endesa Trading, Essent Energy, Verbund, Statkraft...

Les fournisseurs aux clients finals peuvent être classés en trois catégories : les fournisseurs historiques (EDF ainsi que 160 ELD dont les 6 plus importantes sont : Electricité de Strasbourg, Gaz Electricité de Grenoble, SICAE de l'Oise, Sorégies, Régie des Deux Sèvres, Usine et Electricité de Metz) ; les fournisseurs alternatifs ayant pour cible commerciale les petits et moyens sites (Poweo, Direct Energie, Gaz de France,...) ; et les fournisseurs alternatifs ayant pour cible les grands sites de consommation (Electrabel, ATEL, SNET, HEW, Gaselys et Total...).

2. Les principaux acteurs européens mènent des opérations capitalistiques

L'année 2004 est principalement caractérisée par des prises de participation sélectives.

EDF

Le gouvernement français a confirmé son intention d'ouvrir le capital d'EDF d'ici la fin de l'année 2005. La loi du 9 août 2004 autorise l'Etat français à céder, au plus, 30% du capital de l'opérateur historique.

EDF a recentré ses activités sur ses priorités stratégiques. Ceci s'est traduit par un renforcement sur le marché allemand avec l'augmentation en décembre 2004 de la participation détenue dans EnBW à hauteur de 45%. EnBW a par ailleurs acquis 15,05% de MVV Energie, cinquième opérateur en Allemagne et a cédé sa participation dans l'espagnol Hidrocantabrico, quatrième opérateur en Espagne, à Electricidad de Portugal. L'Italie est une des priorités stratégiques d'EDF avec sa participation de 18% dans Italenergia, lui-même actionnaire d'Edison, deuxième opérateur électrique italien, à hauteur de 62%. EDF a récemment obtenu la levée de la limite à 2% de ses droits de vote dans Edison, et a signé un accord avec l'opérateur italien AEM de prendre le contrôle direct d'Edison à 100%. Le capital d'Edison sera réparti à part égale entre EDF et AEM.

En septembre 2004, EDF a vendu sa participation de 2,3% dans Total dont il était le troisième actionnaire.

Enel

L'Etat italien a poursuivi son désengagement de l'opérateur. Ayant déjà cédé 32% d'Enel en 1999 et 6,6% en 2003, le Trésor italien a réduit sa participation de 30% en octobre 2004. Il ne détient plus aujourd'hui que 31,4% du capital de l'opérateur historique italien.

Enel a renforcé ses positions en Europe de l'Est. Enel a acquis en juillet 2004, 51% de deux distributeurs roumains (Electrica Banat et Electrica Dobrogea) représentant environ 20% du marché roumain. En Slovaquie, Enel a acquis 66% de l'opérateur dominant Slovenske Elektrarne.

En novembre 2004, Enel a acquis 5% de Powernext, la bourse française de l'électricité.

Electrabel

Electrabel a renforcé sa position en France, où il détient 49% de la Compagnie Nationale du Rhône, en se portant

acquéreur de 80% de la Société Hydro-Electrique du Midi (producteur hydraulique produisant environ 2 TWh par an), dont il commercialisait l'électricité produite depuis mai 2003. Electrabel a annoncé que l'achat devrait être effectué de manière progressive entre 2005 et 2007.

E.ON

E.ON reste l'un des acteurs les plus actifs en matière d'acquisitions. En janvier 2004, E.ON a renforcé sa position au Royaume-Uni où il est déjà le deuxième producteur et fournisseur. Via sa filiale à 100% Powergen, il a racheté le distributeur anglais Midlands Electricity, faisant d'E.ON le deuxième distributeur du Royaume-Uni. E.ON met en place une stratégie d'expansion en Europe de l'Est. En octobre 2004, E.ON a racheté 67% de deux fournisseurs en Bulgarie, Gorna Oryahovitsa et Varna, représentant environ 25% du marché bulgare. Depuis novembre 2004, E.ON mène des négociations exclusives avec la Roumanie pour l'achat de 51% du distributeur roumain Electrica Moldova (4,1 TWh, 1,3 million de clients).

E.ON a également été très entreprenant dans le secteur du gaz, afin de pouvoir offrir des offres mixtes. E.ON a ainsi signé un accord de coopération avec le russe Gazprom sur la production gazière et électrique en Russie et le développement des infrastructures de distribution et de vente gazière et électrique sur le marché européen.

RWE

En avril 2004, l'électricien allemand a vendu sa participation de 20% dans l'entreprise suisse Motor-Columbus, qui détient 58,5% de l'opérateur suisse Atel. En novembre 2004, RWE a vendu sa participation de 25% dans le producteur italien Elettra.

2 Le marché de gros de l'électricité

1. La concurrence se développe sur le marché de gros français

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 de ces marchés de gros, qui peuvent prendre différentes formes (bourses d'échanges, pools, contrats bilatéraux), sont essentiellement 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 Pownext (PWX Spot et PWX Futures) 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 25).

Au cours de l'année 2004, les volumes de transactions sur le marché de gros français se sont nettement développés : l'énergie échangée entre responsables d'équilibre a ainsi atteint 17,4 TWh en décembre 2004.

Comme le montre la figure 26, les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison en France ont crû de façon régulière au cours des trois dernières années.

Sur le 1^{er} trimestre 2005, le volume total des transactions sur le marché de gros livrées sur la plaque France est estimé à 55 TWh, soit environ 34% des injections ou soutirages sur le réseau électrique français au cours de la période.

La figure 26 illustre également le fait qu'en France, comme dans le reste de l'Europe (sauf sur NordPool, le marché scandinave), les volumes de transactions sur les bourses d'échange restent très limités au regard des volumes échangés entre acteurs. Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue donc de s'effectuer sur le mode du gré à gré, au travers de transactions OTC directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plate-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. Les transactions purement financières, débouclées avant livraison, représentent plusieurs fois le volume livré.

Les contrats, toutes échéances confondues, concernent généralement des produits-types (identiques dans toute l'Europe continentale) : produits base (livraison 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7) et produits pointe (livraison de 08h00 à 20h00 du lundi au vendredi).

Les volumes traités en OTC sont en augmentation sur le début de l'année 2005, pour atteindre 16,4 TWh en moyenne mensuelle au 1^{er} trimestre 2005 (contre 15,5 TWh sur le dernier trimestre 2004).

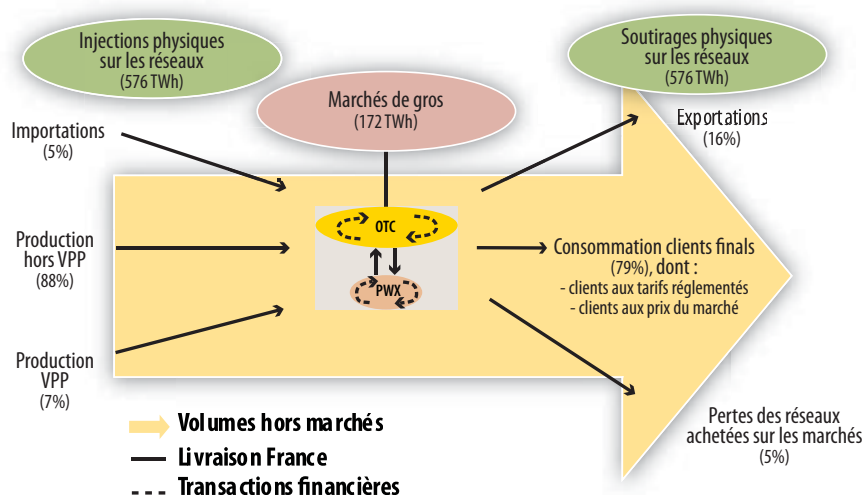
Même si ces chiffres sont en progression, les volumes échangés sur le marché de gré à gré français restent nettement en deçà de ceux observés sur des marchés plus matures comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni.

B. Pownext lance de nouveaux produits et améliore sa liquidité

a. Pownext Futures

Le marché à terme de Pownext, *Pownext Futures*, a été inauguré le 18 juin 2004. Il permet aux opérateurs de marché de se couvrir, améliorant ainsi la sécurité et l'optimisation

Figure 25 : Le marché de gros français



Source : CRE d'après données RTE 2004

de l'approvisionnement en énergie électrique et limitant le recours systématique aux contrats de court terme. Il facilite ainsi les échanges d'électricité à terme en complément des contrats « la veille pour le lendemain » négociés sur *Powernext Spot* et des contrats bilatéraux négociés sur le marché de gré à gré.

Powernext offre des produits à terme (livraison sur une période future donnée) cotés en continu sur des échéances mensuelles (trois prochains mois), trimestrielles (quatre prochains trimestres) et annuelles (deux prochaines années). Arrivés à échéance, ces produits donnent lieu à une livraison sur le réseau de transport d'électricité, Powernext effectuant, pour le compte des membres, la nomination des quantités concernées à RTE. Le gestionnaire du réseau de transport RTE garantit les livraisons sur le réseau haute tension français. La chambre de compensation *Cleantnet* garantit quant à elle les transactions financières en se portant contrepartie centrale à tous les échanges.

La liquidité de *Powernext Futures* est assurée par la présence de deux animateurs de marché (EDF et Electrabel) qui garantissent en permanence une fourchette d'ordres acheteur/ vendeur serrée pour une quantité de l'ordre de 25 MW.

Depuis sa création, les volumes mensuels affichés sont en progression régulière, franchissant la limite des 3 TWh en novembre 2004. Ces volumes ne semblent cependant pas encore stabilisés puisque la liquidité a été moindre en décembre 2004 et en janvier 2005 et qu'elle a connu un recul particulièrement important en février 2005. En terme de volumes quotidiens échangés, un record a été atteint sur *Powernext*

Futures le 20 octobre 2004 avec plus de 1 580 GWh traités. Au cours des 9 premiers mois de fonctionnement de *Powernext Futures*, 17,7 TWh y ont été négociés.

Pendant le premier mois d'activité de *Powernext Futures*, neuf entreprises étaient présentes sur le marché : CNR, EDF Trading, Endesa, Gaselys, Iberdrola, Union Fenosa, NorskHydro, Electrabel et Total. Au 8 mai 2005, Powernext Futures totalise 17 membres actifs.

b. Powernext Spot

Le marché *Powernext Futures* vient en complément du marché *Powernext Spot*, mis en place en novembre 2001, qui organise des échanges d'électricité la veille pour le lendemain, sous la forme de 24 produits horaires ou de divers blocs horaires (blocs de 4 heures par exemple). La méthode de cotation retenue est celle du *fixing*.

Au cours de l'année 2004, *Powernext Spot* a continué sa progression régulière en terme de volumes traités. Fin mai, la barre des 50 000 MWh de volume quotidien a ainsi été franchie pour la première fois. Le 10 novembre 2004, la bourse *day-ahead* a établi un nouveau record de volume quotidien à 65 350 MWh. Le marché *spot* de Powernext a ainsi progressé de 89% en un an, passant de 7,48 TWh en 2003 à 14,18 TWh en 2004. Cette tendance se poursuit avec les records enregistrés en janvier 2005.

Ainsi, en 2004, Powernext estime que le marché *spot* représente près de 60% des volumes d'équilibrage du marché français.

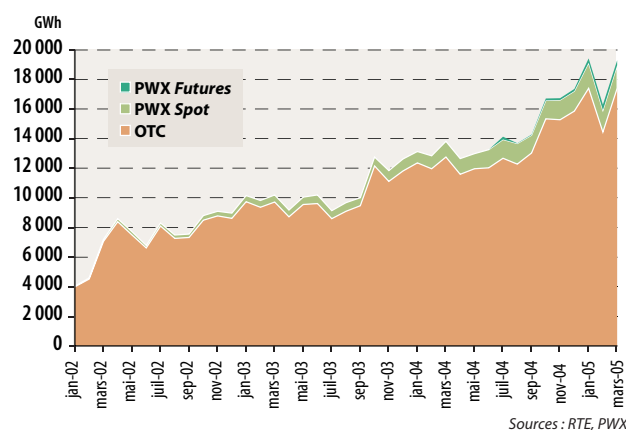
Powernext Spot a acquis 10 nouveaux membres négociateurs au cours de l'année 2004, ce qui confirme l'intérêt des acteurs du marché européen pour la bourse française de l'électricité. Au 8 mai 2005, *Powernext Spot* compte 44 membres actifs.

La part de marché par semaine des cinq membres les plus actifs sur *Powernext Spot* a oscillé entre 33 et 45% en 2004 : le marché est donc resté atomisé, comme le confirme le calcul de l'indice de concentration présenté plus loin.

c. Comparaison européenne

Encore relativement jeunes, les marchés *spot* et *futures* Powernext présentent une liquidité certes modeste mais en croissance régulière. Rapportées à la consommation française,

Figure 26 : Volume mensuel des échanges de blocs sur le marché français



les transactions effectuées sur Powernext restent toutefois encore marginales.

Les volumes négociés sur Powernext restent faibles en comparaison avec ses voisins européens. Au-delà de la maturité des différents marchés organisés, les volumes négociés sur les différentes bourses européennes peuvent en effet varier sensiblement en raison de différences importantes en matière de règles et structure de marché et de produits offerts.

La figure 27 montre les volumes *spot* échangés sur les principales bourses européennes (les volumes des produits à terme ne sont pas inclus dans le graphique). Le pool espagnol Omel représente environ 85% de la production nationale en Espagne, du fait de sa nature quasi-obligatoire (les producteurs en Espagne ne peuvent bénéficier d'un paiement de

capacité qu'en passant sur le pool). IPEX, la bourse italienne, est obligatoire pour une partie des achats destinés au marché non-éligible en Italie. L'augmentation significative du volume négocié sur IPEX en janvier 2005 peut être attribuée à l'ouverture de la bourse au marché éligible.

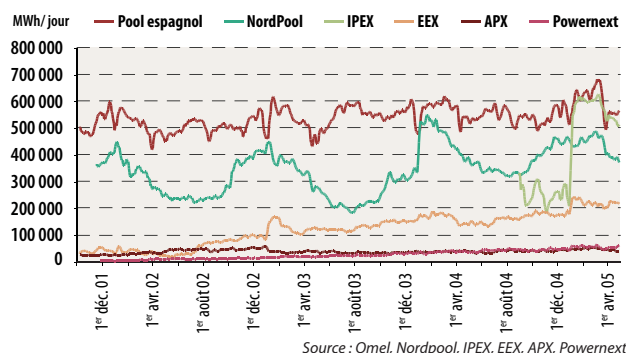
C. Powernext prépare son développement sur le nouveau marché du CO₂

Le contexte

Le système d'échange de droits d'émissions a vu officiellement le jour le 1^{er} janvier 2005. Mis en place par la directive européenne 2003/87/CE ⁽¹⁾, il couvre plus de 12 000 installations industrielles européennes et représente environ la moitié des émissions de CO₂ en Europe. Le but de ce mécanisme de marché est d'aider les Etats membres à respecter leurs engagements au titre du protocole de Kyoto, qui fixe un objectif de réduction de 8% des gaz à effet de serre à l'horizon 2012 ⁽²⁾. Les secteurs d'activité les plus concernés par ce mécanisme sont ceux de l'électricité, du ciment, de la chimie et de la sidérurgie : 56% du périmètre retenu par la directive concerne le secteur énergétique européen.

Les plans nationaux d'allocation de quotas (PNAQ) déterminent la quantité totale de quotas d'émissions de CO₂ que les Etats membres attribuent à leurs entreprises et couvrent la première période d'échanges, soit 2005-2007. S'ils dépassent les droits que leur confèrent leurs certificats, les industriels doivent acquérir des quotas sur le marché d'échange européen.

Figure 27 : Volume *spot* sur les bourses européennes (moyennes glissantes 7 jours)



Encadré 12 : La concentration du marché de gros

Début 2005, 80 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français, dont 43 intervenaient sur *Powernext Spot* et 13 sur *Powernext Futures*.

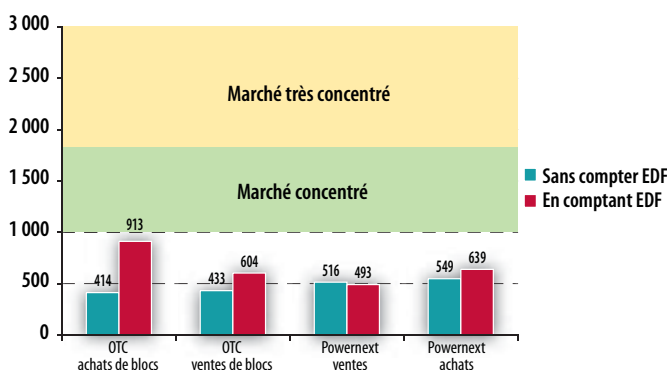
La figure 28 donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est un indicateur du degré de concentration d'un marché.

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

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, 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.

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

Figure 28 : Indice de concentration HHI du marché de gros, 2004



Source : Omel, Nordpool, IPEX, EEX, APX, Powernext

(1) Complétée par la directive dite « de liaison » entre les mécanismes du protocole de Kyoto et le système d'échange de droits d'émission de l'Union européenne : directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 modifiant la directive 2003/87/CE.

(2) Objectif de l'Union européenne, l'année de base étant 1990.

Les quotas d'émission ne sont ni des instruments financiers, ni des créances, ni des autorisations administratives mais des biens meubles susceptibles d'appropriation. Par ailleurs, la TVA applicable est celle du pays de l'acheteur.

Pour 2005, environ 2 milliards de tonnes de permis d'émission ont été émis puis distribués gratuitement, sur une base nationale, aux 12 000 sites répertoriés en Europe. Selon les estimations des spécialistes, environ 10% des tonnes de permis d'émission allouées en 2005 pourraient faire l'objet d'une transaction.

Jusqu'à récemment, les échanges de quotas se sont effectués uniquement de gré à gré via des courtiers, le premier échange de CO₂ ayant eu lieu en avril 2003 : on estime qu'environ 5 millions de tonnes de quotas ont été échangés depuis cette date jusqu'à fin 2004, pour livraison fin 2005, 2006 et 2007.

Aujourd'hui, on peut recenser 5 projets concurrents de marché organisé de quotas de CO₂ en Europe : EEX, ECX (*European Climate Exchange*) en association avec IPE, Pownext, APX et NordPool. A l'heure actuelle, les marchés ouverts et actifs se situent en Hollande (APX), en Allemagne (EEX, depuis début mars 2005) et en Scandinavie (NordPool, depuis février 2005). De janvier à fin mai 2005, le prix du permis d'émission a évolué entre 9 et 20 € par tonne.

Le marché français

Le PNAQ français sur 2005-2007, qui représente 7% des quotas ayant été alloués en Europe, représente une enveloppe globale de 155 millions de tonnes de CO₂ par an, dont 65 millions de tonnes pour le secteur de l'énergie.

Pownext, la Caisse des dépôts et consignations et Euronext

ont prévu de lancer le marché *Pownext Carbon*, marché au comptant de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (quotas de CO₂) dès que le registre de quotas français aura été accepté par la Commission européenne.

Ce marché sera basé sur quatre principes : la simplicité d'un système intégré de la négociation à la livraison, la transparence des prix, l'accès non discriminatoire et l'anonymat des intervenants et la garantie de bonne fin des transactions reposant sur un mécanisme de règlement livraison sécurisant les engagements de paiement et de livraison de quotas.

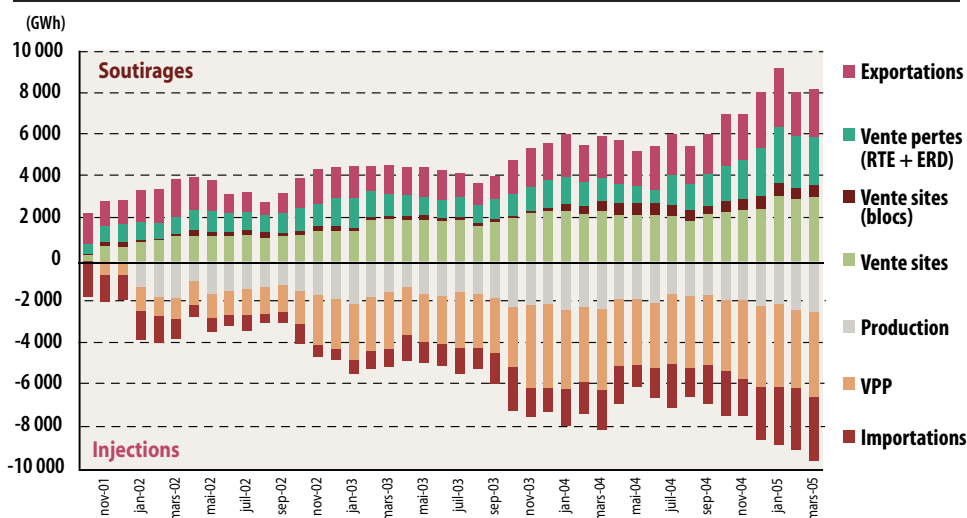
Pownext y interviendra comme opérateur du marché, agréera les membres du marché, mettra à disposition une plate-forme de négociation continue et édictera les règles de marché. La Caisse des dépôts et consignations interviendra comme gestionnaire du mécanisme de livraison contre paiement de *Pownext Carbon* et assumera le rôle d'intermédiaire sécurisant les engagements financiers et les engagements de livraison pris par les membres lors des transactions. Euronext a contribué à l'élaboration du modèle de marché et assurera un rôle de place auprès des différents acteurs concernés.

La CRE suit la mise en place de ce marché, du fait de son impact sur les prix de gros de l'électricité.

2. La concurrence se développe sur les marchés amont et aval du marché de gros

L'augmentation des volumes échangés sur le marché de gros français témoigne d'un renforcement global de la concurrence sur les secteurs en amont et en aval. La figure 29 confirme cette analyse en montrant l'activité agrégée des fournisseurs

Figure 29 : Evolution des achats et ventes d'électricité des fournisseurs (hors EDF)



Source : CRE d'après RTE

(hors groupe EDF) présents en France. La tendance générale, au-delà des effets saisonniers, est un développement de tous les segments de marché. Ainsi sur l'année écoulée, les ventes des fournisseurs hors EDF ont crû de 29%.

A. Les producteurs alternatifs consolident leur implantation en France

EDF reste largement majoritaire dans la production, avec plus de 90% de part de marché.

Le groupe Suez, par sa filiale Electrabel France, a consolidé sa place de deuxième producteur sur le marché français. Electrabel détient 49,95% de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), soit une puissance installée de 3 000 MW pour une production moyenne annuelle de 16 TWh. Par ailleurs, Electrabel a acquis 40% du capital de la Société Hydroélectrique du Midi (SHEM) en février 2005. La SHEM possède 49 barrages hydrauliques, soit une production annuelle moyenne de 1,8 TWh, pour une puissance de 773 MW. Electrabel dispose également de 1 110 MW de réservation de puissance à travers ses participations dans les centrales nucléaires de Tricastin (12,5%) et de Chooz (25%, toute l'énergie étant exportée vers la Belgique). L'énergie produite par Electrabel ou acquise via ces deux participations s'élevait en 2004 à environ 23,5 TWh, soit 4,5% de la production française. Electrabel dispose enfin de 1 700 MW de cogénération exploités par Elyo.

Le groupe espagnol Endesa a pris le contrôle, en septembre 2004, du troisième producteur français, la SNET, dont il détient 65% du capital. En 2004, les centrales thermiques du groupe ont produit 8,6 TWh, soit 1,6% de la production française.

Quatrième producteur français, Total a mis en service en décembre 2004 la centrale de cogénération de Gonfreville. Cette centrale au gaz naturel de 250 MW est la plus puissante installation de cogénération en France. Si EDF et Texaco ont pris part aux premières phases de ce projet, Total est maintenant l'unique exploitant de l'installation.

Enfin, Dunelys (groupe Gaz de France) a démarré l'exploitation de la centrale DK6 de Dunkerque. Les deux groupes à cycle combiné permettront à Gaz de France de valoriser les gaz industriels du site de Sollac (groupe Arcelor) à hauteur de 250 MW, et de disposer d'une capacité de production de 550 MW à partir de gaz naturel.

La production en 2004 reste marquée par l'augmentation exceptionnelle du prix de tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité (charbon, pétrole, gaz).

L'autre fait marquant est le déficit pluviométrique, après une année 2003 déjà particulièrement sèche.

Plusieurs projets relatifs au parc de production ont été annoncés en 2004 et 2005. On peut citer : le lancement de l'EPR (pour une mise en service prévue en 2012) ; l'annonce par Endesa de sa volonté de doter la SNET de 2 000 MW supplémentaires d'ici à 2010 (nouvelles unités de cycles combinés à gaz) ; la présentation par EDF d'un plan de maintenance lourd, visant à améliorer les performances environnementales de plusieurs unités de production thermiques, remettre en service plusieurs groupes de pointe au fioul et retirer de l'exploitation plusieurs centrales au charbon.

Les études prévisionnelles réalisées par RTE ont souligné la nécessité, à moyen terme, de nouveaux moyens de production pour éviter des défaillances du système électrique à la pointe. La CRE mène actuellement une analyse sur les mécanismes de marché envisageables pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

Encadré 13 : Produits vendus aux enchères par EDF

- **Les « VPP base »** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice de 8 €/MWh soutiré (approximation du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF). On a ainsi une structure de prix de la forme « coût fixe + coût variable ».

- **Les « VPP pointe »** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les « VPP base », mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est de 33 €/MWh (approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF). Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est donc plus faible que pour les « VPP base ».

De plus, 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 enchères visent à fixer le prix de réservation de moyens de production (« prime fixe » mensuelle) fournissant des MWh, le prix de ces derniers étant arrêté à l'avance.

- **Les Power Purchase Agreements (PPA)** : ils reproduisent les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Depuis les enchères de septembre 2003, le produit a été simplifié : 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.

B. Les VPP demeurent une source clé d'approvisionnement du marché de gros

Les *Virtual Power Plants* (VPP), capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF (encadré 13 p. 64) en contrepartie de la décision de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5% dans l'électricien allemand EnBW, apparaissent comme un élément essentiel de l'ouverture du marché français. Cet engagement court jusqu'à la fin de l'année 2006, date à laquelle la Commission Européenne étudiera la nécessité de le prolonger ou non.

En mars 2005, EDF a mis en ventes aux enchères 503 MW de VPP base et 269 MW de VPP pointe, pour une maturité maximale de 3 ans, renouvelant ainsi les capacités non vendues ou arrivées à échéance lors des enchères précédentes. En prenant en compte l'ensemble des produits vendus depuis le début des enchères, les acteurs du marché disposent d'environ 5 700 MW de capacités pour le premier trimestre 2005 et de 4 900 MW pour le deuxième trimestre 2005.

Même si ceux qui achètent les VPP ne sont pas nécessairement ceux qui livrent des clients éligibles, on peut constater que les VPP ont un effet positif sur le développement de la concurrence en France, permettant aux acteurs de disposer d'une source d'approvisionnement importante sur le marché français, et venant, pour partie, s'ajouter aux importations que les concurrents d'EDF peuvent utiliser pour approvisionner le marché français (figure 30).

Les prix atteints par les enchères correspondent en général à ceux qui sont observés sur le marché français, au moins pour le produit « base » pour lequel il existe une cotation. Les produits pointe, qui ont une partie optionnelle beaucoup plus importante (l'utilisation du droit de tirage dépend des conditions de marché du moment), sont plus difficiles à évaluer, et prennent notamment en compte les valeurs de volatilité que l'on peut observer sur les marchés.

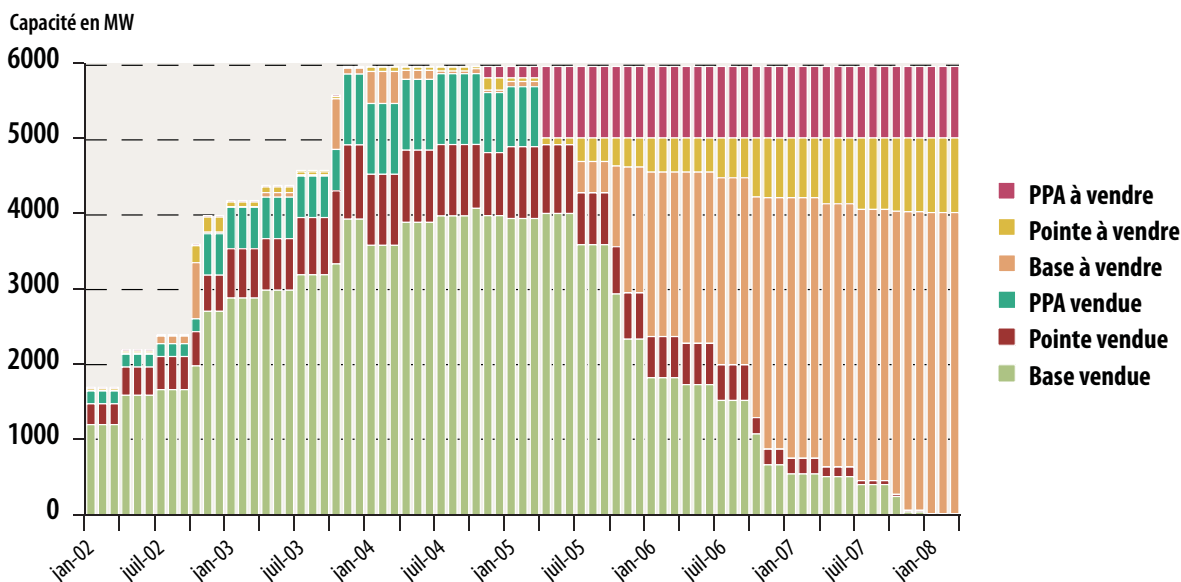
Les niveaux de volatilité estimés restent stables et relativement bas sur le moyen-long terme (plus de 6 mois) mais connaissent des variations parfois importantes sur le court terme (moins de 2 mois).

Les acheteurs ne privilégient pas particulièrement les produits base de long terme ; en revanche les produits pointe, d'échéance supérieure à un an, ont récemment eu un certain succès, en raison notamment des avertissements réguliers de RTE au sujet de possibles tensions en pointe dans les années à venir.

C. Les échanges aux frontières augmentent sous l'effet des importations

Les échanges contractuels sur les frontières sont composés des contrats de long terme signés par EDF avant l'ouverture des marchés avec des partenaires étrangers et d'arbitrages journaliers inter-frontaliers effectués par les négociants (d'EDF ou d'autres acteurs).

Figure 30 : Capacité totale vendue depuis le lancement des VPP – état au 1^{er} mai 2005



Source : CRE d'après EDF

En 2004, EDF a réalisé environ 70% des exportations et 25% des importations. L'activité transfrontalière des concurrents d'EDF s'est fortement développée en 2004, leurs importations augmentant de 55% et les exportations de 48% par rapport à l'année précédente. La figure 31 permet de comprendre l'origine de cette croissance.

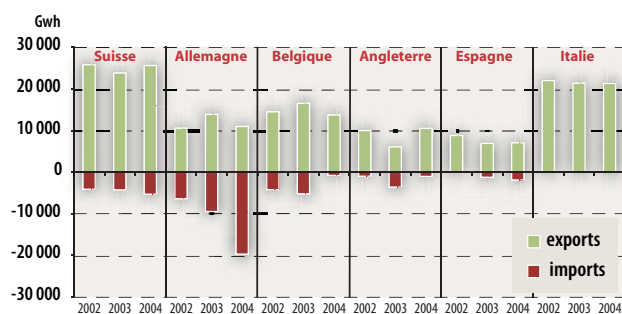
A l'importation, c'est l'Allemagne qui assure l'essentiel de cette augmentation. Alors qu'en 2003, elle constituait déjà le premier fournisseur de la France à l'import, le volume d'énergie importé a crû spectaculairement. Pour la première fois en 2004 la France est globalement importatrice nette d'électricité d'Allemagne. La réduction des importations depuis l'Angleterre est également notable, quoique portant sur un volume nettement moindre.

A l'export, l'essentiel de la croissance est due à une augmentation des volumes vers l'Angleterre et dans une moindre mesure vers la Suisse. Les exportations vers l'Angleterre sont majoritairement effectuées hors période de pointe et notamment le week-end.

L'analyse montre qu'une partie de cette croissance est le fait de certains acteurs qui utilisent la France comme plaque tournante pour approvisionner l'Angleterre depuis l'Allemagne.

Un changement des règles d'allocation des capacités a été mis en œuvre le 1^{er} janvier 2005 à la frontière italienne. La moitié des capacités est désormais allouée par mise aux enchères, ce qui a permis à de nouveaux acteurs d'être présents sur cette frontière.

Figure 31 : Importations et exportations, tous acteurs confondus 2002-2004



Source : CRE d'après RTE

D. Les ventes aux clients finals croissent de plus de 30%

La fourniture aux clients éligibles constitue le premier poste des soutirages physiques des fournisseurs concurrents d'EDF (45% en 2004, contre 46% en 2003), devant les pertes et les exportations. En 2004, les ventes annuelles des concurrents d'EDF aux consommateurs éligibles ont connu une croissance de 32% en volume. Cette tendance semble se prolonger en 2005 qui a notamment vu une augmentation du nombre de passages à la concurrence de clients ayant contracté directement avec le gestionnaire de réseau de transport (CART) ou de distribution (CARD).

L'arrivée de nouveaux fournisseurs de clients éligibles sur le marché français en 2004, en particulier au 1^{er} juillet, a contribué à une légère déconcentration des ventes aux consommateurs finaux, puisque les 5 principaux acteurs concentrent environ 70% de ce marché en volume (hors EDF), contre environ 90% il y a un an.

Certains grands clients font le choix d'avoir plusieurs fournisseurs d'électricité, en général deux, l'un fournissant des blocs prévisibles et l'autre fournissant la courbe de charge, volatile. Ils peuvent ainsi en théorie optimiser leurs achats, au prix d'une plus grande complexité de gestion. Cette pratique a reculé depuis le 1^{er} juillet 2004.

E. RTE et ERD sont deux des plus gros acheteurs d'électricité

Les transits d'électricité sur les réseaux occasionnent des pertes, qu'il faut compenser. Celles-ci dépendent principalement du volume physique transitant sur les réseaux (consommation et échanges aux frontières), des caractéristiques physiques de la ligne et des conditions de température.

RTE

Selon l'article 15 de la loi du 10 février 2000 modifiée, « le gestionnaire du réseau public de transport (...) veille à la compensation des pertes (...). A cet effet, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix (...), selon des

procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. »

Pour compenser ces pertes électriques, RTE fait donc appel de façon régulière au marché de gros, traitant avec divers fournisseurs par des mécanismes de consultation du marché. RTE s'approvisionne essentiellement par des produits *forward* (base et pointe), sur la base de ses prévisions. Des produits optionnels lui permettent de faire face aux risques liés à l'incertitudes des prévisions. En 2004, le gestionnaire de réseau a acheté l'énergie auprès de plus de 20 fournisseurs.

ERD

Selon l'article 14 de la directive européenne du 26 juin 2003 « les gestionnaires de réseaux de distribution se procurent l'énergie (...) pour couvrir les pertes (...) selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché (...) ».

En conséquence, depuis le 1^{er} juillet 2004, ERD fait appel au marché pour la fourniture de ses pertes. ERD applique une méthode similaire à celle de RTE : sur la base des prévisions de ses besoins, il se couvre par produits *forward* base, pointe, et des produits optionnels.

Volumes concernés

Les pertes physiques sur tous les réseaux (transport et distribution) sont de 32,1 TWh en 2004. A titre de comparaison, on rappelle qu'en 2004, 33,4 TWh ont été vendus aux sites de

consommation par des opérateurs autres que EDF. La fourniture des pertes est donc un segment important pour la mise en concurrence d'EDF sur les consommations physiques.

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

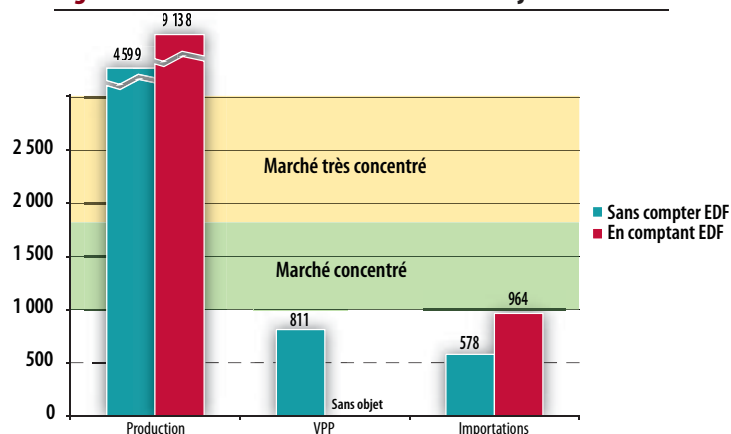
Le marché de gros étant le lieu des échanges entre injection et soutirages, il est intéressant de comparer les concentrations relatives de ces marchés (figure 32). Parmi les injections, l'indice HHI est particulièrement élevé pour la production ce qui reflète le faible nombre de grands producteurs français. Sur les autres segments (VPP, importations), les parts de marché sont équilibrées entre les acteurs.

Les marchés composant les soutirages sont particulièrement concentrés (figure 33). Seuls quelques acteurs ont une taille significative sur la vente aux clients finals, même sans compter EDF. Si les importations ne montrent pas de dominance d'un acteur, il n'en va pas de même des exportations où l'impact des contrats long terme d'EDF se traduit par un indice HHI élevé. Enfin le marché des pertes est peu concentré et la place d'EDF y est très limitée.

G. Les acteurs du marché peuvent être classés en 5 familles

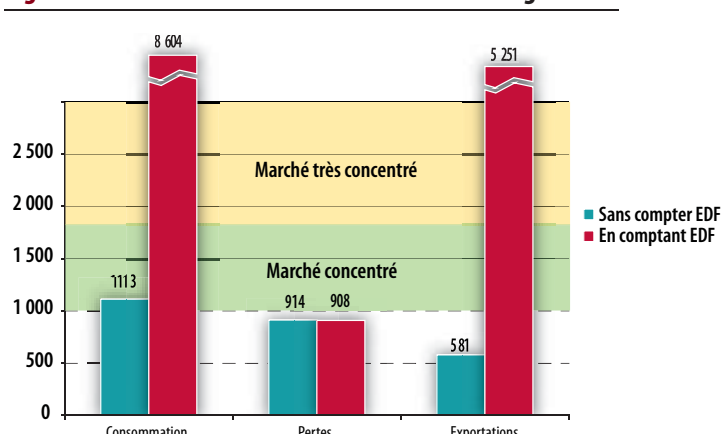
Les analyses régulières sur le comportement des fournisseurs permettent de dresser une typologie des acteurs présents en France, selon la répartition de leurs activités sur les segments amont et aval du marché de gros. On peut distinguer

Figure 32 : Indice de concentration sur les injections



Source : CRE d'après RTE - 2004

Figure 33 : Indice de concentration sur les soutirages



CRE d'après RTE - 2004

5 familles, de tailles inégales, qui correspondent à des profils-types d'acteurs (tableau 8).

D'autres acteurs n'entrent pas dans cette classification, mais il s'agit d'intervenants de taille limitée, ayant une activité très spécifique, concentrée sur un ou deux segments du marché.

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* correspondent aux prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain (*day-ahead*). Ils reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement réalisé par RTE en temps réel. Les bourses de l'électricité cotent toutes des prix *spot*. Powernext propose 24 produits horaires tous les jours, chaque produit horaire étant négocié séparément.

Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité, en raison de l'impossibilité de stocker l'électricité (un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant) et de la forte variabilité des facteurs influençant l'équilibre offre-demande, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne...) ou les événements, prévus ou non, concernant le parc électrique (centrale tombant en panne, capacité d'interconnexion réduite...).

La volatilité des prix *spot* pendant l'année 2004 a été largement inférieure à celle de 2003, probablement du fait de l'absence des pics de prix liés aux températures caniculaires de l'été 2003, qui ont fait craindre une limitation de la production des centrales thermiques en Europe, notamment en France et en Allemagne, et provoqué une hausse de la demande.

En 2004, le niveau de prix en France et en Allemagne était légèrement en dessous de celui en 2003, la moyenne annuelle des prix *spot* en 2004 s'élevant à 28,13 €/MWh par rapport à 29,23 €/MWh en 2003. En février et mars 2005, les prix *spot* ont atteint de nouveau des niveaux très élevés, en raison de températures très basses pour la saison. Le prix *spot* sur Powernext a ainsi atteint un pic à plus de 300 €/MWh le lundi 7 mars pour l'heure 17.

Comme c'était le cas en 2003, les prix *spot* en France et en Allemagne ont suivi une évolution analogue en 2004, et le différentiel de prix entre les deux pays est resté très peu élevé (figure 34).

b. Comparaison avec les autres places européennes

Comme le montre la figure 35, les prix *spot* en 2004 se sont rapprochés dans la plupart des pays européens, après une année 2003 marquée par de très forts différentiels de prix entre places. Sur la plupart des places, le prix base a le plus souvent oscillé entre 25 et 30 €/MWh. Le niveau de prix sur IPEX, la bourse italienne mise en place en juin 2004, est bien supérieur à celui des autres marchés européens, du fait des coûts de production très élevés en Italie. La France s'est située parmi les marchés les moins chers en 2004.

Tableau 8 : Typologie des acteurs du marché de gros

groupe	importance (en % du total des injections, sur le second semestre 2004)		nombre d'acteurs		caractéristiques moyennes significatives (chiffres arrondis)	
	EDF compris	hors EDF	français	non français	composition des injections	composition des soutirages
producteurs	71%	12%	3	2	70% de production, 30% d'achats sur l'OTC	60% de ventes à sites
négociants majoritairement OTC	11%	35%	2	15	90% d'achats sur l'OTC	80% de ventes sur l'OTC
négociants complétant l'OTC par des VPP	9%	28%	2	10	50% achats sur l'OTC, 30% VPP	45% ventes sur l'OTC
négociants importateurs	6%	17%	0	12	40% d'importations, 40% d'achats de blocs	75% de ventes sur l'OTC, 10% d'exportation
fournisseurs alternatifs	2%	7%	5	2	80% OTC	80% ventes sites

Source : CRE d'après RTE - 2004

Figure 34 : Evolution des prix *spot* base sur Powernext et EEX (moyenne glissante sur 7 jours)

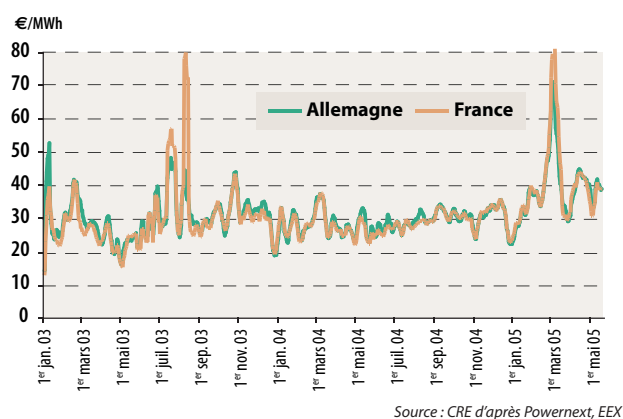


Figure 35 : Evolution des prix *spot* base sur les principales places européennes (moyenne glissante 30 jours)

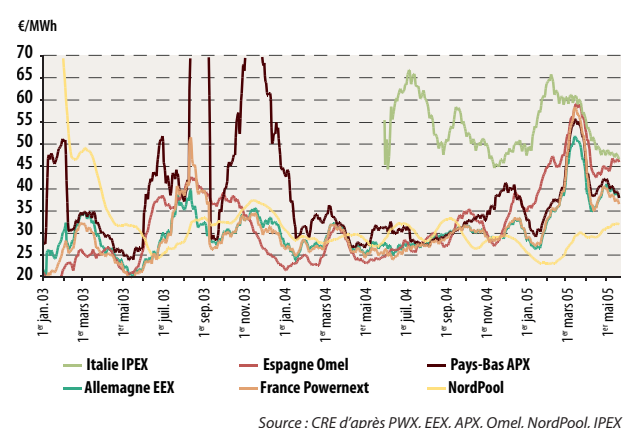
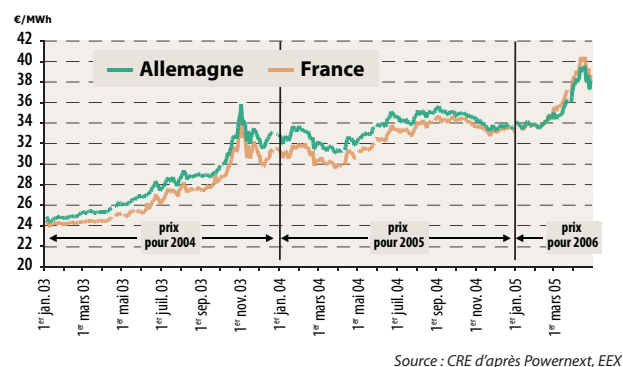


Figure 36 : Prix du *forward* base annuel Y+1



L'augmentation des prix *spot* en février et mars 2005 a été observée dans tous les pays européens, sauf sur NordPool et IPEX. En avril et en mai, les prix ont baissé et se sont rapprochés sur toutes les places.

B. Les prix *forward*, stables en 2004, augmentent début 2005

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. Les transactions portent sur des produits standardisés, afin de faciliter leur échange (par exemple, la livraison d'un MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe, c'est-à-dire de 8h à 20h du lundi au vendredi). Un MW du produit *forward* base annuel (également appelé Y+1 base) par exemple, correspond à la fourniture d'un MW pendant toutes les heures de l'année considérée.

Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix *spot* anticipés pour la période considérée, les produits *forward* sont moins volatils. Ces produits sont utilisés pour calculer les prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va normalement se couvrir immédiatement, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits *forward* nécessaires.

En Europe, seules les bourses allemande (EEX), nordique (Nordpool) et française (Powernext) cotent des *forward* pour l'instant. Powernext n'ayant lancé la cotation de tels produits qu'à partir du 18 juin 2004, la liquidité de ce marché est encore très limitée. Signalons qu'en décembre 2004, Endex (Pays-Bas) a également lancé une bourse, spécialisée dans la cotation des produits *forward*.

La figure 36 montre l'évolution des prix *forward* Y+1 base à partir de janvier 2003. Après avoir augmenté de manière significative en 2003, les prix du produit *forward* annuel en France et en Allemagne se sont stabilisés autour de 35 €/MWh en 2004 puis ont atteint 40 €/MWh au cours du deuxième trimestre 2005. Alors que les prix français étaient traditionnellement légèrement inférieurs aux prix allemands, ils se sont rapprochés à la fin de l'année 2004 et le différentiel de prix s'est même inversé depuis le début de l'année 2005. La CRE mène actuellement une analyse sur ce phénomène.

C. Cinq facteurs principaux influencent les prix de gros

Les prix *spot* et *forward* reflètent l'équilibre entre offre et demande d'électricité et son anticipation dans le futur par les acteurs. De ce fait, ils sont influencés par 5 facteurs principaux : le coût de revient des combustibles utilisés, les contraintes environnementales, l'équilibre de long terme entre capacité de production et demande, le pouvoir de marché des acteurs et la pertinence des anticipations des acteurs.

a. Le prix du combustible

Le prix du charbon a fortement augmenté au cours des années 2003 et 2004 (+70% en 2003 et +7% en 2004 pour le CIF ARA), ce qui a augmenté le coût de revient de la filière. En France, cette hausse des coûts a un effet direct, puisque la filière charbon représente environ 10% de la production totale. Elle a également un effet indirect dû à la possibilité d'importations/exportations à la frontière allemande, qui tend à aligner les prix entre les deux pays. La filière charbon étant prédominante en Allemagne (54 % de la production en 2003), la hausse du prix de ce combustible induit une hausse des prix de l'électricité des produits *forward* sur le marché allemand, qui entraîne une augmentation des prix sur le marché français du fait des capacités d'interconnexion entre les deux pays.

Les prix du gaz ont également fortement augmenté (+16% en 2003 et +20% en 2004 pour le prix *spot* à Zeebrugge). L'effet direct de cette hausse est moindre sur les prix en France et en Allemagne en raison de la présence limitée du gaz dans le « mix » de production de ces pays. L'effet indirect joue là encore du fait de l'interconnexion de 2000 MW avec l'Angleterre, où 40% de la production électrique est assurée par des centrales au gaz.

b. Le prix des permis d'émission

Les permis d'émission de CO₂ ont été introduits à partir de février 2005 et influencent les coûts de la production d'électricité à partir de combustible fossile.

Un producteur électrique devant réduire son émission de CO₂ a toujours plusieurs choix :

- investir dans des technologies qui rendent ses moyens de production plus efficaces et moins polluants en CO₂ ;
- acheter des permis d'émission sur le marché (auprès d'un acteur qui a réussi, à un moindre coût, à réduire son émission

de CO₂ via des projets d'amélioration de son efficacité énergétique ou de son taux d'émission) ;

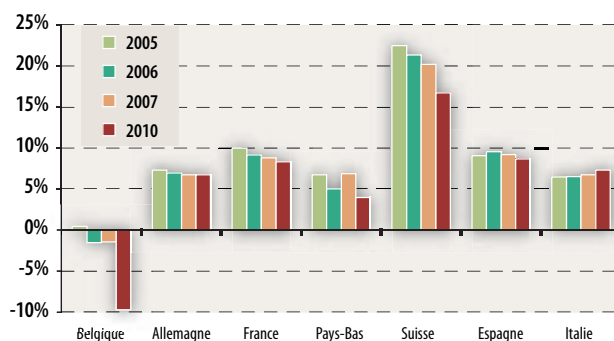
- réduire sa production d'électricité ;
- payer des pénalités s'il n'a pas réduit son émission et ne peut présenter des permis d'émission.

La formation du prix des permis est donc influencée par le coût de l'investissement dans des technologies qui permettent de réduire l'émission du CO₂, mais aussi les choix politiques concernant la quantité obligatoire de réduction des émissions par pays au-delà de 2007. Ces deux facteurs étant encore incertains aujourd'hui, il est difficile d'estimer avec précision le prix futur des permis d'émission.

95% des permis étant distribués gratuitement entre 2005 et 2007, l'impact sur les coûts moyens de production pendant cette période ne sera pas significatif. En revanche, l'impact sur les coûts marginaux, et donc les prix, peut être plus important, car les besoins de permis d'émissions des producteurs ne sont pas satisfaits à 100%. Un producteur doit donc acheter la quantité correspondante de permis pour couvrir l'émission que provoque la production d'un MWh de plus.

Les émissions sont estimées à 0,41 tonne de CO₂ par MWh pour un cycle combiné à gaz, et à 0,92 tonne de CO₂ par MWh pour une centrale au charbon. Sur la base d'un prix de la tonne CO₂ à 10 €, l'augmentation du coût marginal de production s'élève donc à environ 4,1 €/MWh pour un cycle combiné à gaz et à 9,2 €/MWh pour une centrale au charbon.

Figure 37 : Marge du système électrique dans quelques pays européens, exprimée en pourcentage de la capacité installée



Source : CRE d'après UCTE

Par conséquent, le prix des permis d'émission peut avoir un impact considérable sur celui de l'électricité.

c. La tension sur l'équilibre offre-demande futur

L'équilibre offre-demande futur déterminera les prix *spot* dans le futur et donc les prix *forward* aujourd'hui, qui peuvent être considérés comme une estimation de la moyenne des prix *spot* dans le futur, plus une décote ou une prime de risque. Les décisions sur de nouveaux investissements dans la production, comme l'annonce récente d'EDF d'augmenter la puissance de son parc de 3 GW d'ici 2008, et les hypothèses de déclassement de vieilles centrales et d'augmentation de la demande, devraient avoir un impact sur l'évolution des prix *forward*.

d. Le pouvoir de marché des acteurs

Compte tenu de la concentration du secteur de la production, il est théoriquement possible, pour les acteurs disposant d'un pouvoir de marché, de manipuler le marché pour faire monter les prix. Ainsi en Espagne, la position dominante d'Endesa, Iberdrola et Union Fenosa a été reconnue et le gouvernement a adopté des mesures leur interdisant d'importer de l'électricité de France, afin que d'autres acteurs espagnols plus petits puissent utiliser cette source d'approvisionnement. Par ailleurs, Endesa a déposé une plainte contre Iberdrola pour manipulation des prix à la hausse et le gouvernement espagnol a demandé à un expert de rédiger un livre blanc sur l'état du marché espagnol. En Italie, à la suite d'une analyse des pics de prix anormaux de juin 2004 et de janvier 2005, le régulateur a saisi l'autorité de la concurrence d'une collusion possible entre Enel et Endesa Italia. En France, la CRE reste particulièrement vigilante pour détecter tout exercice déloyal du pouvoir de marché par les acteurs.

e. La pertinence des anticipations des acteurs

Les acteurs contribuant à fixer le prix de l'électricité sont nombreux : producteurs, négociants, fournisseurs. Compte tenu du faible degré d'information disponible sur la production, ces intervenants ne disposent pas tous des mêmes informations et se forgent donc des anticipations différentes des tensions du marché. L'évolution des prix ne reflète pas tant l'évolution des facteurs précédents que la connaissance qu'en ont les différents intervenants. Certains phénomènes inexplicables

sont ainsi observés, comme l'impact de hausses de prix *spot* sur des produits *forward* de long terme.

4. La CRE surveille le marché de gros

A. La surveillance du marché de gros est nécessaire

L'objectif de l'ouverture du marché de l'électricité est qu'une concurrence saine s'instaure afin que les consommateurs puissent bénéficier du meilleur rapport qualité-prix possible. Il est donc particulièrement important de s'assurer que la concurrence s'exerce sans entrave : absence de barrière à l'entrée, d'ententes et d'abus de position dominante.

Le caractère capitalistique de l'industrie électrique renforce ce besoin de surveillance puisqu'il conduit spontanément à la présence d'acteurs importants, notamment dans le domaine de la production. Ainsi le marché de la production est très concentré en France mais aussi sur la plaque continentale, avec EDF, RWE, E.On, Electrabel et Vattenfall qui contrôlent une grande majorité des moyens de production et sont de fait susceptibles d'avoir des positions dominantes.

Le potentiel d'action sur les prix dont disposent ces acteurs dominants peut dissuader les entrants potentiels. Dans ce contexte, le rôle du régulateur et sa crédibilité sont donc fondamentaux, comme palliatifs à la concentration.

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 ». Elle a donc mis en place une structure de suivi et de surveillance, qui analyse régulièrement le marché dans l'objectif de détecter les éventuelles anomalies évoquées, ententes ou abus de position dominante. En effet, l'analyse de la rationalité économique des acteurs sur ces marchés requiert une expertise technique et économique poussée, notamment en matière de formation des prix. La CRE, autorité de régulation sectorielle, dispose de cette expertise et a donc fait le choix de s'investir dans cette mission de surveillance.

Pour ce faire, la CRE dispose de larges pouvoirs d'accès à l'information, en application de l'article 33 de la loi du 10 février 2000 ; elle peut également sanctionner financièrement les opérateurs qui ne lui remettraient pas les informations qu'elle demande, en vertu de l'article 40 3° de cette même loi. La CRE reçoit de la part des opérateurs (gestionnaires de réseau, Powernext, fournisseurs), de façon régulière, ou à la suite d'une demande, des données relatives aux transactions effec-

tuées sur le marché français. Une base de données a été réalisée pour permettre de mieux relier entre elles les différentes informations reçues.

Dans l'hypothèse de comportements anormaux avérés, la CRE saisit le Conseil de la concurrence ou l'Autorité des marchés financiers des faits qui lui paraissent susceptibles de constituer des infractions en matière de droit de la concurrence ou de droit financier qu'elle pourrait détecter.

La CRE travaille en liaison avec le Conseil de la concurrence sur les questions de concurrence, l'article 39 de la loi du 10 février 2000 organisant la coopération entre les deux autorités administratives indépendantes.

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

La CRE mène à la fois des analyses régulières sur le comportement des participants au marché et des analyses ponctuelles, en fonction des événements constatés.

a. Les prix de gros

A titre permanent, la CRE exerce une surveillance économique des prix du marché de gros. L'un des chantiers engagés consiste en l'élaboration de prix de référence, construits par modélisation du marché. Il s'agit ensuite d'observer l'évolution comparée des prix constatés en France et des prix de référence, au regard de l'évolution des fondamentaux de l'équilibre offre-demande. Ces analyses, qui concernent aussi bien les prix *spot* que *forward*, doivent apporter un éclairage sur les décisions des acteurs du marché - et en particulier la rationalité des arbitrages entre l'utilisation des moyens de production et l'appel aux marchés intérieurs ou étrangers.

Dans ce cadre, un travail de modélisation du comportement des producteurs, intégrant en particulier la valorisation de la ressource hydraulique, est en cours de réalisation.

Il est indispensable de poursuivre l'analyse *ex post* de la production. En effet, la concurrence doit conduire à une maîtrise des coûts de production, et à un rapprochement des prix et des coûts. Or, l'extrême concentration du segment de la production en France pourrait en théorie permettre aux opérateurs de faire monter les prix en organisant des retraits de capacité. La CRE dispose des données et des outils d'analyse statistiques et économiques nécessaires à l'analyse de la disponibilité et de l'utilisation des centrales de production françaises.

b. Les échanges de court terme

L'utilisation des interconnexions, qui doit permettre une meilleure utilisation des moyens de production au niveau international, fait l'objet d'analyses particulières. La profondeur de ces analyses est limitée par l'absence d'informations détaillées sur le prix des transactions et sur la situation de la production dans les pays voisins. Dans le cas de l'Allemagne, l'absence d'un régulateur allemand complique encore la tâche. Un premier niveau d'analyse est néanmoins possible.

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 le cas sur les frontières anglaise et espagnole, pour la grande majorité des jours observés.

Le cas de l'Allemagne est particulier : dans un nombre significatif de cas, le différentiel de prix France-Allemagne n'est pas cohérent avec le sens de l'échange (tableau 9). Trois cas de figures apparaissent.

Lorsque le différentiel de prix entre les deux pays est inférieur à 2€/MWh, il est impossible de conclure. En effet, les prix publiés par Platts sont une moyenne journalière de prix constatés sur un échantillon réduit de transactions OTC dans chacun des pays. Ils ne reflètent donc qu'imparfaitement la réalité des transactions. Lorsque le différentiel journalier est faible, il peut prendre des valeurs positives négatives dans la journée, et engendrer des échanges apparemment illogiques au regard de l'information agrégée disponible.

Lorsque les prix français sont nettement moins élevés que les prix allemands, on peut penser que le différentiel est resté négatif tout au long de la journée. Les échanges incohérents avec le différentiel de prix existent néanmoins et sont, entre autres, le fait d'acteurs qui importent d'Allemagne pour revendre en Grande-Bretagne. Ceci dénoterait donc un manque de liquidité du marché français où ces acteurs n'ont pu s'approvisionner.

Sur la période étudiée, il existe une seule journée où la France exporte malgré un différentiel de prix défavorable, ce qu'il n'est pas possible d'expliquer. On note du reste que le nombre de jours où le différentiel de prix est défavorable à la France est très faible car la capacité d'importation depuis l'Allemagne n'est quasiment jamais limitée. De ce fait, si le différentiel de prix est favorable à l'Allemagne, les importations d'Allemagne vont augmenter et aligner les prix français et allemands.

c. Les pics de prix de mars 2005

Après un mois de février déjà froid, les deux premières semaines de mars 2005 ont été marquées par des températures exceptionnellement basses pour la saison. Début mars, les records historiques de consommation et de production d'électricité ont été battus.

Pendant toute la durée de la vague de froid, le niveau moyen des prix *spot* (J-1) observés sur les marchés français (OTC et Pownernext) et la fréquence des pics de prix ont été particulièrement élevés.

Par exemple, entre le 28 février et le 10 mars 2005, le prix du produit *spot* base a été en moyenne de 79 €/MWh, contre 40 €/MWh en février, et 31 €/MWh en janvier. Le prix *spot* sur Pownernext a été supérieur à 100 €/MWh pendant 20% des heures sur cette période.

Ce constat, ainsi que les interrogations formulées par certains acteurs, ont conduit la CRE à analyser en détail la formation des prix entre le 28 février et le 10 mars.

Les températures, très basses pour la saison, ont joué un rôle majeur dans la formation de ces prix, en causant une augmentation notable de la consommation.

Face à une demande élevée pour la période, la situation du parc de production était assez favorable :

- malgré la reprise du planning d'arrêt pour maintenance du parc nucléaire, la puissance de production disponible était largement supérieure à la puissance disponible à la même période en 2004 ;
- les différentes filières du parc thermique à flamme ont affiché une excellente disponibilité pendant toute la période ;
- la production non arbitrage (ouvrages hydrauliques dits « au fil de l'eau » et production décentralisée) était légèrement supérieure à celle de 2004 ;
- le niveau de remplissage des lacs de barrage était, en début de période, comparable à son niveau de 2004, et largement meilleur qu'en 2003.

Toutefois, et malgré une sollicitation maximale des moyens de production disponibles, la consommation intérieure a été supérieure à la production à plusieurs reprises pendant les deux premières semaines de mars, conduisant la France à être physiquement importatrice nette. Cette situation est d'autant plus exceptionnelle que la France était constamment exportatrice nette depuis plusieurs années. A titre d'illustration, en 2004, le solde national exportateur a été supérieur à 2 000 MW plus de 99% des heures.

En termes de prix, l'analyse permet de vérifier que, pendant au moins 77% des heures de la période, les prix observés étaient cohérents avec les coûts marginaux de production du parc français. Les autres heures correspondent, pour la plupart, à des prix supérieurs à 100 €/MWh.

Parmi ces heures de prix très élevés, certaines attirent particulièrement l'attention. Il s'agit des maxima journaliers de prix situés en dehors de la plage de pointe de consommation (entre 19h et 20h), et des pics horaires localisés. Sur la période étudiée, le prix maximal journalier sur Pownernext est, dans la moitié des cas, situé en dehors de la plage 19h-20h : le vendredi 4, le prix est resté presque constant à 200 €/MWh entre l'heure 8 et l'heure 12, puis entre l'heure 19 et l'heure 20. Le lundi 7 présente un pic de prix très localisé à plus de 305 €/MWh à 17h, contre un prix moyen de 100 €/MWh ce jour. Enfin, au delà de la stricte période de froid, le lundi 14 mars présente 2 pics de prix très localisés, à l'heure 9 et à l'heure 20, à respectivement 287 €/MWh et 228 €/MWh, contre un prix moyen de 88 €/MWh ce jour.

Ces situations particulières sont actuellement analysées par les services de la CRE afin de détecter d'éventuels comportements anormaux. Cette étude s'appuie en particulier sur l'examen des transactions des principaux acteurs du marché aux heures concernées.

Tableau 9 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne

Nombre de jours (pointe) entre 2002 et 2004	Différentiel de prix pointe inférieur à -2€/MWh (France plus chère)	Différentiel des prix pointe compris entre -2€/MWh et +2€/MWh	Différentiel de prix pointe supérieur à 2€/MWh (France moins chère)
France exportatrice	1	113	115
France importatrice	19	450	84

cas « anormaux »

cas « normaux »

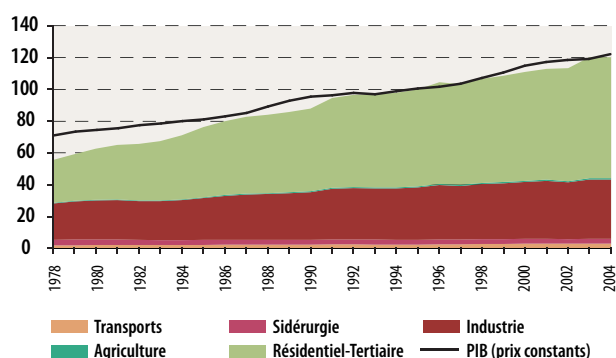
cas indéterminés

3 Le marché de détail

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

Comme le montre la figure 38, la consommation d'électricité en France est étroitement liée à l'activité économique. Ainsi 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 cinq dernières années, le taux de croissance annuel de la consommation d'électricité s'est établi aux alentours de 1,9% (consommation intérieure non corrigée des variations climatiques). La figure 39 montre également que la croissance de la consommation au cours des 30 dernières années est liée pour une part à l'augmentation des besoins de l'industrie mais surtout à une explosion de la consommation du secteur résidentiel-tertiaire. En 2004, la consommation française a atteint 477 TWh.

Figure 38 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1995



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

1. La concurrence se développe sur le marché de détail

Avant l'ouverture du marché français de l'électricité (juin 2000), l'ensemble des sites de consommation étaient tous soumis à des tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics.

A partir de juin 2000, tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh sont devenus

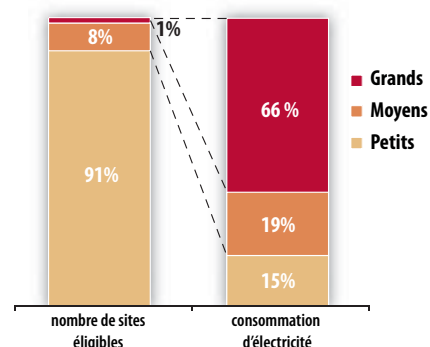
Encadré 14 : Segmentation de la clientèle éligible

Grands : sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands 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.

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.

Petits : 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 : Répartition de la consommation des sites éligibles



Source : CRE d'après GRD, RTE

éligibles, c'est à dire qu'ils ont obtenu le droit de quitter leur contrat sous tarif réglementé :

- soit en renégociant leur contrat avec le fournisseur historique
- soit en changeant de fournisseur.

Ensuite, l'ouverture du marché français de l'électricité a connu deux autres étapes décisives :

- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités publiques.

A la fin du premier trimestre 2005, la CRE évalue à 3% le nombre de sites éligibles ayant effectivement fait jouer leur éligibilité. Si, tous les mois, près de 25 000 sites en moyenne quittent le régime des tarifs réglementés pour les nouvelles offres des fournisseurs historiques et de leurs concurrents, la grande majorité des sites éligibles reste encore soumise aux tarifs réglementés.

Pour suivre l'ouverture effective du marché de détail, la CRE a mis en place un ensemble d'indicateurs. Une partie de ces informations est rendue publique dans le cadre de la publication d'un observatoire trimestriel lancé en février 2005.

Cet observatoire se fonde sur des données collectées auprès des principaux gestionnaires de réseau de distribution, de RTE, des principaux fournisseurs du marché de détail ainsi que des consommateurs finals d'électricité.

Les indicateurs suivis à travers cet observatoire sont notamment les suivants :

- indicateurs commerciaux (évolution de l'exercice de l'éligibilité, parts de marché des fournisseurs alternatifs, évolution des mises en service sur différents segments de clientèle...)
- indicateurs de qualité de service (indicateurs relatifs aux processus de changement de fournisseur, indicateurs de performance des GRD, indicateurs de satisfaction client...)

L'objectif de l'observatoire est double : doter la CRE d'un ensemble d'indicateurs permettant de détecter et suivre d'éventuels dysfonctionnements du marché et informer le grand public sur les principales évolutions relatives au marché de détail de l'électricité.

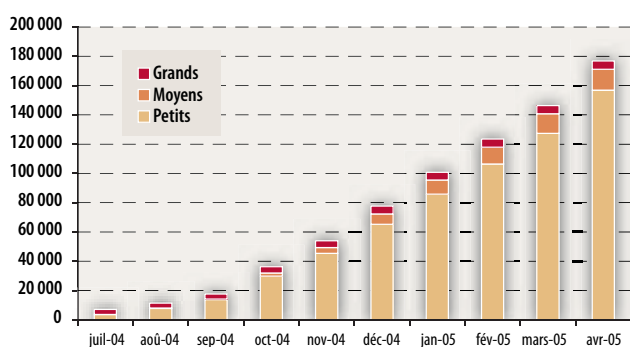
Les données publiques de l'observatoire des marchés peuvent être téléchargées à partir du site internet de la CRE.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité (4,5 millions de sites clients représentant une consommation d'électricité annuelle d'environ 295 TWh).

Environ 177 000 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} mai 2005 (figure 40). Depuis le 1^{er} juillet 2004, les petits sites assurent l'essentiel de la croissance de l'éligibilité. Néanmoins, le taux d'exercice de l'éligibilité (ratio du nombre de clients ayant exercé leur éligibilité au nombre total de clients d'un segment) est bien entendu plus élevé chez les grands sites, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

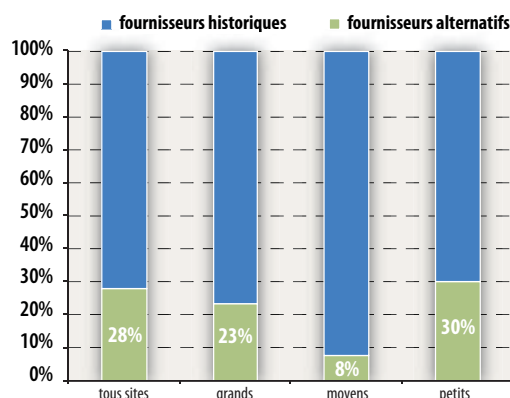
Au 1^{er} mai 2005, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites ayant exercé leur éligibilité, est de 28% (figure 41). Ce chiffre masque une réalité disparate sur

Figure 40 : Nombre cumulé de sites ayant exercé leur éligibilité



Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 41 : Pourcentage des sites alimentés par des fournisseurs alternatifs au 1^{er} mai 2005, rapporté au nombre total de sites ayant exercé leur éligibilité



Source : CRE d'après GRD, RTE

les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est limitée sur le segment des sites moyens.

En terme de consommation d'électricité (figure 42), la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse lentement (13% environ en mars 2005). En effet, la majorité de leurs nouveaux clients sont des petits sites dont la consommation est en moyenne plus de 500 fois inférieure à celle de leur plus petit client d'avant le 1^{er} juillet 2004.

Pour 94% des sites éligibles (hors zones de desserte des ELD), la concurrence est une réalité comme le montre le tableau 10.

2. Tarifs et prix de marché suivent des évolutions divergentes

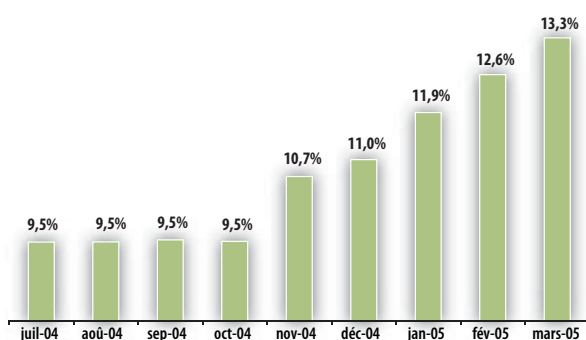
En électricité, plus de 177 000 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} mai 2005. Ce nombre, important dans l'absolu, montre

Tableau 10 : Nombre de fournisseurs alternatifs actifs sur la zone de desserte d'ERD

Au 1 ^{er} mai 2005	Tous sites	Grands sites	Moyens sites	Petits sites
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	26	23	7	8

Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 42 : Part de la consommation des sites éligibles alimentée par les fournisseurs alternatifs



Source : CRE d'après GRD, RTE

que les processus mis en place pour l'ouverture des marchés fonctionnent. Néanmoins, le rythme d'ouverture du marché des clients éligibles stagne depuis plusieurs mois, ce qui est inhabituel dans la phase de démarrage d'un nouveau marché.

Ce phénomène de stagnation s'explique par la coexistence de tarifs réglementés et de prix de marché. En effet, le coût de la fourniture aux tarifs réglementés est, pour certaines catégories de clients, notamment industriels, très inférieur au prix de fourniture sur le marché.

En conséquence, le développement d'offres alternatives compétitives est freiné et les consommateurs peu enclins à faire jouer la concurrence. La hausse des prix de marché de gros ne fait qu'accroître ce phénomène.

Encadré 15 : Freins à l'ouverture identifiés

La mise en place de l'observatoire a permis à la CRE d'identifier des premiers points de vigilance pour l'avenir :

• les sites de taille moyenne

Comme le montre la figure 41 (p 75), la part de marché des fournisseurs alternatifs est beaucoup moins élevée sur le segments des sites moyens que sur le segment des grands sites ou le segment des petits sites. Cette situation résulte de la difficulté pour les fournisseurs alternatifs à cibler un segment qui n'est ni un marché de masse ni un ensemble de grands comptes, mais elle indique également une difficulté liée à l'écart entre les tarifs réglementés appliqués à ce segment et les prix de marché.

• les mises en service

L'exercice de l'éligibilité peut s'effectuer à l'occasion du choix d'un nouveau fournisseur par un client ou lors de la mise en service d'un site. Aujourd'hui les fournisseurs alternatifs n'attirent quasiment aucun client lors de mises en service alors qu'ils gagnent près d'un client sur deux dans le cadre d'un changement de fournisseur. Il importe de comprendre les raisons de cet écart et de s'assurer que la procédure de mise en service ne favorise pas indûment les fournisseurs historiques.

• l'ouverture du marché sur tout le territoire national

Sur les zones de desserte des 6 plus importantes ELD, moins de 400 sites ont exercé leur éligibilité à la fin du premier trimestre 2005, soit un taux d'exercice de l'éligibilité particulièrement bas d'environ 0,3%. La CRE veillera à ce qu'aucune barrière à l'entrée ne dissuade les fournisseurs alternatifs de proposer leurs offres à l'ensemble des clients éligibles en France, et notamment les petits clients.

La comparaison du coût de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés et sur le marché est donnée (figures 43 et 44) pour deux catégories de clients : un client professionnel de taille moyenne (une PME par exemple) et un grand site industriel-type.

Pour capter un de ces clients, un fournisseur alternatif devrait lui faire une offre de fourniture d'électricité à un prix moyen inférieur d'environ 20% à son prix de revient.

Certains grands clients industriels ont exercé leur éligibilité à l'ouverture du marché pour profiter des prix alors très bas. A ce jour, un grand client qui n'a pas encore exercé son éligibilité n'a aucun intérêt à quitter le tarif réglementé.

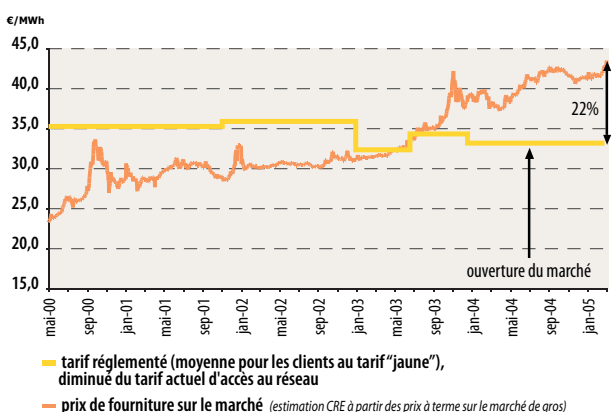
A terme, une suppression des tarifs réglementés pour les clients professionnels est à envisager, selon des modalités à étudier.

3. La CRE intervient en faveur des clients éligibles

Dès l'ouverture du marché en 2000, la CRE a mené une série d'actions afin d'informer les clients éligibles sur le nouveau contexte réglementaire et leur faculté de choisir un fournisseur d'électricité.

Ces actions, renforcées en 2004, seront poursuivies dans les années à venir, dans la perspective de l'ouverture complète du marché en juillet 2007.

Figure 43 : Sites de taille moyenne au tarif jaune, prix hors taxes en € courants, hors acheminement



Source : CRE

A. La CRE informe et conseille les clients éligibles

a. Informer

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

Guide du consommateur

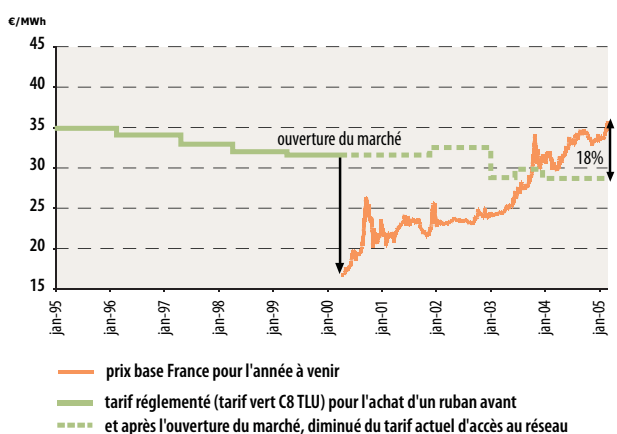
Dès 2001, la CRE avait publié un Guide du client éligible à destination des clients consommant plus de 16 GWh (puis 7 GWh à partir de 2003). Dans la perspective de l'ouverture du marché à tous les professionnels en juillet 2004, la CRE a procédé à la refonte de ce guide, devenu Guide du consommateur.

Il était nécessaire de l'adapter à une clientèle professionnelle de masse qui ne dispose généralement pas de compétences particulières en matière d'achat d'électricité. Le guide est disponible sur le site internet de la CRE. Il est consulté plus de 2 000 fois par mois et a été diffusé en version papier à 3 500 exemplaires.

Liste des fournisseurs d'électricité

Depuis 2001, la CRE met à disposition une liste des fournisseurs d'électricité. Cette liste était initialement constituée d'environ 70 fournisseurs qui avaient exprimé leur volonté de proposer des offres commerciales à de grands clients éligibles.

Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert, prix hors taxes en € constants au 1^{er} janvier 2005, hors acheminement, hors CSPE



Source : CRE

Pour répondre aux besoins des petits professionnels, cette liste a été profondément modifiée. L'inscription est à l'initiative du fournisseur, mais les candidats à l'inscription dans la liste doivent faire état de leur réelle capacité à faire des offres commerciales, au travers des contrats idoines qu'ils ont signés avec les gestionnaires de réseaux.

La liste des fournisseurs d'électricité est disponible sur le site internet de la CRE. On recense environ 4 000 consultations par mois.

Questions/réponses

Une série de questions/réponses, publiée sur le site de la CRE, apporte des éclairages sur les principaux points qui peuvent concerner les clients éligibles. Les thèmes abordés sont ceux liés au client, au changement de fournisseur, aux contrats, à la consommation et au comptage de l'énergie consommée, à la facture d'électricité ou encore aux fournisseurs. Cet espace a vocation à être enrichi en fonction des questions posées par les clients éligibles.

Interventions dans des conférences

La CRE est intervenue dans plus de 25 conférences, internationales, nationales et régionales, pour expliquer la nouvelle organisation du marché français de l'électricité.

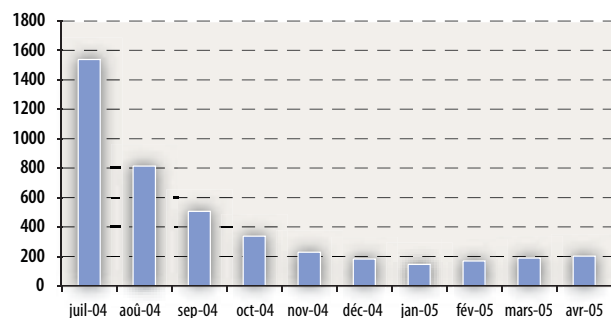
b. Répondre aux demandes des clients éligibles

À partir de juillet 2004, la CRE a reçu un grand nombre de questions de la part de clients éligibles (figures 45 et 46). Au total, depuis le 1^{er} juillet 2004, la CRE a reçu plus de 4 300 appels téléphoniques et près de 700 demandes d'information écrites, avec un pic de 1500 appels téléphoniques sur le seul mois de juillet.

Une grande partie des appels provenait de clients souhaitant une simple information et renvoyés vers le standard de CRE par leur gestionnaire de réseau. Des échanges avec les gestionnaires de réseau ont permis de renvoyer ces clients vers le site internet de la CRE et de ramener le nombre d'appels à environ 200 par mois.

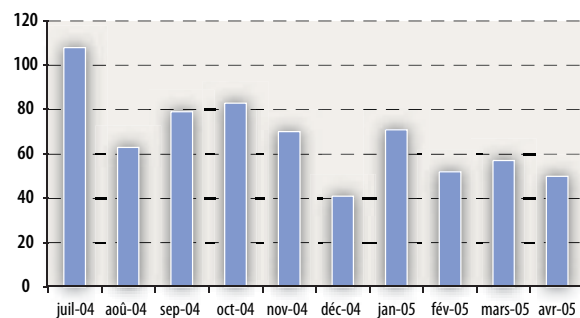
Les interrogations des clients éligibles concernent les thèmes suivants : connaissance des fournisseurs présents sur le marché français, modalités pratiques d'organisation et de fonctionnement du marché français, nouvelles modalités de réalisation de branchements et mises en services (notamment les branchements provisoires pour des chantiers ou fêtes foraines), aspects liés au comptage de l'énergie consommée. La CRE a reçu une soixantaine de réclamations de clients éligibles à l'encontre de fournisseurs d'électricité ou de gestionnaires de réseaux. Ces réclamations sont liées à des changements de fournisseurs non demandés, aux modalités d'application

Figure 45 : Appels reçus au standard téléphonique de la CRE en rapport direct avec l'ouverture du marché



Source : CRE

Figure 46 : Courriels, courriers et télécopies adressés à la CRE en rapport direct avec l'ouverture du marché



Source : CRE

des catalogues des prestations des gestionnaires de réseaux de distribution, aux niveaux estimés de consommation ou encore à l'obtention d'historiques de consommation. La CRE apporte son expertise aux clients éligibles afin de les aider à résoudre leur problème.

B. La CRE renforce sa connaissance des professionnels

Au cours de l'année passée, deux modes d'action ont été privilégiés : la relation directe avec les clients éligibles dans le cadre de rendez-vous ou d'auditions faisant suite à des consultations, et l'intégration de représentants des clients éligibles au sein du GTE 2004.

De plus, la CRE réalisera au second semestre 2005 une enquête sur la perception de l'ouverture des marchés par les clients éligibles. Cette enquête menée auprès d'un échantillon représentatif des clients professionnels permettra de mesurer leur connaissance de l'ouverture des marchés, des acteurs en présence, les contacts qu'ils ont pu avoir avec des fournisseurs alternatifs et leur satisfaction à l'égard de leur fournisseur.

Pour préparer l'ouverture complète du marché en juillet 2007, les particuliers seront représentés au sein du groupe de travail GTE 2007.

4 Vers l'ouverture totale des marchés

1. Le GTE 2004 affiche un bilan positif

A. Le dispositif mis en place s'est poursuivi au-delà du 1^{er} juillet 2004

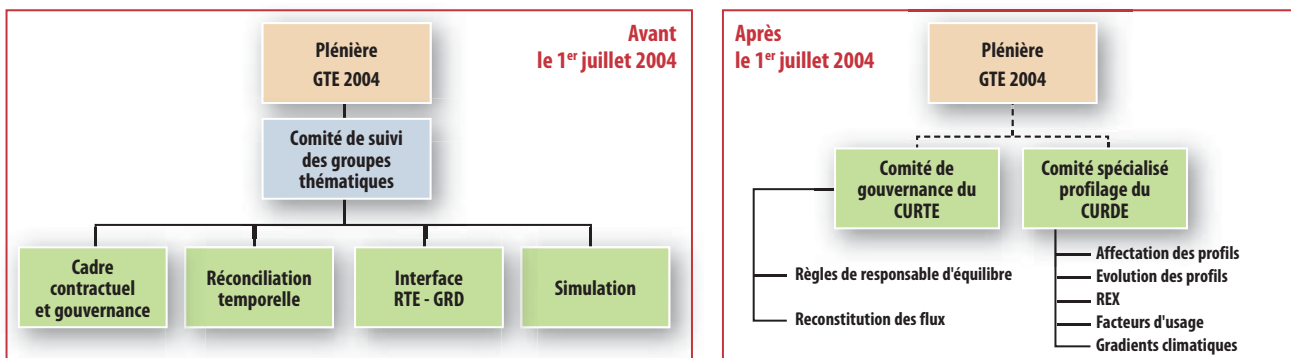
Avant le 1^{er} juillet 2004, les travaux étaient menés dans des groupes qui rapportaient directement au GTE 2004. Depuis cette date, les travaux se poursuivent dans deux instances permanentes mises en place par RTE et ERD : le CURTE (Comité des utilisateurs de RTE) et le CURDE (Comité des utilisateurs du réseau de distribution électrique).

Au sein du CURTE, les travaux du GTE 2004 se poursuivent dans le Comité de gouvernance du dispositif de responsable d'équilibre, instance de concertation à laquelle participent des représentants des responsables d'équilibre et des gestionnaires de réseau de distribution. Ce comité est en charge de l'évaluation du mécanisme de reconstitution des flux et de calcul des écarts et de la formulation de propositions d'évolution de son fonctionnement.

Au sein du CURDE, qui rassemble des représentants des consommateurs, des gestionnaires de réseau, des fournisseurs, des pouvoirs publics et des autorités concédantes, les travaux du GTE 2004 se poursuivent au sein du Comité spécialisé profilage (CSP) qui associe tous les acteurs concernés pour assurer la transparence du système de profilage et l'impartialité des décisions concernant son évolution.

Les sujets en cours d'examen dans les deux instances de coordination concernent les règles définitives de la reconstitution

Figure 47 : Organisation du GTE 2004



Source : CRE

des flux, la méthodologie d'introduction de nouveaux profils de consommation pour la partie de la clientèle équipée de compteurs à index, la formalisation du processus de changement de fournisseur dans des cas complexes (changement de puissance souscrite ou de structure tarifaire) et l'établissement d'un premier retour d'expérience sur le fonctionnement du marché depuis le 1^{er} juillet 2004.

B. Les dispositifs mis en place fonctionnent correctement

Les travaux menés dans le cadre du GTE2004 se sont concrétisés par un ensemble de règles, procédures et cadres contractuels qui permettent aux clients nouvellement éligibles de changer de fournisseur.

Contrat unique et contrat GRD-Fournisseur

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 modifiée a ouvert la possibilité, pour un fournisseur, de gérer l'accès au réseau pour le compte d'un de ses clients, afin de simplifier les démarches de ce dernier. Cela a conduit à l'élaboration d'un contrat entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur (contrat GRD-F) et d'un contrat entre le fournisseur et le client (« contrat unique »).

Les contrats uniques facilitent l'accès des petits clients éligibles au marché concurrentiel. Depuis leur mise en place, les contrats uniques représentent plus de 99% des contrats signés.

Procédure de changement de fournisseur

La procédure de changement de fournisseur, opérationnelle depuis le 1^{er} juillet 2004 pour les clients ayant signé un contrat unique, leur permet de changer de fournisseur sans frais et dans un délai inférieur à deux mois.

Cette procédure fonctionne de manière satisfaisante puisque, au 1^{er} mai 2005, près de 180 000 sites l'ont utilisée. Le nombre de demandes de changement de fournisseur non réalisées dans les délais prévus est faible.

Conçue pour traiter les cas simples de changement de fournisseur, soit 90% des cas, cette procédure a évolué pour permettre les demandes groupées (pour les clients multisites) et prochainement les principaux cas complexes de changements de fournisseur, impliquant une modification de la structure tarifaire ou de la puissance souscrite.

Profilage et reconstitution des flux

Le mécanisme de reconstitution des flux circulant sur le réseau de distribution, mis en place en concertation avec les différents acteurs concernés sous l'égide de la CRE, s'appuie sur le concept de profilage. Il prévoit que les gestionnaires de réseau « profilent », c'est-à-dire estiment, la courbe de charge de tous leurs clients équipés de compteurs à index selon des règles établies.

Compte tenu de la complexité du système de profilage, la majorité des ELD a choisi, à titre transitoire, de ne profiler que les sites ayant choisi un fournisseur alternatif. Il est maintenant important que ces ELD mettent en œuvre le système de profilage total, préconisé par la CRE dans sa délibération du 3 juillet 2003.

Catalogue des prestations des GRD

Dans sa délibération du 24 décembre 2003, la CRE a demandé à chaque GRD de publier un catalogue exhaustif des prestations qu'il propose aux clients et aux fournisseurs (relevé spécial, mise en service, rendez-vous avec le client pour analyse technique, vérification des appareils de comptage...). Ces prestations doivent être accessibles à tous les clients et fournisseurs, sur la base de critères objectifs et non discriminatoires.

Les catalogues des prestations d'EDF Réseau de Distribution ainsi que ceux des principales ELD ont été publiés courant 2004 et sont disponibles auprès des GRD.

Charte des fournisseurs

Un groupe de travail, animé par les organismes représentant les consommateurs, dont l'Assemblée des Chambres Françaises de Commerce et d'Industrie (ACFCI) et la Confédération Générale des Petites et Moyennes Entreprises (CGPME), et incluant plusieurs fournisseurs, a rédigé une charte des fournisseurs. Elle précise, en termes clairs pour tous les consommateurs éligibles, les principes nécessaires à une relation équilibrée et loyale entre fournisseurs et clients et elle vise à garantir de bonnes pratiques commerciales et à définir les bases de la relation contractuelle entre le fournisseur et son client, dans le cadre du contrat unique.

2. Le GTE 2004 cède la place au GTE 2007

A. Le GTE 2007 succède au GTE 2004 pour préparer l'ouverture totale du marché

Les directives européennes prévoient l'ouverture totale des marchés au plus tard le 1^{er} juillet 2007. A cette date, l'ensemble des clients résidentiels français deviendront donc éligibles. L'extension de la concurrence sur le marché de détail à ce segment de clientèle présente un certain nombre de spécificités par rapport à la date du 1^{er} juillet 2004.

Les clients résidentiels jouissent d'une protection supérieure aux clients professionnels. Le droit de la consommation leur est applicable, ils bénéficient donc de mesures spécifiques : possibilité de rétractation sous 7 jours après signature du contrat, procédures spécifiques en cas de non paiement. L'ensemble de ces spécificités et leur impact sur le marché de l'électricité doivent être analysés dès aujourd'hui afin d'anticiper au mieux l'échéance de 2007.

Le nombre de sites éligibles passera de 4,5 à 33,5 millions. Il est donc essentiel que les procédures de changement de fournisseurs soient parfaitement automatisées et robustes, de même que tous les systèmes d'échanges d'information entre les acteurs. L'expérience de l'ouverture d'autres marchés a démontré que la simplicité et la transparence des démarches pour le consommateur sont des gages essentiels de l'ouverture effective des marchés.

La CRE participe au groupe de travail « Protection du consommateur et ouverture du marché de l'électricité », mis en place en décembre 2004 par le ministre de l'économie, dans le cadre du Conseil National de la Consommation (CNC). Grâce à l'audition d'experts et à l'analyse d'expériences étrangères, ce groupe de travail a pour objectif de s'assurer que les mécanismes juridiques préexistants à l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, complétés par les textes nouvellement adoptés, correspondent à une correcte et complète transposition des directives européennes précitées et de leurs annexes en droit français. Il doit par ailleurs réfléchir à des actions de communication publique pour informer, avant 2007, les particuliers des changements induits par l'ouverture à la concurrence.

La CRE met en place un groupe de travail GTE 2007. Comme le GTE 2004, le GTE 2007 rassemblera, à leur demande, l'en-

semble des acteurs du marché afin de définir les conditions du bon fonctionnement du marché résidentiel et mettre en place les processus correspondant. Ce groupe de travail aura deux missions :

- définir des règles claires et simples pour l'ouverture du marché résidentiel, dans une optique orientée consommateur (information, processus, contractualisation, ...) ;
- finaliser les travaux techniques du GTE 2004 en matière de processus entre les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les responsables d'équilibre et piloter l'adaptation de ces processus au fonctionnement du marché de masse.

B. La communication de la CRE du 26 mai 2005 cadre le travail du GTE 2007

Dans sa communication du 26 mai 2005, la CRE a souhaité confirmé et précisé certaines orientations préconisées lors du GTE 2004. Elles concernent les domaines des relations contractuelles, des processus de choix du fournisseur, du mécanisme de reconstitution des flux et la protection du consommateur.

Cette communication fixe aussi les deux missions essentielles du GTE 2007 : mener à bonne fin les travaux initiés dans le cadre du GTE 2004 et définir les règles et processus qui permettront l'ouverture du marché résidentiel en 2007. Pour atteindre ces deux objectifs, les premiers éléments d'organisation sont définis. Les travaux du GTE 2004 seront poursuivis et finalisés sous l'égide du CURDE et du CURTE, avec un reporting renforcé vers la CRE. Les travaux de préparation du 1^{er} juillet 2007 seront menés dans un mode projet et piloté par deux comités de suivi. L'un, dédié aux problématiques des consommateurs, sera piloté par la CRE et devra définir les règles qui régissent les relations des clients avec les fournisseurs et gestionnaires de réseaux de distribution. Les associations représentant les clients particuliers y sont conviées. L'autre groupe, plus technique et piloté par le GRD EDF, visera à définir les conditions de mise en place des systèmes d'information et processus entre les professionnels du secteur (fournisseurs, GRD, responsables d'équilibre et RTE).

La coordination avec le GTG 2007 sera assurée, pour prendre en compte les attentes des clients disposant des deux énergies.

II L'accès aux réseaux publics d'électricité

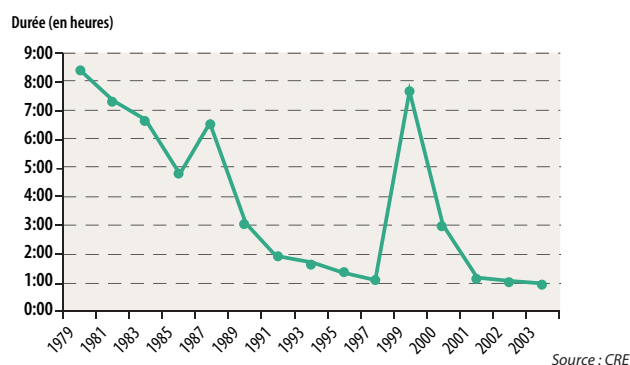
1 Le suivi de la qualité par la CRE sur les réseaux publics d'électricité

La qualité du service rendu par les réseaux publics d'électricité est la contrepartie du paiement du tarif d'utilisation de ces réseaux. La question de l'appréciation de cette qualité a été abordée à l'occasion de la discussion du projet de loi d'orientation sur l'énergie. Dans le cadre de ses missions, la CRE peut apporter une contribution à l'appréciation objective de cette qualité et à l'établissement des mécanismes d'incitation économique des gestionnaires de réseaux à prendre en considération la qualité de service. Cette contribution doit s'articuler avec l'activité d'autres parties prenantes dans ce domaine, telles que les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité pour ce qui concerne les réseaux publics de distribution.

1. La qualité sur les réseaux publics de distribution

La qualité de service des réseaux publics de distribution d'électricité doit s'apprécier sur la base de critères techniques

Figure 48 : L'évolution du temps de coupure moyen sur les réseaux de distribution d'EDF (clients BT)



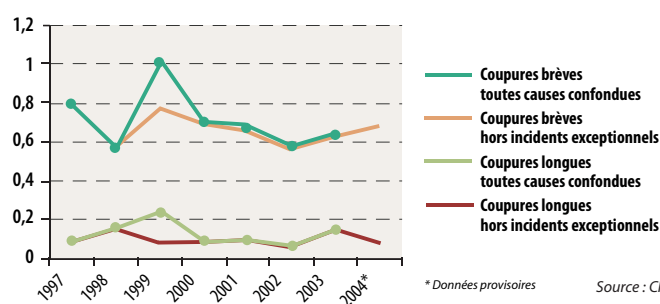
Le graphique ci-dessus, établi à partir de données fournies par EDF et non auditées par la CRE, ne reflète que très imparfaitement la qualité de l'électricité livrée en basse tension par les réseaux de distribution car il ne rend pas compte des disparités territoriales. Il doit en outre être complété par les histogrammes analogues (non fournis par EDF) relatifs au nombre de coupures, au nombre de microcoupures, aux chutes de tension, etc.

agregés à une échelle reflétant les caractéristiques de ces réseaux qui ont un rôle de desserte locale. A cet effet, en juillet 2004, la CRE a demandé au principal gestionnaire de réseaux publics de distribution, EDF, de fournir des indicateurs décrivant la qualité de service des réseaux qu'il exploite (figures 48 et 49). Ces indicateurs concernent la continuité de l'alimentation et la qualité de service caractérisée par le nombre et la durée des coupures longues et brèves subies par les utilisateurs raccordés en BT et HTA, une répartition de ces coupures selon leur origine, ainsi que la qualité de la gestion des engagements contractuels du gestionnaire de réseau. Ces données seront renseignées à l'échelle régionale et à celle de la concession. Elles devront faire apparaître d'éventuelles disparités entre les zones de desserte que les statistiques nationales, trop agrégées, ne permettraient pas d'apprécier.

La définition précise des indicateurs techniques de la qualité de service a été réalisée. Les premières données, établies selon ces conventions pour l'année 2003 à l'échelle régionale, ont été communiquées à la CRE début février 2005. La transmission des résultats demandés à l'échelle de la concession nécessite encore la mise au point du système d'information traitant de la performance des réseaux de distribution exploités par EDF. Les premières données doivent être transmises à la CRE à partir de juin 2005.

Ces résultats conduiront à identifier les niveaux de qualité atteints par les gestionnaires de réseau ainsi que leur évolution dans le temps. Le compte rendu établi par EDF permettra d'apprécier son efficacité comme gestionnaire de réseaux de

Figure 49 : L'évolution de la fréquence de coupure sur le réseau de transport



distribution et de mettre directement en rapport les éléments économiques et techniques permettant d'expliquer les résultats obtenus. La généralisation de ces comptes rendus à tous les gestionnaires de réseaux permettra à terme d'établir un mécanisme de régulation les incitant à améliorer leurs performances respectives en matière de continuité de l'alimentation et, plus généralement, en matière de service rendu.

Un tel mécanisme de régulation complètera le dispositif contractuel (contrats d'accès CARD, contrats GRD-F/contrats uniques, conventions de raccordement, etc.) que la CRE souhaite voir amélioré dans le domaine de la qualité de service des réseaux, afin de protéger les consommateurs. Une évolution négative des performances en la matière pourrait entraîner le versement de pénalités par les gestionnaires de réseaux. La CRE s'inspirera des modèles de régulation établis par les régulateurs étrangers, au premier rang desquels l'OFGEM en Grande Bretagne et l'AEEG en Italie.

En effet, les gestionnaires de réseaux doivent améliorer la situation des zones les moins bien traitées pour éviter l'accroissement des disparités géographiques. Cela n'implique pas nécessairement l'uniformisation des niveaux atteints.

2. La qualité sur le réseau public de transport

Dans sa délibération sur le programme d'investissements de RTE pour 2005, la CRE a rappelé que la qualité d'alimentation dépend de décisions d'investissements, telles que le renouvellement des équipements des réseaux régionaux ou le développement de la capacité de ces derniers. Il est dès lors important d'assurer un suivi pluriannuel des performances du réseau.

Les informations demandées à RTE pour assurer le suivi de ses performances en matière de continuité et de qualité d'alimentation permettront à la CRE de veiller plus précisément à la relation entre niveau et pertinence des investissements et qualité de service du réseau de transport. Une échelle plus détaillée que l'échelle nationale conduira à apprécier plus finement les éventuelles disparités interrégionales sur le réseau public de transport. Les conditions techniques de raccordement aux réseaux de distribution seront adaptées dans le cas d'un raccordement au réseau public de transport pour

tenir compte d'une présence plus importante d'installations de production susceptibles d'être fortement perturbatrices.

Dans le domaine du transport, la CRE poursuit le même objectif que dans le domaine de la distribution, c'est-à-dire l'établissement à terme d'une régulation incitant le gestionnaire du réseau de transport à assurer un niveau élevé de qualité à un coût économiquement acceptable.

2 Les référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Pour assurer le traitement objectif, non discriminatoire et transparent de l'accès des tiers aux réseaux, tel que requis par la directive du 26 juin 2003, il est nécessaire que l'ensemble des principes et méthodes appliqués par les gestionnaires de réseaux soient portés à la connaissance des utilisateurs de ces réseaux. Or, du fait de leur caractère détaillé ou évolutif, de nombreux principes et règles techniques établis et appliqués par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ne peuvent être contenus dans la réglementation technique.

L'établissement et la publication de référentiels techniques par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité permettra de rapprocher la situation des utilisateurs de réseaux publics d'électricité français de celle des utilisateurs des réseaux de nombreux États membres de l'Union européenne. Dans ces derniers, des codes réseau ont été établis et publiés pour apporter aux utilisateurs l'information qui leur est nécessaire sur les conditions réglementaires, techniques et contractuelles de raccordement et d'accès aux réseaux publics d'électricité.

Le décret du 27 juin 2003 a défini le « référentiel technique du réseau public de transport comme un document d'information publié par le gestionnaire du réseau public de transport précisant les principes généraux de gestion et d'utilisation du réseau public de transport [...] ». En l'absence de définition plus précise et de calendrier de mise en place de ce texte, la CRE a fixé le cadre de l'élaboration du référentiel technique du réseau public de transport.

Les utilisateurs des réseaux publics de distribution doivent pouvoir faire valoir leurs droits dans les mêmes conditions

que les utilisateurs du réseau public de transport. C'est pourquoi il est nécessaire de mettre en place également des référentiels techniques pour les réseaux publics de distribution. La CRE a lancé, en novembre 2003, une consultation publique établie sur ces thèmes qui paraissaient devoir figurer dans les référentiels techniques. A la suite de cette consultation, la CRE, en vertu de l'article 37 de la loi du 10 février 2000, a décidé le 7 avril 2004 la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

Chaque gestionnaire de réseau public de transport et de distribution d'électricité doit publier un référentiel technique. Il peut recourir au référentiel technique d'un autre gestionnaire de réseau.

La publication des référentiels techniques doit être achevée le 30 juin 2005.

Les gestionnaires de réseaux publics d'électricité doivent, préalablement à la conclusion de tout document contractuel relatif au raccordement et/ou à l'accès aux réseaux publics d'électricité, informer les utilisateurs de réseaux de l'existence de ces référentiels techniques et des moyens d'en prendre connaissance.

Cette obligation contribue à l'objectif, inscrit dans la directive du 26 juin 2003, de protection des consommateurs. En leur garantissant la transparence des conditions contractuelles, elle leur permettra de mieux se protéger contre des comportements arbitraires ou discriminatoires des gestionnaires des réseaux publics d'électricité.

3 L'action de la CRE au sein du CEER/ERGEG

1. Analyse du projet de guide opérationnel (*Operation Handbook*) de l'UCTE par l'ERGEG

L'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE) a pour objectif d'assurer la sécurité de fonctionnement du système électrique interconnecté. Pour atteindre cet objectif, l'UCTE a développé depuis 50 ans un ensemble de règles et de recommandations. Lors des 9^{ème} et 10^{ème} Forum de Florence, les membres du CEER, à la suite des recommandations de l'Union européenne, ont demandé à l'UCTE d'adapter les règles à l'ouverture du marché de l'électricité. Pour répondre

à cette attente, les gestionnaires de réseaux de transport ont entrepris la rédaction d'un guide opérationnel (*Operation Handbook*). A terme, il permettra d'obtenir un ensemble de règles cohérent, précis et clair qui remplacera les multiples publications actuellement en vigueur.

Le deuxième enjeu est de rendre ces règles contraignantes pour les membres de l'UCTE et les utilisateurs des réseaux de transport. L'incident majeur survenu le 28 septembre 2003 en Italie a renforcé l'intérêt d'une telle démarche.

Le groupe « exploitation du système » (*System Operation Task Force*) de l'ERGEG, auquel participe la CRE, a initié depuis quelques mois des contacts directs et réguliers avec l'UCTE, afin d'examiner de façon continue et progressive l'avancement des travaux sur le guide opérationnel.

La rédaction actuelle du guide opérationnel ne permet pas d'assurer la sécurité d'exploitation du réseau interconnecté. Les recommandations contenues dans divers rapports établis à la suite du black-out italien, dont celui établi par l'UCTE, n'ont pas encore été prises en compte. De même, certains sujets essentiels, comme le calcul des capacités physiques de transfert aux interconnexions, n'ont pas encore été convenablement traités.

Sans préjuger de la solution retenue par l'UCTE pour assurer l'opposabilité des règles, les régulateurs souhaitent qu'elle constitue une avancée significative par rapport à la situation actuelle, fondée sur un accord d'application volontaire. Il devra exister un engagement ferme à respecter les règles du guide opérationnel sous peine de sanction suffisamment dissuasive. Enfin, le contrôle du respect des règles de l'UCTE devra fonder sa crédibilité sur sa transparence et son indépendance. À ce titre, l'ERGEG examinera le rôle que joueront, à terme, les régulateurs investis des pouvoirs prévus par l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 tout en tenant compte de ce que le champ d'intervention de l'UCTE s'étend au-delà des limites de l'Union européenne.

2. Comparaison de la qualité de service des réseaux européens

En 2003, le groupe de travail « qualité de la fourniture » (*Quality of Supply*) du CEER a élaboré le 2^e rapport de benchmarking sur la qualité de fourniture de l'électricité (*2nd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*). Il s'agit d'une comparaison à l'échelle européenne des performances globales sur

les réseaux nationaux de distribution. Les sujets abordés dans ce rapport sont la continuité de la fourniture et la qualité commerciale.

Un nouveau groupe de travail « qualité de service » (*Quality of Service*) du CEER, institué en 2004, doit réaliser le 3^e rapport de benchmarking sur la qualité de fourniture de l'électricité (*3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Service*) qui poursuivra deux objectifs :

- **améliorer et élargir la comparaison effectuée lors du précédent rapport** en ce qui concerne la continuité de la fourniture et la qualité commerciale. Pour cela, la participation des pays européens disposant de données significatives (c'est-à-dire représentant la majorité des utilisateurs des réseaux du pays concerné) sera requise. De plus, à la différence du précédent rapport qui ne concerne que les réseaux de distribution, le 3^{ème} rapport contiendra des informations à propos de la qualité sur le (ou les) réseau(x) de transport.
- **comparer les mécanismes de régulation et les régimes de pénalités** instaurés en Europe sachant que les régulateurs italien et anglais publient déjà des résultats concernant les impacts de tels mécanismes.

La CRE a été chargée de réaliser la synthèse des réponses aux différents questionnaires.

4 L'indépendance des gestionnaires de réseaux publics d'électricité est indispensable à l'ouverture des marchés

A. La mise en œuvre du cadre légal et réglementaire est encore incomplète

La directive du 26 juin 2003 prévoit que lorsque le gestionnaire de réseau de transport fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être indépendant des autres activités non liées au transport, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision. Ces règles ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs de la société de transport de celle du reste de l'entreprise.

Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution faisant partie d'une entreprise intégrée doivent ainsi bénéficier d'une indépendance leur permettant d'exercer leurs missions dans des conditions non discriminatoires.

A cet effet, l'article 10 de cette directive (encadré 16 p. 86) prévoient quatre critères minimaux :

- non-participation des responsables de la gestion du gestionnaire du réseau de transport aux structures de l'entreprise intégrée directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de fourniture et de distribution d'électricité ;
- adoption des mesures appropriées pour la prise en compte des intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau ;
- mise à disposition du gestionnaire de pouvoirs de décision effectifs en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires à l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau, des mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer les droits de supervision économique de la société mère concernant le rendement des actifs de la filiale pouvant néanmoins être prévus ;
- établissement d'un programme d'engagements regroupant les mesures prises pour prévenir toute pratique discriminatoire.

Depuis l'entrée en vigueur de la directive le 1^{er} juillet 2004, ces critères s'appliquent aux gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100.000 clients. En France, cela concerne Electricité de France Réseau de Distribution (ERD), Electricité de Strasbourg (ES), l'Usine d'Electricité de Metz (UEM), la Société de revente d'électricité et de gaz, d'investissement et d'exploitation en énergie et de services (Sorégies) et la Régie du Syndicat intercommunal d'énergie des Deux Sèvres (RSIEDS). La séparation juridique ne sera exigible pour la distribution qu'au 1^{er} juillet 2007.

La loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Electricité de France ont transposé ces exigences communautaires dans le droit national. L'indépendance des gestionnaires de réseaux requise par les textes communautaires n'est toutefois pas encore complètement assurée et nécessitera l'intervention de dispositions complémentaires.

B. Les conditions de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport filialisé doivent être améliorées

La loi du 9 août 2004 prévoit, dans son article 5, une séparation juridique du gestionnaire du réseau de transport. L'article 6 de la loi précise que :

- toute personne qui assure la direction générale du gestionnaire du réseau de transport ne peut être révoquée sans un avis motivé préalable de la CRE ;

- les personnes assurant des fonctions de direction ne peuvent avoir de responsabilité directe ou indirecte dans la gestion d'activités de production ou de fourniture ;
- les pouvoirs accordés aux personnes en charge de la gestion du GRT doivent être suffisants pour qu'elles puissent prendre des décisions en toute indépendance afin d'assurer l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux. Toutefois, les intérêts de l'actionnaire sont préservés. Toute décision relative au budget ou à la politique de financement et à la création de tout groupement d'intérêt économique,

Encadré 16 : Article 10.2 de la directive du 26 juin 2003

2. Les critères minimaux à appliquer pour garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport visé au paragraphe 1 sont les suivants :

- a) les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise d'électricité intégrée qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité ;
- b) des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance ;
- c) le gestionnaire de réseau de transport dispose de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise d'électricité intégrée, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau. Ceci ne devrait pas empêcher l'existence de mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer que les droits de supervision économique et de gestion de la société mère concernant le rendement des actifs d'une filiale, réglementé indirectement en vertu de l'article 23, paragraphe 2, soient préservés. En particulier, la présente disposition permet à la société mère d'approuver le plan financier annuel du gestionnaire de réseau de transport, ou tout document équivalent, et de plafonner globalement le niveau d'endettement de sa filiale. En revanche, elle ne permet pas à la société mère de donner des instructions au sujet de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne des décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de lignes de transport qui n'excèdent pas les limites du plan financier qu'elle a approuvé ou de tout document équivalent ;
- d) le gestionnaire de réseau de transport établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Ce programme énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que cet objectif soit atteint. La personne ou l'organisme responsable du suivi du programme d'engagements présente tous les ans à l'autorité de régulation visée à l'article 23, paragraphe 1, un rapport décrivant les mesures prises. Ce rapport annuel est ensuite publié.

société ou autre entité juridique concourant à la réalisation de leur objet social ou à son extension au-delà du transport ne peut être adoptée sans le vote favorable de la majorité de membres du conseil d'administration nommés par l'assemblée générale. Il en va de même des décisions relatives aux achats et ventes d'actifs ainsi qu'à la constitution de sûretés ou de garanties au-dessus d'un certain seuil.

La loi prévoit également un décret relatif aux mesures garantissant que les intérêts professionnels des personnes assurant des fonctions de direction dans la société gestionnaire du réseau de transport d'électricité leur permettent d'agir en toute indépendance. Il sera particulièrement important que ce décret respecte les objectifs fixés par l'article 10 de la directive du 26 juin 2003.

La loi dispose que la CRE publie chaque année un rapport évaluant l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. A cette occasion, la CRE s'assurera que les statuts ainsi que tous les documents liés à l'activité de la société de transport d'électricité garantissent son indépendance effective par rapport aux autres activités de l'entreprise d'électricité verticalement intégrée.

La filialisation du réseau de transport d'électricité ne doit pas entraîner une régression de l'indépendance de gestion dont il bénéficiait jusqu'à présent.

On peut d'ores et déjà souligner qu'une dénomination rappelant l'appartenance au groupe EDF nuit à l'image d'indépendance du gestionnaire de réseau et risque de créer une confusion dans l'esprit des consommateurs. Ce risque de confusion serait aggravé par l'utilisation par le gestionnaire du réseau de transport d'un logo trop proche de celui d'EDF.

L'indépendance de la filiale de transport d'électricité dans le respect des exigences communautaires est une condition nécessaire à la sécurité juridique de son activité. Plusieurs points paraissent déterminants à cet égard :

- **la prise en compte des intérêts professionnels des dirigeants** et notamment du directeur général ainsi que son indépendance ;
- **la participation au comité exécutif d'EDF d'un administrateur de RTE** et, a fortiori, du président du conseil d'administration ;
- **la liberté du choix par le directeur général de ses collaborateurs** et de l'étendue et la durée des pouvoirs qui leur sont conférés.

Compte tenu de la nécessité d'assurer dans le temps l'indépendance requise par les textes communautaires, la modification des statuts devrait se faire selon la même procédure que lors de leur approbation, c'est à dire par décret et non par le seul jeu normal du droit commercial auquel cette filiale sera soumise selon les termes de la loi du 9 août 2004.

C. L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution doit être garantie

La loi ne prévoit pas la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution mais, conformément à la directive, elle instaure une obligation d'indépendance sur le plan de l'organisation et de la prise de décision par rapport aux autres activités de l'entreprise. Les conditions de cette indépendance doivent encore être précisées.

Aux termes de l'article 30 de la directive du 26 juin 2003, la séparation juridique devra être mise en œuvre au 1^{er} juillet 2007.

EDF a informé la CRE de la mise en place de deux entités dissociées dédiées à la gestion des réseaux : EDF Réseau de distribution (ERD) et EDF Gaz de France Distribution (EGD). Les missions données à ces entités par la loi du 9 août 2004 conduit à les considérer comme des gestionnaires de réseaux de distribution au sens de la définition donnée au point 6 de l'article 2 de la directive du 26 juin 2003. Elles doivent donc bénéficier d'une indépendance de gestion analogue à celle de la filiale de transport d'électricité.

ERD a informé la CRE qu'il avait séparé ses locaux de ceux des autres activités du groupe. Ces locaux seront dotés de contrôle d'accès, de moyens de télésurveillance et de lieux d'archivage sécurisés. De telles mesures sont de nature à faciliter le respect des obligations de confidentialité auxquelles sont soumis les gestionnaires de réseaux.

Le gestionnaire de réseau de distribution dispose d'un site internet indépendant.

Toutefois, ce site ne fait pas suffisamment ressortir l'indépendance et la neutralité du distributeur. Le logo du groupe EDF apparaît sur toutes les pages, entretenant ainsi une confusion entre le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur rattaché à l'entreprise intégrée. Ceci est également le cas pour tous les GRD disposant d'un site internet.

Par ailleurs, la liste des fournisseurs en concurrence figurant sur le site ERD est limitée aux fournisseurs ayant conclu un

contrat GRD-Fournisseur, ce qui constitue une discrimination. De même que pour le transport, des difficultés dans la mise en œuvre des obligations communautaires perdurent :

- **la dénomination des distributeurs EDF**, EDF Réseau de distribution et EDF Gaz de France Distribution, entretiennent une confusion dans l'esprit des consommateurs ;
- **les statuts d'EDF**, publiés par décret du 17 novembre 2004, n'interdisent pas la participation des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution aux structures de l'entreprise intégrée chargées de la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture ;
- **la prise en compte des intérêts professionnels** des dirigeants du gestionnaire de réseau de distribution n'est abordée que sous l'angle de la révocation.

5 Les engagements destinés à garantir l'absence de toute pratique discriminatoire

1. Le cadre réglementaire

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution établissent un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Les gestionnaires de réseaux énumèrent, dans ce programme, les obligations spécifiques imposées aux employés. Ils présentent tous les ans à l'autorité de régulation un rapport sur les mesures prises.

Pour l'application de cette disposition, la loi du 9 août 2004 précise que les gestionnaires de réseaux fixent dans des codes de bonne conduite les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire. Le gestionnaire du réseau de transport publie chaque année un rapport sur l'application de ce code et l'adresse à la CRE. En revanche, la loi du 9 août 2004 n'impose pas aux GRD de publier un tel rapport. Toutefois, ERD devrait procéder à cette publication sur le fondement de l'article 18.5 du décret du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Electricité de France.

La CRE publiera chaque année des rapports sur le respect des codes de bonne conduite du GRT et des GRD concernés. Sont concernés par la mise en place d'un code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport ainsi que les gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients.

2. L'élaboration des codes

Un certain nombre de gestionnaires de réseaux de distribution ont déjà élaboré une première version de leurs codes de bonne conduite. Pour sa part, le gestionnaire du réseau de transport s'est jusqu'à présent limité à une présentation orale.

L'organisation retenue par EDF et GDF pour la distribution d'électricité et de gaz entraîne des difficultés d'application particulières. En effet, le code de bonne conduite d'ERD doit s'appliquer aux agents d'EDF Gaz de France Distribution (EGD) travaillant pour l'électricité. Les agents mixtes, c'est-à-dire ne relevant pas exclusivement de l'électricité ou du gaz (plus de 23 000), pourraient devoir appliquer deux codes de bonne conduite, l'un au titre de leur activité dans le gaz et l'autre au titre de leur activité dans l'électricité.

3. Le contenu des codes

Le code de bonne conduite traite :

- **de la protection des informations commercialement sensibles** : il doit indiquer avec précision quelles informations sont confidentielles, en indiquant les sanctions encourues en cas de divulgation illicite ;
- **du comportement du personnel vis-à-vis des utilisateurs du réseau** : le personnel concerné doit s'abstenir de toute mention relative à l'activité de fourniture de l'entreprise intégrée ;
- **des interdictions ou restrictions d'accès** : le personnel ne faisant pas partie du gestionnaire de réseau ne doit pas accéder aux locaux et aux systèmes d'enregistrement, de traitement ou de stockage des données sensibles.

Les codes seront compatibles avec les cahiers des charges de concession de distribution ou de transport. La loi du 10 février 2000 modifiée prescrit l'établissement d'un nouveau cahier des charges type de concession pour le transport qui devra

tenir compte de ces nouvelles obligations.

Tous les codes devaient être mis en application au deuxième trimestre 2005.

6 Les contrats d'accès au réseau de distribution

L'élaboration du contrat GRD-Fournisseur par les gestionnaires de réseaux de distribution sur le fondement de l'article 23 de la loi du 10 février 2000 a fait l'objet au cours de l'année 2004 d'une attention particulière de la CRE. Elle a veillé à ce que ces contrats garantissent une parfaite neutralité aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Certains GRD ont préparé des modèles de contrats qu'ils ont portés à la connaissance des fournisseurs. Ces modèles n'ont pas été harmonisés entre les gestionnaires de réseaux de distribution, ce qui a constitué un obstacle pour certains fournisseurs entrant sur le marché.

Les modèles actuels de contrat GRD-Fournisseur restent insuffisants pour permettre l'établissement de relations équilibrées entre les clients, les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux. Ils doivent être revus à la lumière du retour d'expérience.

L'élaboration et la mise en œuvre de contrats d'accès équilibrés doivent être encadrées par les principes suivants :

- **liberté de choix du régime contractuel** : quelle que soit leur puissance souscrite, les utilisateurs doivent pouvoir choisir librement de conclure un contrat CARD ou un contrat unique. Seule la volonté d'avoir plusieurs fournisseurs pour un même site nécessite la signature d'un CARD.
- **égalité des droits et obligations** : quel que soit leur contrat, les utilisateurs doivent bénéficier d'un traitement non-discriminatoire.
- **transparence des relations contractuelles** : le GRD doit garantir une information aux utilisateurs à tous les stades de la relation contractuelle : avant la conclusion du contrat, lors de la modification des paramètres d'accès, etc.

Il conviendra, par ailleurs, que les contrats d'accès d'un gestionnaire de réseau public à un autre réseau public soient établis de telle sorte que les relations entre gestionnaires de réseaux présentent les mêmes caractéristiques de transparence et de non-discrimination.

7 Le cahier des charges du réseau public de transport d'électricité

L'article 12-II de la loi du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, 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'Etat, après avis de la CRE ».

Le cahier des charges du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, en vigueur depuis le 28 avril 1995, comporte un grand nombre de dispositions devenues obsolètes, contradictoires, voire caduques, au regard du contexte législatif et réglementaire actuel.

Or, ces dispositions sont essentielles à la sécurité juridique des clients désireux de recourir au marché concurrentiel de l'électricité.

La situation actuelle est susceptible de contrevenir aux principes de transparence et de non discrimination inscrits dans la législation. L'adaptation de ce cahier des charges s'impose donc.

La loi du 9 août 2004 a défini la consistance des ouvrages du réseau public de transport.

Le décret du 22 février 2005 supprime un obstacle à la publication du cahier des charges type de concession du gestionnaire de ce réseau.

La CRE considère que ce nouveau cahier des charges type de concession doit être élaboré sur la base des orientations suivantes :

- le nouveau texte devra contenir les engagements du gestionnaire du réseau de transport à l'égard de l'autorité concédante et des utilisateurs de ce réseau.
- il devra définir avec une précision suffisante les obligations du concessionnaire du réseau de transport à l'égard des utilisateurs de ce réseau. En effet, le recours à un contrat de service public entre l'Etat et le groupe EDF n'est pas susceptible, à lui seul, de créer des droits pour ces utilisateurs.
- la procédure de raccordement reste encore insuffisamment encadrée. Le gestionnaire du réseau de transport ne peut être libre d'adapter les conditions de raccordement, en décidant unilatéralement du délai de remise des propositions techniques et financières (PTF). Ce délai ne devra pas être supérieur à celui fixé par l'actuel cahier des charges.

- les conditions de financement des raccordements sont encore incertaines et sont donc génératrices de difficultés entre les utilisateurs du réseau de transport et le gestionnaire dudit réseau. Il est nécessaire de déterminer précisément les coûts de raccordement à la charge du GRT, ce qui permettra de préciser ceux qui incombent aux demandeurs et qui doivent figurer dans les PTF.
- la propriété des installations de comptage ne doit pas être confiée systématiquement au concessionnaire. Cela constituerait une régression par rapport à la situation juridique actuelle. Les installations de comptages devront bien entendu respecter les normes techniques publiées dans le référentiel technique.

8 Les principes de dissociation comptable

En application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, 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 également 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 ne s'est pas encore prononcé à la date de publication du présent rapport.

Cette séparation comptable consiste à scinder les comptes de l'activité production, au sens de la directive du 19 décembre 1996, en trois périmètres d'activités :

- **un périmètre « fourniture aux clients éligibles »**, qui comprend l'ensemble des activités liées à la commercialisation et à la gestion commerciale de la clientèle éligible domiciliée en France continentale (y compris les entreprises locales de distribution) et à la vente à des clients étrangers dont le point de livraison est situé à la frontière. Sont considérés comme clients éligibles tous les clients éligibles, qu'ils aient ou non fait jouer leur éligibilité ;
- **un périmètre « fourniture aux clients non éligibles »**, qui comprend l'ensemble des activités liées à la commercialisa-

tion et à la gestion commerciale de la clientèle non éligible domiciliée en France continentale. Ce périmètre couvre les clients résidentiels raccordés sur les réseaux basse tension et ayant souscrit une puissance égale ou inférieure à 36 kVA ;

• **un périmètre « autre production », qui comprend :**

- l'activité de production d'électricité en France continentale et dans les zones non interconnectées (Corse, départements d'outre-mer) ;
- l'activité de commercialisation et de gestion commerciale de la clientèle relevant des zones non interconnectées ;
- les achats d'énergie, et notamment les obligations d'achat liées aux missions de service public en matière de production d'électricité ;
- les échanges d'électricité avec l'étranger et, notamment les contrats d'exports conclus avec des sociétés électriques européennes ;
- les ventes d'énergie sur le marché de gros, et notamment les ventes aux enchères de capacités de production (*Virtual Power Plants*).

Les prix de cession de l'énergie de l'activité « autre production » aux activités de fourniture sont fondés sur des prix de marché. Sur le plan pratique, cette valorisation conventionnelle comprend d'une part, la valorisation des courbes de charges respectives des clients éligibles et des clients non éligibles, par application des prix spots horaires constatés sur l'année (Pownext) ; d'autre part, la répercussion d'un surcoût relatif aux écarts, par référence aux prix de règlement des écarts sur le marché d'ajustement facturés par RTE à EDF en tant que responsable d'équilibre.

9 La préparation d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Comme la CRE l'avait exprimé dès janvier 2002 lorsqu'elle a proposé au gouvernement le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité entré en vigueur le 1^{er} novembre 2002, ce premier tarif avait vocation à être appliqué pendant une durée de 12 à 18 mois. En effet, ce tarif, fondé sur des comptes d'opérateurs non encore audi-

tés par la CRE, avait d'abord pour but de donner rapidement une base objective à la dissociation comptable des activités de gestion de réseau et de rendre observables les échanges économiques entre les différentes activités des opérateurs verticalement intégrés.

Dans cette perspective, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité aurait donc dû entrer en vigueur avant la fin de 2004. La CRE a engagé, dès 2003, la préparation de cette nouvelle proposition tarifaire par une consultation publique, en février 2004, sur les principes tarifaires. Les résultats de cette consultation lui ont permis de mieux mesurer les attentes des parties prenantes, gestionnaires et utilisateurs des réseaux publics.

La loi du 9 août 2004 ayant introduit un certain nombre de dispositions nouvelles influençant le cadre institutionnel de l'activité des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la CRE a donc décidé de différer sa proposition tarifaire pour permettre la prise en compte de leur impact sur les charges à couvrir par les recettes tarifaires. Il s'agit de la réforme du financement des retraites des industries électriques et gazières, dont l'effet sur les comptes des opérateurs de réseaux n'a été connu qu'à la fin du premier trimestre de 2005. Il s'agit également des modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution qui ont été fixées par le décret du 22 février 2005 pris en application de la loi du 9 août 2004.

Cette nouvelle proposition tarifaire doit contenir des règles apportant des précisions au texte du décret du 19 juillet 2002, particulièrement en ce qui concerne la définition des modalités d'application des différentes formules tarifaires offerte aux utilisateurs de réseaux.

Elle doit tenir compte du retour d'expérience de l'application du tarif en vigueur en ce qui concerne le comportement des utilisateurs des réseaux. Elle doit également s'appuyer sur la connaissance plus détaillée des comptes des gestionnaires des réseaux telle qu'elle ressort de l'analyse des comptes dissociés des opérateurs verticalement intégrés et du résultat des différents audits auxquels la CRE a procédé.

A la lumière des travaux menés jusqu'à présent, la CRE devrait pouvoir proposer un tarif prévu pour entrer en application avant le mois de novembre 2005, date de l'entrée en vigueur

des tarifs intégrés d'hiver pour la fourniture d'électricité. Dans un environnement économique et réglementaire suffisamment stable, ce tarif pourrait être maintenu jusqu'à l'automne 2007.

En effet, l'échéance du 1^{er} juillet 2007 qui verra l'ouverture totale du marché de la fourniture d'électricité pourrait appeler la mise en place de nouveaux tarifs tenant compte plus précisément des conditions de cette ouverture tant sur la structure des coûts des gestionnaires des réseaux publics, principalement en distribution, que sur les attentes des utilisateurs de ces réseaux.

Dans ce cadre, les principales orientations des travaux préparatoires à la prochaine proposition tarifaire peuvent être résumées comme suit :

1. Tenir compte des modalités pratiques d'ouverture à la concurrence

Le tarif en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002 a été élaboré en 2001, alors que seuls les utilisateurs consommant plus de 16 GWh étaient éligibles, ce qui concernait environ 1300 sites de consommation. Depuis cette période, les travaux de préparation de l'ouverture à la concurrence pour tous les utilisateurs professionnels ont conduit à définir plus précisément les relations entre les gestionnaires de réseau de distribution, les fournisseurs d'énergie et les utilisateurs de réseau.

Pour s'adapter aux modalités pratiques retenues pour l'ouverture à la concurrence du 1^{er} juillet 2004, le tarif devrait identifier, pour tous les utilisateurs de réseaux, les coûts de comptage ainsi que les coûts de gestion supportés par les gestionnaires de réseaux.

• Coûts de profilage et de reconstitution des flux

Éligibles ou non, tous les sites directement connectés aux réseaux publics de transport et de distribution sont affectés à un responsable d'équilibre, y compris les clients relevant encore des tarifs intégrés réglementés qui sont automatiquement inclus dans le périmètre de responsable d'équilibre des fournisseurs historiques. Les coûts de l'ensemble du mécanisme sont des charges nouvelles qui doivent être intégrés dans le périmètre du tarif réglementé d'utilisation des réseaux. De même, les coûts de profilage, applicables à tous les utilisateurs

teurs sans compteur à courbe de charge, feront l'objet d'une redevance clairement identifiée dans la proposition de tarif.

• Coûts de gestion

Dans la nouvelle organisation du secteur électrique, les coûts de gestion de la relation avec les utilisateurs restant à supporter par les gestionnaires de réseaux, doivent être convenablement affectés aux différentes catégories d'utilisateurs. Pour refléter le coût des actes de gestion engendrés par chaque utilisateur, la composante du tarif destinée à couvrir ces coûts devrait être couverte par une prime fixe en €/an. Cette prime serait facturée pour toutes les catégories d'utilisateurs (consommateurs, producteurs, distributeurs). Ce dispositif permettrait de différencier la composante tarifaire annuelle de gestion selon que le client dispose d'un contrat séparé d'accès au réseau ou d'un contrat unique avec son fournisseur qui a, à sa charge, une large part des coûts de gestion.

• Coûts de comptage et de relève

Les utilisateurs doivent pouvoir choisir librement leurs dispositifs de comptage pour bénéficier des offres de fourniture les mieux adaptées à leur consommation. Il faut donc que tous les utilisateurs puissent accéder à différents niveaux de prestations de comptage et de relève (utilisation de compteur à index ou à courbe de charge, de compteur à dépassement ou avec disjoncteur, choix du nombre d'index décrivant la consommation) et se voient facturer une redevance fonction des prestations qu'ils choisissent. En revanche, la redevance de comptage ne doit pas dépendre des modalités techniques de fourniture des prestations de comptage et de relève (modèle de compteur installé, procédé de relève — relève sur place, télérelève par le réseau téléphonique, par courants porteurs en ligne ou par GSM —). Pour un type de prestations donné, le choix de ces modalités techniques est en effet du ressort des gestionnaires de réseaux, et n'a pas d'influence sur la qualité des données de comptage utilisées pour établir les factures. Il est donc nécessaire de moderniser le parc de compteurs pour permettre le développement par les fournisseurs d'énergies de pratiques commerciales diversifiées répondant aux attentes des clients finals.

Les gestionnaires de réseaux devront progressivement mettre en œuvre des techniques de relève moins coûteuses et généraliser l'installation de compteurs à courbe de charge. Qu'il s'agisse du comptage ou de la relève des flux entre les réseaux publics et les sites qui leur sont raccordés, ces deux activités sont essentielles pour garantir la loyauté des relations commerciales nouées entre les utilisateurs de réseaux et les différents acteurs du secteur électrique. Sur la base de sa communication du 29 janvier 2004, la CRE examinera périodiquement l'évolution de l'activité de comptage sur les réseaux publics français afin de prévenir et de corriger les éventuelles dérives préjudiciables aux intérêts des clients.

2. Tenir compte du retour d'expérience de l'application du tarif en vigueur

A la lumière du retour d'expérience de la mise en œuvre du tarif de réseau en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002, il est nécessaire de préciser de nombreuses définitions et dispositifs tarifaires. Les tarifs applicables aux alimentations de secours demandées par certains utilisateurs et les dispositifs spécifiques applicables aux gestionnaires de réseaux de distribution doivent être améliorés pour assurer l'égalité de traitement des utilisateurs dans le cadre de relations contractuelles transparentes et équilibrées entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux. Plusieurs règlements de différends portés devant la CRE avaient en effet fait apparaître des différences de traitement entre utilisateurs concernant la facturation de leurs alimentations complémentaires et de secours.

L'examen des comptes dissociés des opérateurs verticalement intégrés, maintenant disponibles, a permis de préciser l'évaluation des charges des gestionnaires de réseaux et de commencer à engager les mesures correctrices pour ajuster les charges à couvrir par le futur tarif.

3. Adopter une structure tarifaire reflétant les coûts

Comme dans les autres pays européens, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent être de type « timbre-poste ». De tels tarifs sont indépendants de la distance entre producteurs et consommateurs engagés dans une transaction. Ils facilitent le développement de la concurrence entre producteurs euro-

péens puisque la facture d'utilisation est identique quel que soit le fournisseur. Dans la continuité des orientations prises initialement par la CRE, le futur tarif s'appuierait sur des principes généraux tels que :

- un timbre d'injection faible, conformément aux recommandations de la Commission européenne de façon à ne pas engendrer de distorsion de concurrence entre les producteurs des différents Etats membres,
- des timbres de soutirages identiques sur tout le territoire, assurant une péréquation géographique des tarifs ,
- des tarifs fondés sur les coûts comptables,
- des tarifs fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée.

Qu'il s'agisse des tarifs réglementés de vente d'électricité aux clients non éligibles ou des tarifs réglementés d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ces tarifs qui rémunèrent des services publics doivent refléter le plus fidèlement possible les coûts de mise à disposition de ces services.

Les tarifs HTB et HTA devraient tenir compte de la durée d'utilisation de la puissance souscrite. Il convient en effet d'assurer une utilisation rationnelle des infrastructures en encourageant les usages de longue durée sur la base d'une analyse objective des phénomènes de foisonnement constatés entre les différents domaines de tension composant les réseaux publics.

Si les coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dépendent du moment auquel les réseaux publics sont utilisés, alors les tarifs doivent refléter cette dépendance à due proportion. Certains coûts comme le coût de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes techniques subies par les réseaux dépendent de la période de l'année. D'autres, comme les coûts de gestion, la relation avec les utilisateurs ne présentent aucune dépendance vis-à-vis de la période de l'année. La dépendance des charges de capital est liée à l'analyse des justifications des investissements de développement et de renouvellement des réseaux. Cette analyse fait apparaître une multiplicité de critères de décision dont certains sont sans lien direct avec les prévisions de croissance de la charge des réseaux. Tel est le cas des politiques de renouvellement pour obsolescence, des objectifs de qualité de l'onde de tension, des impératifs d'homogénéité technique du réseau, des choix

d'aménagement du territoire, des politiques d'insertion des ouvrages dans le paysage en particulier en ce qui concerne l'enfouissement des réseaux. Le choix de la structure tarifaire qui sera proposé par la CRE doit prendre en compte les effets

de ces différents phénomènes qui ont fait l'objet de nouvelles analyses depuis l'établissement du tarif actuellement en vigueur.

Encadré 17 : Principes d'une régulation pluriannuelle incitative - Exemple du *price cap*

Une régulation de type « plafond de prix » (ou *price cap*) consiste à fixer à l'avance les conditions de l'évolution des tarifs régulés pendant 3 à 5 ans de manière à inciter les gestionnaires de réseaux, qui ne sont pas soumis à la pression concurrentielle, à réduire leurs coûts.

En général, le principe retenu pour une régulation de ce type est le suivant :

- la première année du contrôle, les prix maximaux (prix plafonds) autorisés sont tels que les recettes couvrent les coûts acceptés par le régulateur ;
- puis les plafonds évoluent selon un indice de référence (souvent l'évolution de l'indice des prix à la consommation) diminué d'un terme de productivité. Le niveau de ce facteur est défini de façon à permettre un partage des gains de productivité entre les consommateurs et l'entreprise régulée.

$$P_{t+1} = (1 + IPC - X) * P_t$$

Avec P_{t+1} , les prix plafonds autorisés pour l'année $t+1$; P_t , les prix plafonds autorisés pour l'année t ; IPC, le taux de variation de l'indice des prix à la consommation et X , le taux de croissance fixé pour la productivité.

Outre son intérêt pour les utilisateurs des réseaux, une régulation incitative présente l'avantage de donner aux investisseurs une visibilité pluriannuelle sur les recettes de l'opérateur régulé. Elle leur garantit que les éventuels gains issus des efforts de réduction des coûts par le gestionnaire de réseau contribueront à améliorer la rentabilité de leur investissement.

Elle exige cependant qu'un certain nombre de conditions soient préalablement réunies avant d'être mise en place :

- que les charges comptables des gestionnaires de réseau ne soient plus susceptibles d'être affectées en profondeur par les évolutions en cours ;
- qu'une structure tarifaire stable soit introduite ;
- qu'une comparaison fine des performances et des coûts des gestionnaires de réseaux soit menée ;
- que des estimations précises du profil d'évolution des coûts futurs des gestionnaires de réseaux français soient réalisés ;

Les délais nécessaires à conduire l'ensemble de ces travaux excluent d'envisager une régulation de ce type dès l'année 2005.

10 L'approbation du programme d'investissements de RTE par la CRE

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau de transport établit chaque année un programme d'investissements soumis à l'approbation de la CRE.

Dans le cadre de cette mission d'approbation, la CRE veille :

- au processus de sélection des projets mis en œuvre par RTE ;
- au développement des interconnexions, qui revêt un caractère prioritaire pour l'intégration du marché européen de l'électricité ;

- à l'adaptation du réseau aux besoins de la desserte du territoire, notamment en matière de continuité de l'alimentation, de capacité d'acheminement des flux entre les pôles de production et de consommation et de développement de la production décentralisée.

Le développement des différentes composantes du réseau de transport relève de logiques différentes. Ainsi, la réduction des coûts de congestion et des pertes est un des critères prédominant pour piloter le développement du réseau de grand transport. En ce qui concerne les réseaux régionaux, l'évolution de la probabilité de défaillance de l'alimentation fournit la base des décisions de maintenance, de renouvellement et de développement.

Le réseau public de transport comprend environ 100.000 kilomètres de circuits électriques et 2.300 postes de transformation. Ces ouvrages ont des durées de vie très longues (entre 30 et 70 ans) et les procédures préalables à leur construction durent plusieurs années. Ces données doivent être prises en compte dans l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux. La planification des investissements doit anticiper l'apparition des contraintes sur le réseau de transport de l'électricité. La CRE a demandé à RTE de préciser l'état actuel du réseau national, la méthodologie d'identification des contraintes sur le réseau et la description des solutions technico-économiques envisageables pour lever ces contraintes. Ces précisions sont nécessaires pour apprécier la pertinence des grandes orientations de l'évolution du réseau envisagées par RTE. La CRE demande que les programmes d'investissement fassent apparaître une définition plus précise et quantifiée des objectifs de niveaux de sûreté, de sécurité et de qualité d'alimentation des utilisateurs que se fixe RTE et une projection des besoins en développement de réseau à moyen et long terme au regard de ces objectifs.

A. Principales conclusions des études menées en 2004

a. RTE rencontre des difficultés croissantes pour développer son réseau

L'analyse du programme d'investissements 2004 a mis en évidence une réduction globale du programme de renforcement des lignes et la prépondérance des travaux sur les postes permettant des injections en 225 kV. Selon RTE, cette situation était due aux difficultés croissantes rencontrées dans l'instruction de ses demandes d'autorisation administratives préalables à la réalisation des travaux.

Ces difficultés tiennent aux raisons suivantes :

- le cadre réglementaire du développement des ouvrages de transport d'électricité est devenu plus complexe durant les dix dernières années ;
- l'acceptation des populations concernées par les projets est de plus en plus difficile à obtenir ;

Certains projets sont retardés alors même qu'ils concernent des zones exposées à un risque de perturbation de l'alimentation, ce qui peut entraîner une réduction de la qualité directement perçue par les utilisateurs de réseau.

La probabilité de défaillance de certaines parties du réseau de transport atteint aujourd'hui des niveaux élevés nécessitant des décisions rapides pour inverser cette tendance.

b. RTE doit adapter ses méthodes de justification de développement des réseaux

Depuis dix ans, le niveau et la nature des risques associés à la date économiquement optimale pour la réalisation des investissements ont notablement évolué. En application des méthodes traditionnelles de choix économique des investissements utilisées par RTE, le coût des ouvrages neufs pourrait, dans certains cas, entraîner un report des décisions de renforcement jusqu'à la saturation des capacités de transport du réseau en régime normal. Dans ce contexte, la CRE a demandé à RTE de réaliser une étude visant à :

- quantifier les risques dits « dimensionnants » correspondant aux projets décidés dans le contexte actuel ;
- évaluer les tendances de l'évolution de ces risques à long terme.

c. Les orientations pour 2005

L'analyse de l'évolution du programme d'investissement et les conclusions des études menées en 2004 ont conduit la CRE, par sa décision du 24 novembre 2004, à demander à RTE :

- de définir précisément et quantifier ses objectifs de niveau de sûreté, sécurité et qualité d'alimentation des utilisateurs.
- d'étudier les contraintes de réseau dans la zone de la frontière belge.

La zone du Nord de la France est le lieu d'importants échanges d'électricité entre pays européens, principalement la Grande Bretagne, le Benelux et l'Allemagne. Le réseau de transport dans cette zone pourrait se trouver prochainement confronté à des situations de contraintes dans certaines configurations de ces échanges, compte tenu des besoins d'injection de la nouvelle production demandée de raccordement qui surviendront. RTE réalisera une étude des contraintes sur le réseau et des besoins de renforcement dans cette zone. Il tiendra compte de l'évolution prévisible des injections et des soutirages et de celle des échanges transfrontaliers dans la perspective de la mise en service de nouvelles interconnexions avec la Belgique et dans celle du couplage des marchés électriques prévu entre la France et le Benelux dans un premier temps.

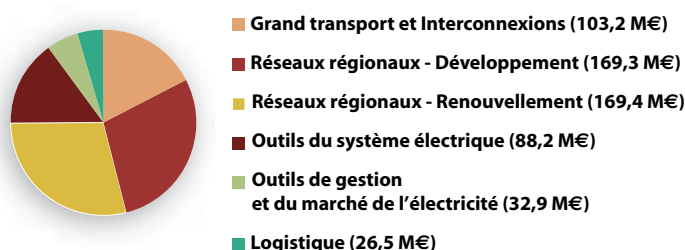
- proposer des mesures pour pallier les difficultés rencontrées dans le développement du réseau.

La CRE s'assurera que ces mesures garantiront le respect des délais de réalisation et des coûts des projets.

B. Le programme d'investissements approuvé par la CRE pour 2005

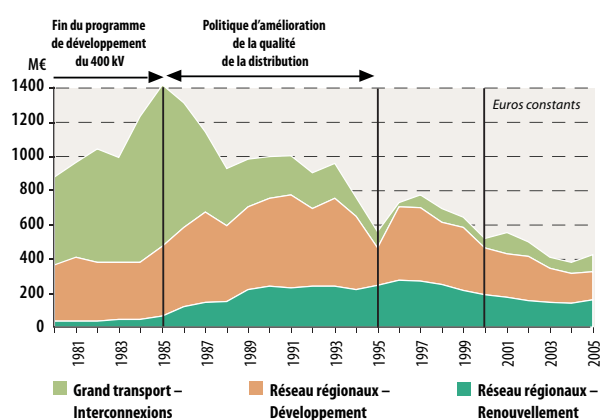
Le montant global du programme d'investissements de RTE approuvé pour 2005 s'élève à 589,5 M€. La figure 50 illustre la répartition de cette enveloppe entre les différentes catégories définies par les délibérations de la CRE.

Figure 50 : Ventilation du programme d'investissements de RTE en 2005



Source : CRE

Figure 51 : Evolution des investissements de RTE depuis 1980



Source : RTE

Il convient de noter que les investissements de renouvellement des réseaux régionaux ont repris après une période de réévaluation des modalités de prise de décision technique et économique relatives à cette catégorie d'investissement.

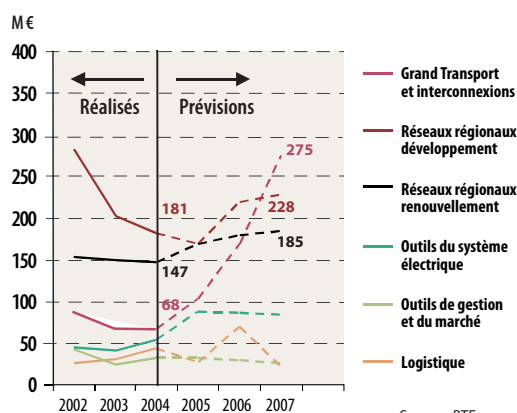
C. Evolution des différentes catégories d'investissements approuvés par la CRE depuis sa création

Ces dernières années, les investissements sur le réseau (figure 52) ont diminué au regard des autres postes (outils du système électrique, outils de gestion et du marché, logistique).

L'évolution à la baisse des projets de grand transport ainsi que, dans une moindre mesure, ceux de développement et de renouvellement des réseaux régionaux s'expliquent principalement par les deux raisons suivantes :

- RTE rencontre des difficultés pour développer son réseau, et particulièrement celui de grand Transport.
- RTE doit adapter ses méthodes de justification des développements des réseaux régionaux, avec lesquelles de moins en moins de projets de développement remplissent les critères de rentabilité actuellement utilisés, fixés il y a plus de 10 ans.

Figure 52 : Evolution des différentes catégories d'investissements approuvés par la CRE depuis sa création



Source : RTE

11 Un mécanisme d'ajustement efficace et robuste

Le mécanisme d'ajustement est le dispositif qui permet au gestionnaire du réseau de transport d'ajuster à tout instant production et consommation d'électricité, par exemple en achetant de l'énergie aux acteurs du marché de manière à faire face à une augmentation soudaine de la consommation. L'efficacité de ce mécanisme est fondamentale pour la sûreté d'exploitation du réseau et pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité. Il fait l'objet d'une surveillance particulière par la CRE. Il a été mis en œuvre depuis plus de deux ans par RTE et son fonctionnement est satisfaisant.

Pour tenir compte du retour d'expérience, RTE a introduit le 1^{er} avril 2005 une série de modifications des règles de son fonctionnement. Ces modifications ont fait l'objet d'une concertation avec les acteurs concernés et elles ont été approuvées par délibération de la CRE le 17 mars 2005.

1. Retour d'expérience des deux premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

A. Baisse des prix de l'ajustement et des prix des écarts

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 but de recouvrer les charges supportées par RTE

dans la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement. Cet écart global est la somme algébrique des écarts des RE. Il y a donc une correspondance directe entre le prix moyen des ajustements prescrits par RTE 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 au mieux les dépenses et les recettes du mécanisme, qui font l'objet d'un suivi spécifique dans les comptes de RTE.

Depuis un an, les prix des écarts ont connu plusieurs périodes de tension. 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. Plus récemment, la vague de froid qu'a connue la France fin février / début mars 2005 a également été à l'origine de prix très élevés (cf. figure 53).

Durant ces épisodes, le mécanisme d'ajustement a démontré sa robustesse puisque la sécurité d'exploitation du réseau a pu être maintenue.

Hors événements exceptionnels (grèves de juin 2004 et conditions climatiques extrêmes), le prix des écarts suit une tendance orientée à la baisse depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement. Cette baisse a pour origine deux phénomènes distincts :

- les progrès enregistrés par RTE dans sa gestion de l'ajustement, en particulier la baisse du volume des ajustements effectués dans le sens opposé au besoin global du système, c'est-à-dire les « contre ajustements », qui sont une source importante d'inefficacité économique ;
- l'introduction au 1^{er} juillet 2004 d'améliorations des règles

Figure 53 : Evolution du prix des écarts négatifs et du prix Powernext (du 01/04/03 au 15/03/05)

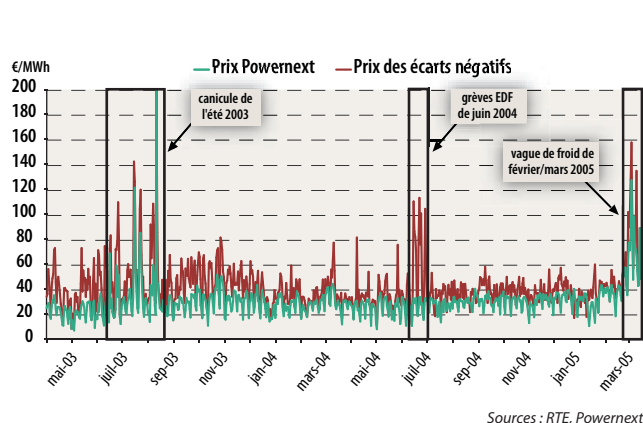
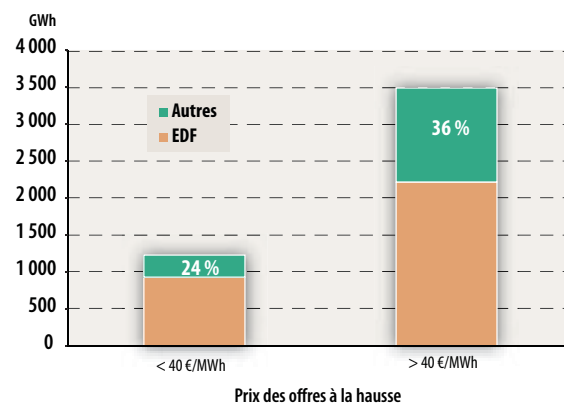


Figure 54 : Concurrence en fonction du prix des offres (janvier 2004 – février 2005)



Sources : RTE, Powernext

Source : CRE

du mécanisme, dont l'augmentation du nombre de plages de prix des offres d'ajustement, c'est-à-dire du nombre de périodes de la journée au cours desquelles les prix proposées par les acteurs d'ajustements sont fixes.

B. La concurrence se développe sur ce marché spécifique

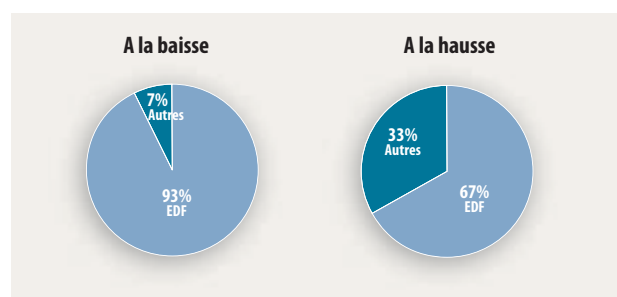
La CRE veille à ce que le mécanisme d'ajustement soit ouvert à la concurrence la plus large possible et à ce que les règles de sélection des offres soient transparentes et économiquement efficaces.

Tous les producteurs français disposant de moyens de production techniquement adaptés à la gestion de l'équilibre production – consommation doivent remettre à RTE des offres d'ajustement, à la hausse ou à la baisse. D'autres acteurs (consommateurs industriels, producteurs étrangers) peuvent également proposer des offres.

RTE active les offres qui répondent aux besoins du réseau en temps réel en fonction de leur position dans le classement économique, les offres les moins chères étant activées en priorité.

Dans la mesure où il dispose d'une part prépondérante des moyens de production français, EDF est un acteur dominant sur le mécanisme d'ajustement français. Néanmoins, d'autres producteurs français et étrangers, et en particulier ceux qui remettent des offres depuis l'interconnexion France/Suisse, apportent une contribution concurrentielle significative (figures 54 et 55).

Figure 55 : Part des concurrents d'EDF dans la fourniture d'ajustement (janvier 2004 – février 2005)



Source : CRE

C. Cette concurrence favorise la stabilisation des prix de l'ajustement

En application de la délibération de la CRE du 9 juin 2004, RTE a engagé des actions pour permettre l'accès de nouveaux acteurs au dispositif.

Des mécanismes permettant la participation d'acteurs étrangers via les interconnexions France/Espagne et France/Angleterre ont été mis en place en novembre 2004. Quelques producteurs étrangers utilisent déjà cette possibilité supplémentaire qui leur est offerte pour valoriser leur énergie.

RTE a mis à la disposition des acteurs, sur son site internet, de nouveaux indicateurs relatifs à l'ajustement. Cette transparence accrue représente un facteur supplémentaire de développement de la concurrence.

Toutefois, les offres de réduction des consommateurs sont encore très limitées. Dans la mesure où les réductions de consommation peuvent générer des coûts importants, les industriels ne proposent à RTE que des offres à prix élevés.

2. Evolutions en cours du mécanisme d'ajustement

Pour la seconde fois depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, RTE a proposé une série d'évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement. Après concertation avec les acteurs concernés et approbation par la CRE, ces règles sont entrées en vigueur le 5 avril 2005. Les principales améliorations sont les suivantes :

- **réduction de la valeur du « facteur K » fixant les modalités de règlement des écarts.**

Pour tenir compte de l'amélioration de l'efficacité économique du mécanisme d'ajustement et pour équilibrer les charges et recettes à venir liées au paiement des offres d'ajustement et à la facturation des écarts, la valeur du « facteur K » a été réduite de 17 %, passant de 0,18 à 0,15.

- **diminution du prix proportionnel au soutirage physique, assurant le recouvrement des charges de constitution de la réserve rapide.**

RTE répercute aux responsables d'équilibre les charges qu'il subit pour réserver des moyens d'ajustement mobilisables rapidement (ou « réserve rapide »).

Le prix est fixé en €/MWh soutirés. Les charges de constitution des « réserves rapides » étant maîtrisées, la croissance de la consommation française d'électricité entraîne une augmentation des recettes.

Pour résorber sur les trois prochaines années l'excès de recettes perçues à ce titre lors des deux premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement, le prix proportionnel au soutirage physique a été réduit de deux centimes d'euros, de 0,11 à 0,09 €/MWh.

• **accroissement des possibilités de rééquilibrage offertes aux acteurs.**

Afin de faciliter pour les acteurs la mise à jour de leurs positions, le nombre de guichets infrajournaliers pour la programmation et l'ajustement (c'est à dire le nombre de « fenêtres » offertes aux acteurs en cours de journée pour modifier leurs programmes de production ou les caractéristiques de leurs offres d'ajustement), est passé de 7 à 12. Le délai de neutralisation associé (délai nécessaire pour que les redéclarations demandées soient effectives) est passé de 3 heures à 2 heures.

• **extension des possibilités d'accès au mécanisme d'ajustement.**

Un dispositif permettant l'accès au mécanisme d'ajustement des sites raccordés au réseau public de distribution est progressivement mis en oeuvre. Il s'agit de sites de consommation et de moyens de production de pointe.

Cette amélioration, demandée par la CRE dès la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement, avait du être différée du fait de l'incapacité des principaux réseaux de distribution à assurer la liaison entre les sites qui leur sont raccordés et RTE, responsable de la gestion nationale du mécanisme. Elle permettra la participation de 300 MW supplémentaires de production ou d'effacement au fonctionnement du mécanisme et améliorera la sûreté d'exploitation du système électrique français.

Depuis leur introduction à titre expérimental en novembre 2004, les conditions spécifiques appliquées aux offres d'ajustement sur les interconnexions anglaises et espagnoles ont été incorporées dans les règles entrées en vigueur le 5 avril 2005.

• **changement des conditions appliquées aux offres des acteurs étrangers.**

Afin d'harmoniser les conditions appliquées aux acteurs proposant des offres depuis les différentes interconnexions entre la France et les pays frontaliers et d'augmenter la flexibilité

des offres remises par les acteurs étrangers, RTE portera à trois le nombre d'entités d'ajustement (EDA) attribuées à chaque acteur d'ajustement proposant des offres depuis la Suisse, l'Espagne et l'Angleterre. Depuis juin 2005, un acteur étranger peut formuler trois offres d'ajustement distinctes pour une même période de la journée.

L'intérêt d'une augmentation du nombre d'EDA aux interconnexions sera évalué à l'issue d'un retour d'expérience sur les effets de la multiplication du nombre d'EDA sur l'augmentation du volume offert et la baisse des prix.

• **Améliorations des systèmes d'information mis en œuvre par RTE pour la gestion de l'ajustement.**

RTE procédera :

- à l'ouverture du guichet infrajournalier de 16 heures avant le 1^{er} novembre 2005 ;
- à la mise en place de la garantie d'une durée maximale d'indisponibilité de chacun des systèmes informatiques utilisés pour la gestion de l'ajustement, de la programmation, et des échanges de blocs, fixée après concertation avec les acteurs concernés. Cet engagement de RTE sera intégré dans les règles avant le 1^{er} avril 2006 ;
- à l'ouverture aux acteurs d'ajustement de la possibilité de formuler des offres à prix multiples (c'est-à-dire des offres dont le prix dépend du niveau de puissance appelé) avant le 1^{er} avril 2006. Cette évolution a pour but de rendre disponible en mode normal, l'ajustement des moyens de production supplémentaires et de permettre de mieux valoriser certaines offres hydrauliques ;
- au reversement d'une partie de l'excédent du compte ajustements – écarts.

La CRE avait initialement accepté un calage par excès du « facteur K » de règlement des écarts pour tenir compte des incertitudes sur l'efficacité du mécanisme proposé par RTE au début de 2003.

Le retour d'expérience de deux ans réduit ces incertitudes et rend possible le reversement d'une partie de l'excédent accumulé sur le compte « ajustements – écarts » depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement. La CRE a décidé dans sa délibération du 17 mars 2005 qu'une partie de l'excédent du compte arrêté au 31 décembre 2004 sera reversé aux responsables d'équilibre d'ici la fin de l'année 2005. Les modalités que RTE proposera d'appliquer pour la mise en œuvre de ce reversement seront préalablement approuvées par la CRE.

3. Evolution ultérieure du mécanisme d'ajustement

RTE travaillera, avec la CRE et l'ensemble des acteurs concernés, à des évolutions du mécanisme d'ajustement, qui devront en priorité porter sur les deux points suivants :

- **une gestion de l'ajustement plus proche du temps réel.**

A l'heure actuelle, RTE réalise ses ajustements avec un degré d'anticipation élevé. Il appelle en J-1 une grande partie des offres d'ajustement qui seront activées en J. Ce mode opératoire entraîne des surcoûts, car le GRT appelle dès la veille des moyens d'ajustement qui ne seront pas tous utilisés, ou qui seront susceptibles d'engendrer du « contre-ajustement ».

RTE doit évoluer vers une gestion plus proche du temps réel comme celle qui est pratiquée dans d'autres pays européens.

- **la compatibilité du mécanisme d'ajustement avec les mécanismes étrangers.**

Sous réserve de la disponibilité de capacités d'interconnexions suffisantes, il est plus économique de satisfaire le besoin d'ajustement global d'un ensemble de pays que de satisfaire les besoins de chaque pays pris individuellement. Ces besoins peuvent être de sens opposés et la mise en concurrence de l'ensemble des offres assure une plus grande efficacité économique. Une intégration des mécanismes d'ajustement au niveau européen doit donc être recherchée à terme.

Cette intégration passera par l'introduction de mesures améliorant la compatibilité des mécanismes entre eux et permettant un accroissement des possibilités d'échanges d'énergie d'ajustement entre pays.

Au sein du CEER, une réflexion est menée sur les moyens à mettre en œuvre pour harmoniser les conduites opératoires de chaque GRT. L'objectif poursuivi est de rendre possible, d'ici quelques années, une utilisation commune des ressources d'ajustement de l'ensemble des pays européens interconnectés.

Conformément aux termes de la délibération de la Commission du 17 mars 2005, RTE présentera à la CRE, avant la fin de l'année 2005, une proposition de mécanisme cible qui intégrera les évolutions présentées ci-dessus. Cette proposition sera accompagnée des dates prévisionnelles de mise en œuvre de ces évolutions.

12 Les échanges transfrontaliers d'énergie

1. Pas de marché européen sans renforcement des interconnexions

L'insuffisance des capacités d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité de nombreux Etats membres est une des entraves à la réalisation d'un marché européen unique de l'électricité.

La plupart des infrastructures de transport d'électricité actuelles ont été construites dans le contexte des monopoles intégrés, antérieur à la directive européenne de 1996. Elles ont été dimensionnées pour assurer le secours mutuel des sociétés électriques et permettre l'exécution de contrats de long terme. Elles ne sont pas adaptées à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique que requiert le marché unique. C'est pourquoi le Conseil européen des chefs d'Etat et de gouvernement de Barcelone en 2002 a décidé que le niveau d'interconnexion des réseaux d'électricité entre Etats membres devait atteindre, d'ici 2005, au moins 10 % de leur capacité de production installée.

A chaque décision d'approbation des programmes d'investissement du réseau de transport, 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. Les progrès en la matière demeurent lents, en raison de la durée des procédures nationales préalables à la réalisation de tels projets.

Il est nécessaire de développer la coordination des procédures des Etats membres impliqués dans la réalisation de ces interconnexions qui contribuent à l'amélioration de l'efficacité économique de l'Union européenne.

L'association des régulateurs européens de l'énergie, le CEER, travaille à la définition de grilles d'analyse (*Regulatory test*) homogènes permettant d'accélérer la prise de décision sur de telles infrastructures. Les critères examinés sont de nature :

- **technique** : impact sur les pertes au niveau des réseaux et sur le volume d'énergie non distribuée,
- **économique** : optimisation du plan de production, réduction des coûts de congestion, impact sur le bien-être social et le pouvoir de marché,
- **environnemental** : impact visuel, sonore,

• **financiers** : valeur actuelle nette du projet, taux de rentabilité.

Sans attendre l'adoption de ces grilles d'analyse homogènes, la CRE a engagé des contacts bilatéraux avec les régulateurs des pays limitrophes pour supprimer les obstacles relevant de la régulation économique définie par l'article 23 de la directive du 26 juin 2003.

A. France/Allemagne

En 2004, contrairement aux années précédentes, cette interconnexion a principalement été utilisée pour des importations depuis l'Allemagne.

Les flux programmés dans le sens Allemagne - France sont désormais très volatils. Ils peuvent atteindre des niveaux très élevés, en particulier les jours où la production éolienne est importante outre-Rhin. Dans ces situations, des contraintes techniques apparaissent sur le réseau allemand. En fin d'année, à la demande du gestionnaire de réseau de transport allemand RWE Netz, les flux programmés en J-1 ont dû être réduits ponctuellement au prorata des quantités que les acteurs souhaitaient faire transiter.

Dans le sens France - Allemagne, la congestion reste élevée. L'allocation des capacités d'exportation ayant lieu avant la notification par les acteurs du niveau de leurs importations, RTE est contraint de se référer à une prévision sur la puissance importée pour décider du niveau de capacité d'export à allouer aux acteurs. Cette démarche conduit à une sous

utilisation de la capacité réellement disponible. De plus, la méthode d'allocation utilisée par RTE, fondée sur une liste de priorité, empêche de nombreux acteurs du marché d'avoir accès à la capacité d'export. L'absence de régulateur investi de pouvoirs appropriés en Allemagne a empêché la CRE d'établir une coopération de même nature que celle qui a été développée avec les régulateurs des Etats membres voisins.

B. France/Angleterre

IFA est surtout utilisé pour des exportations de la France vers l'Angleterre, même si les flux commerciaux programmés sont parfois susceptibles de s'inverser. De manière générale, ces flux sont cohérents avec les différences de prix observés entre les marchés anglais et français.

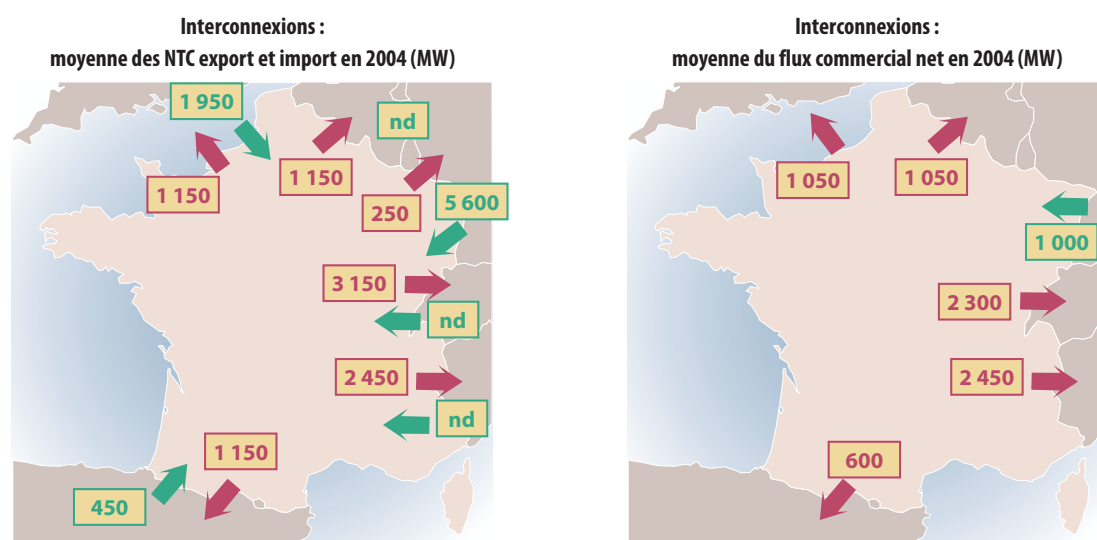
Dans les deux sens de circulation, RTE et NGC attribuent la capacité par des enchères organisées à différentes échéances (de l'annuel au journalier).

Des échanges infrajournaliers commerciaux et d'ajustement sont désormais possibles entre la France et l'Angleterre. Ils sont néanmoins conditionnés à l'obtention de capacité lors des enchères amont, ce qui est une source d'inefficacité.

C. France/Belgique

Les exportations vers le Benelux restent largement majoritaires à cette interconnexion, même si des importations non négligeables sont parfois programmées, comme on a pu l'enregistrer en juillet et août 2004.

Figure 56 : Bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2004



Sources : CRE

Dans le sens des exportations, fréquemment congestionné, la capacité est attribuée aux échéances mensuelles et journalières par le biais d'un système de listes de priorité.

D. France/Espagne

L'orientation du flux électrique entre la France et l'Espagne est cohérente avec les différences de prix entre les deux marchés. Le flux d'énergie reste en moyenne dirigé vers l'Espagne. Depuis fin 2004, les exportations se sont accélérées en raison d'une hausse des prix espagnols, due à de mauvaises conditions hydrauliques dans la péninsule ibérique.

La méthode d'allocation de la capacité d'interconnexion utilisée par RTE repose sur une liste de priorité dans le sens France - Espagne, et sur une réduction au prorata des demandes dans le sens Espagne - France quand celui-ci est congestionné.

Les échanges nominés en infrajournalier sont importants à cette interconnexion. Ils sont stimulés par l'activité élevée observée sur les sessions infrajournalières de l'OMEL, le pool espagnol.

Depuis le 30 novembre 2004, les acteurs espagnols ont accès au mécanisme d'ajustement français en utilisant l'interconnexion France/Espagne. Plusieurs d'entre eux utilisent déjà ce dispositif d'accès.

E. France/Italie

En raison d'un déficit de moyens de production en Italie, la totalité de la capacité disponible est utilisée exclusivement pour des exportations vers l'Italie.

Jusqu'en 2004, la capacité était attribuée annuellement au prorata des demandes des consommateurs italiens. En 2005,

une nouvelle méthode d'allocation, fondée sur des enchères explicites, a été introduite pour une partie de la capacité commerciale.

F. France/Suisse

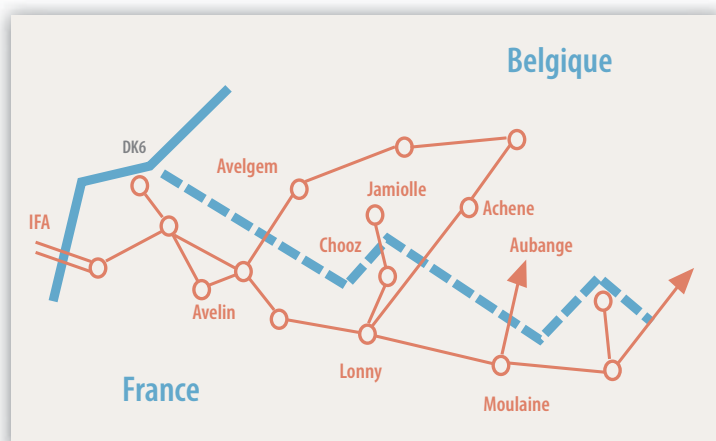
Les échanges commerciaux dans le sens France - Suisse restent importants et l'interconnexion est fréquemment saturée. Néanmoins, les flux orientés de la Suisse vers la France ont atteint un volume élevé en 2004. Il s'agit pour partie de transactions correspondant à l'activation d'offres à la hausse proposées par des acteurs suisses dans le cadre du mécanisme d'ajustement français.

2. Les travaux de renforcement de la frontière France-Belgique sont conformes au calendrier

Le développement des capacités d'échanges entre la France et la Belgique revêt un caractère prioritaire pour faciliter les échanges sur la plaque continentale. Les réseaux à haute tension belge et français sont reliés par quatre lignes d'interconnexion dont la capacité globale sera significativement augmentée (cf. figure 57) :

- entre Avelin (Nord de la France) et Avelgem (Flandre occidentale) ;
- entre Chooz et Jamiolle (Hainaut) ;
- entre Moulaine et Aubange (Sud de la province de Luxembourg) ;
- entre Lonny et Achène.

Figure 57 : Les travaux de renforcement de la frontière France-Belgique



Source : CRE

Conformément au calendrier annoncé par les gestionnaires des réseaux de transport, les travaux destinés au doublement de la ligne d'interconnexion Avelin - Avelgem ont démarré fin 2004. Ils doivent être achevés fin 2005.

Les travaux de renforcement de la liaison Chooz - Jamiolle débuteront en 2005, pour une mise en service fin 2006. Ces travaux consistent à mettre en place un dispositif régulateur de flux et à installer un transformateur de 600 MVA au poste de Mazures à partir duquel est injectée la puissance transitant par cette ligne.

3. La réalisation des projets sur la frontière espagnole est retardée

Malgré l'urgence des besoins et les contacts maintenus au plus haut niveau entre les deux pays, il n'a pas été possible d'aboutir à des prises de positions officielles et communes

entre la France et l'Espagne. Des études détaillées se poursuivront en 2005 pour redéfinir le projet de ligne d'interconnexion avec l'Espagne.

4. La nécessité d'améliorer les méthodes de gestion de la congestion

A. Les exigences du règlement européen du 26 juin 2003

Le règlement européen du 26 juin 2003 (encadré 18), 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, basées 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

Encadré 18 : Le 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.

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.

comme en matière de gestion opérationnelle (indemnisation des acteurs en cas de réduction de capacité, application de la règle dite du *use-it-or-lose-it*, mise à disposition du maximum de capacité disponible, superposition (*netting*) des flux nominaux, utilisation encadrée des revenus d'enchères).

B. Le modèle ETSO/EUROPEX

A l'occasion du 10^{ème} Forum de Florence, la Commission européenne a demandé aux deux associations représentant les opérateurs de marché (EUROPEX) et les opérateurs de réseaux (ETSO), d'élaborer une proposition de mécanisme coordonné pour gérer la congestion des interconnexions. Ce travail s'est conclu par une proposition commune, publiée le 13 septembre 2004, intitulée *Flow-based Market Coupling*.

Les deux principes de cette proposition sont :

- **l'augmentation significative des capacités d'échanges du réseau européen** : il s'agit de substituer au calcul de manière bilatérale des capacités commerciales disponibles, une méthode de détermination plus globale des capacités du réseau européen fondée sur :

- les limites physiques de l'ensemble des lignes d'interconnexion du réseau européen et ;
- une matrice dite de « coefficients d'influencement », représentant le poids réel de chaque transaction sur la congestion.

- **la mise en place d'un couplage de marché** qui garantit une exploitation optimale de ces capacités d'échanges la veille pour le lendemain.

La proposition ETSO-EUROPEX ne signifie pas pour autant la disparition des échanges bilatéraux à moyen et long terme. En effet, la mise en place de mécanismes d'enchères explicites de droits de capacité physiques aux horizons de moyen et long terme est la solution préférée par les acteurs des marchés pour permettre l'exécution de contrats d'échanges d'énergie aux mêmes échéances.

C. Le 11^{ème} Forum de Florence et les conclusions des *mini fora* régionaux

Les deux associations d'opérateurs ont présenté leur proposition lors du 11^{ème} forum de Florence, qui s'est tenu les 16 et 17 septembre 2004. Il est ressorti de ces débats que la mise en

œuvre de la proposition ETSO/EUROPEX nécessitait un niveau de coordination très important de toutes les parties prenantes et qu'elle ne pouvait être envisagée que comme un objectif à moyen terme.

Lors de ce forum, la Commission européenne a prescrit l'organisation de réunions régionales dites *mini fora* en vue d'obtenir un consensus entre les différentes parties prenantes sur les améliorations à apporter aux mécanismes existants de gestion de la congestion et d'accélérer la mise en œuvre effective des nouvelles règles entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2004. Sur les sept *mini fora* régionaux qui ont été organisés entre la mi-décembre 2004 et la mi-février 2005, la CRE a participé à quatre d'entre eux qui ont traité des interconnexions de ses frontières avec la Belgique et l'Allemagne, l'Italie et la Suisse, l'Espagne ainsi que l'Angleterre.

Des premières conclusions de ces *mini fora* adoptées le 2 mars 2005 par l'ERGEG, organe consultatif de régulateurs il ressort les points suivants :

- **la mise en place de méthode d'enchères explicites** de droits physiques est une exigence minimale. La méthode des enchères explicites de droits physiques offerts à différentes échéances de temps demeure la méthode d'allocation la plus facile à mettre en œuvre à court terme. Elle a la préférence générale des acteurs car elle leur garantit de pouvoir continuer à réaliser aisément des transactions bilatérales.

- **là où les marchés organisés sont suffisamment liquides**, la mise en place d'un couplage de marché pour gérer les échanges de la veille pour le lendemain peut utilement compléter les mécanismes d'enchères explicites de moyen et de long terme. Le couplage de marché constitue un moyen de mieux intégrer les marchés interconnectés. Il permet, en outre d'optimiser l'utilisation des capacités restant disponibles la veille pour le lendemain.

- **l'intégration des marchés infrajournaliers et d'ajustement européens doit être développée**. Pour permettre aux acteurs du marché d'équilibrer au mieux leurs positions à l'approche du temps réel et aux GRT de bénéficier de moyens d'ajustement moins coûteux pour résorber les déséquilibres auxquels ils doivent faire face, l'accroissement des possibilités d'échanges d'énergie entre pays à des horizons proches du temps réel doit être facilitée. La Commission européenne a

lancé une étude sur les marchés intrajournaliers et d'ajustement en Europe dont les résultats seront rendus publics à l'automne 2005.

La CRE a demandé à RTE de prendre une série de mesures visant à faciliter les échanges intrajournaliers et d'ajustement avec les pays transfrontaliers.

Encadré 19 : Chronologie des actions menées en France pour permettre des échanges aux interconnexions programmées en intrajournalier

Depuis l'introduction en 2001 d'un dispositif d'échanges commerciaux en intrajournalier avec l'Espagne, la Suisse et l'Allemagne, on note :

- 1^{er} avril 2003 : mise en place d'un dispositif d'accès au mécanisme d'ajustement via l'interconnexion France/Suisse.
- 27 février 2004 : introduction d'un dispositif d'échanges commerciaux en intrajournalier avec l'Angleterre.
- 8 novembre 2004 : mise en place d'un dispositif d'accès au mécanisme d'ajustement via IFA.
- 30 novembre 2004 : mise en place d'un dispositif d'accès au mécanisme d'ajustement via l'interconnexion France/Espagne.
- 26 juin 2005 : passage de 7 à 12 guichets pour la programmation des échanges intrajournaliers aux interconnexions France/Suisse et France/Allemagne.

5. Les conditions nécessaires à l'amélioration des méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions

A. L'optimisation du calcul des capacités

Conformément au règlement européen du 26 juin 2003, les opérateurs de réseau doivent mettre à disposition des acteurs le maximum de capacité disponible. Cette exigence implique une harmonisation des pratiques des GRT concernant le calcul des capacités d'interconnexion ainsi qu'un renforcement de la coordination.

Une étude réalisée par la CRE a mis en évidence la variété des pratiques des GRT concernant la prise en compte des éventuelles défaillances d'ouvrages de réseau et de moyens

de production ou la modélisation des systèmes électriques voisins.

Ce dernier point est crucial en raison du développement des échanges transfrontaliers et des flux parallèles qu'ils engendrent, à savoir les flux physiques résultant de transactions commerciales entre pays tiers. Le développement de la coopération entre les GRT et le partage d'une information suffisante et fiable sont des améliorations nécessaires à l'atteinte des objectifs du règlement européen. En effet, chaque GRT effectue actuellement ses propres calculs de capacité avant de les confronter avec ceux des GRT situés de l'autre côté des frontières de son territoire.

Une réflexion est actuellement menée, dans le cadre de l'ER-GEG, sur l'harmonisation et sur la transparence des méthodes de calcul des capacités d'interconnexion employées par les GRT. L'article 5 du règlement européen dispose que les GRT doivent soumettre à l'approbation des autorités de régulation des plans généraux pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport. Ces processus d'approbation doivent être conduits de façon coordonnée entre les autorités de régulation concernées.

B. Une plus grande transparence sur l'état du réseau

La transparence des informations relatives à la situation physique du système électrique européen est un élément clé pour faciliter la mise en place du marché intérieur de l'électricité.

En la matière, des progrès ont été enregistrés mais, dans de nombreux Etats membres, le degré de transparence des informations relatives à la situation physique du système électrique reste limité, ce qui contribue à l'utilisation insuffisante des capacités d'interconnexion existantes et réduit les possibilités de concurrence effective dans chaque pays.

L'application par RTE des recommandations de la CRE permet au réseau français d'être l'un de ceux dont les conditions d'accès et d'exploitation sont les plus transparentes en Europe :

- **toutes les informations diffusées par RTE** sont publiées sur son site internet ;
- **les formats des données** permettent aux utilisateurs de les retraiter sur leurs propres logiciels, sans leur imposer le développement d'applications de conversion spécifiques ;

• **les chroniques de toutes les données** publiées par RTE sont disponibles sur son site internet pendant au moins cinq ans.

En 2004, RTE a enrichi son site internet de nouvelles informations dans les domaines suivants :

- **mécanisme d'ajustement** : données de volume d'ajustement par motif au pas demi-horaire, bilans mensuels ;
- **consommation** : données de prévision de la charge nationale pour la semaine à venir, au pas horaire.

A l'initiative de la CRE, le CEER devrait ajouter des recommandations relatives à la production à celles publiées le 1^{er} octobre 2003 en matière de transport. Une plus grande transparence permettra de faciliter l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché. Ils pourront mieux évaluer les risques inhérents à leurs décisions d'investissements dans des moyens de production. Ceci sera particulièrement utile pour le cas des unités de pointe susceptibles d'apporter une contribution majeure à la sûreté des mécanismes d'ajustement. Une plus grande transparence permettra également d'augmenter la prédictibilité de l'évolution des prix à long terme.

Il est capital que les recommandations du CEER soient reprises par la Commission européenne et qu'elles puissent être mises en application de manière simultanée et uniforme dans l'ensemble des pays européens interconnectés, afin d'éviter que n'apparaissent entre Etats membres des dissymétries d'information, sources de discriminations entre les acteurs de marché.

C. Une plus grande liquidité et une plus grande harmonisation entre les marchés organisés

Les marchés organisés sont appelés à jouer un rôle croissant dans la gestion des échanges transfrontaliers d'énergie.

La liquidité des marchés en devient un facteur clé. Pour que l'introduction de méthodes d'allocation de la capacité aux interconnexions gérées par les marchés organisés ne perturbe pas la formation de leurs prix, il convient que les marchés organisés traitent une part significative des échanges sur les marchés de gros.

La mise en place de méthodes de gestion de la congestion utilisant les compétences des gestionnaires des marchés organisés rend indispensable l'harmonisation des modes de fonctionnement de ces marchés ainsi que la mise en œuvre de moyens de coordination facilitant les échanges d'informations entre leurs gestionnaires.

Un groupe de travail du CEER a été créé pour traiter ce sujet dont il reviendra aux régulateurs nationaux de mettre en œuvre les conclusions.

6. La gestion actuelle des interconnexions avec les pays voisins

A la fin de l'année 2004, la CRE a pris plusieurs initiatives en liaison avec les régulateurs des pays voisins afin d'améliorer, en 2005, les méthodes d'allocation existantes avec un double objectif :

- progresser vers la conformité avec le règlement européen du 26 juin 2003 des mécanismes de gestion de la congestion des interconnexions françaises ;
- développer l'harmonisation des méthodes appliquées aux différentes interconnexions françaises, afin de faciliter les échanges internationaux d'électricité et d'apporter une contribution significative à la mise en place du marché intérieur de l'électricité.

A. France-Italie-Autriche

Le 28 décembre 2004, la CRE et l'autorité italienne de régulation de l'énergie (AEEG) ont adopté les principes à mettre en œuvre, à partir de 2005, par les gestionnaires de réseaux des deux pays, pour l'allocation des capacités d'interconnexion France-Italie.

La CRE a demandé à RTE de mettre en place un mécanisme d'allocation par enchères explicites de droits physiques de transmission sur 50 % de la capacité commerciale disponible (c'est-à-dire hors contrats historiques) de l'interconnexion franco-italienne. Ce mécanisme d'allocation par enchères fonctionne en coordination avec le gestionnaire de réseau

italien (GRTN). RTE conservera les revenus résultant de cette allocation en vue d'une utilisation qui devra être conforme aux dispositions de l'article 6-6 du règlement européen. En 2005, les régulateurs autrichien, italien et français constitueront un groupe de travail en vue d'améliorer et d'harmoniser les méthodes d'allocation utilisées entre les trois pays pour les prochaines années.

B. France-Espagne

Le 29 octobre 2004, la CRE et l'autorité de régulation espagnole (CNE) ont lancé une consultation publique commune auprès des acteurs des marchés afin de recueillir leurs avis sur les améliorations envisagées pour la gestion des congestions sur l'interconnexion franco-espagnole. Une position commune des deux régulateurs a été publiée le 28 janvier 2005. Ce document propose une approche progressive et pragmatique qui se décline en 3 étapes :

a. Étape 1

- **Mise en place d'enchères explicites à différentes échéances de temps (annuel, mensuel, semaine, J-1).**
- **Utilisation de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt la veille.**

Cette première étape pourrait être mise en application dès 2005 dans la mesure où elle est simple et déjà expérimentée de manière satisfaisante par RTE sur les interconnexions avec l'Angleterre et l'Italie. Conforme au règlement européen du 26 juin 2003 elle constitue une amélioration significative de la situation actuelle.

L'introduction de cette méthode de gestion de la congestion est suspendue à une modification de la législation espagnole en vigueur.

L'utilisation de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt la veille a pour double objectif, d'une part, d'éviter que des acteurs ne soient tentés de sous utiliser une ressource rare et, d'autre part, d'améliorer l'utilisation de la capacité en rendant possible le *netting* par les gestionnaires de réseau.

b. Étape 2

- **Introduction du couplage de marché sur une partie de la capacité seulement (avec une limite sur la capacité allouée au mécanisme fixée à 15 % de la capacité commerciale de l'interconnexion).**
- **Maintien de la règle *use-it-or-lose-it* afin d'éviter le contournement du plafond de 15%.**

La mise en œuvre à titre transitoire d'une limite sur le pourcentage de capacité réservée pour le mécanisme de couplage des marchés journaliers garantira que ce processus n'affectera pas la détermination des prix sur les deux marchés. Cette position est partagée par la grande majorité des acteurs du marché qui ont exprimé leurs inquiétudes concernant la difficulté éventuelle pour les marchés organisés de gérer avec succès une capacité trop grande dans le cadre de ce nouveau mécanisme.

Les deux régulateurs autoriseront la mise en œuvre de cette deuxième étape (si possible début 2006), en fonction de la capacité des marchés organisés à développer et tester les algorithmes et les logiciels pour sécuriser les transactions dans le cadre du couplage des marchés.

Encadré 20 : Mécanisme de compensation transfrontalier (Cross Border Trade mechanism CBT)

Le CBT est un mécanisme de **compensation entre gestionnaires de réseau de transport européens pour les coûts induits par les flux de transit**, c'est-à-dire les flux résultant d'échanges d'électricité dont les points d'injection et de soutirage se situent à l'extérieur d'un réseau de transport donné.

Les coûts considérés sont:

- les coûts d'usage des réseaux liés aux flux de transit ;
- le coût des pertes induit par les flux de transit.

Ce dispositif permet de s'affranchir de péages successifs à chaque passage de frontière, pour le bénéfice de l'ensemble des utilisateurs du réseau européen.

Les trois étapes du mécanisme CBT :

- détermination pour chacun des réseaux de transport des éléments servant aux échanges transfrontaliers ;
- calcul de la somme des coûts correspondants aux transits, déterminant le volume du fond de compensation ;
- estimation des contributions de chaque pays au fond : abondement du fond par les GRT (exportateurs et importateurs) ayant provoqué les flux de transit, dédommagement en conséquence des GRT qui supportent les flux de transits.

c. Étape 3

- **Suppression de la limitation du volume traité par le couplage des marchés.**
- **Transformation de la règle *use-it-or-lose-it* en une règle *use-it-or-get-paid-for-it*.**

Les acteurs du marché pourront choisir d'utiliser leurs droits de capacité en passant par le marché bilatéral (et, par conséquent, de nommer auprès du gestionnaire suffisamment tôt la veille) ou par le couplage des marchés.

La mise en place d'un tel dispositif est conditionnée à un retour d'expérience satisfaisant du fonctionnement du couplage des marchés et à la demande des acteurs.

C. France – Belgique – Pays-Bas

La CRE a engagé des discussions avec les régulateurs belge (CREG) et hollandais (DTE) afin d'améliorer d'ici la fin de l'année 2005 les mécanismes d'allocation existants. L'amélioration des mécanismes de moyen et long terme passe notamment par la mise en place d'enchères explicites, coordonnées entre les trois gestionnaires de réseaux impliqués. Ces mécanismes d'enchères explicites de moyen et long termes accompagneront la mise en oeuvre du projet BELPEX qui vise à :

- **créer** un marché organisé en Belgique ;
- **coupler** les trois marchés organisés français (Powernext), belge (BELPEX) et hollandais (APX) pour la gestion des capacités d'interconnexion restant disponibles la veille.

Lors du *mini-forum* de Bruxelles, du 17 décembre 2004, la plupart des participants ont accueilli favorablement cette initiative visant à coupler les trois marchés. Ils ont également reconnu que, de la réussite de ce projet pilote, dépendraient l'évolution et le développement des méthodes de gestion des congestions dans le reste de l'Europe.

D. France – Angleterre

La CRE a proposé au régulateur britannique (OFGEM) des améliorations à apporter au mécanisme actuel d'allocation des capacités sur cette interconnexion :

- l'application effective de la règle *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 infrajournalier et pour l'ajustement

Ces améliorations augmenteront significativement l'utilisation des capacités d'interconnexion. L'application de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt en J-1 a un double avantage :

- empêcher des acteurs de sous-utiliser cette ressource rare ;
- améliorer l'utilisation de la capacité en rendant possible la superposition des flux (*netting*) par les gestionnaires de réseau.

Par conséquent elle fluidifierait les échanges transfrontaliers entre le continent et le Royaume uni.

III Le service public de l'électricité dans le marché régulé

Les tarifs réglementés de vente d'électricité en France sont restés stables depuis le 1er janvier 2004. Pour les clients résidentiels, ils se situent dans la moyenne de l'Union européenne à 25.

Les dispositifs de l'obligation d'achat et des appels d'offres en vigueur permettent d'assurer un développement des capacités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables et de la cogénération. Le développement de ces filières est très variable au regard des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour début 2007.

Les charges dues à ces dispositifs, ainsi que celles résultant de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées et des dispositions sociales en faveur des clients démunis, sont compensées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Celle-ci est restée constante en 2005 à 4,5 €/MWh, malgré les nouvelles charges dues au tarif de première nécessité. Ces charges ont en effet été compensées par la hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros, qui a diminué les surcoûts dus à l'obligation d'achat.

1 Le contenu du service public de l'électricité

1. La directive européenne de juin 2003 définit les obligations de service public

La directive européenne du 26 juin 2003 définit les obligations de service universel et de service public que les Etats membres doivent remplir dans le cadre du marché intérieur de l'électricité :

- approvisionner en électricité au moins tous les clients résidentiels à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents, sans que les dispositions prises empêchent l'ouverture du marché de l'électricité ;
- protéger les clients finals, en particulier les consommateurs vulnérables et ceux des régions reculées ;

- mettre en place des mesures pour assurer la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement.

2. Dans la loi française, les obligations sont prises en compte et le rôle de la CRE précisé

Les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003, cohérentes avec les obligations définies dans la directive européenne, précisent le rôle de la CRE dans la mise en œuvre de ces obligations.

• **Pour approvisionner les clients résidentiels à des prix raisonnables**, les tarifs de vente réglementés de l'électricité pour ces clients sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE. Cette dernière s'assure que les tarifs réglementés couvrent l'ensemble des coûts supportés par EDF et les entreprises locales de distribution (production, acheminement, commercialisation, gestion clientèle).

• **Pour protéger les clients finals**, aux mesures antérieures (dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ⁽¹⁾, péréquation géographique nationale des tarifs) a été ajoutée une nouvelle disposition : le tarif de première nécessité. La CRE, qui avait donné en 2002 un avis favorable sur ce tarif, calcule :

- les charges liées à la fois au tarif de première nécessité et au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité, supportées par EDF et les ELD ;
- les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant) et par Electricité de Mayotte (EDM).

• **Dans le cadre de la protection de l'environnement**, des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération ont été mis en place par l'Etat (obligation d'achat, appels d'offres). La CRE :

- émet un avis consultatif sur les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant des sources d'énergies renouvelables ou par les installations de cogénération ;
- met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie ;

(1) aide de la collectivité pour le paiement des factures, service maintien de l'énergie à 3 kVA puis 1 kVA jusqu'à régularisation

- calcule les charges liées au développement des énergies renouvelables et de la cogénération, supportées par EDF et les ELD.

• **Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement**, une procédure d'appel d'offres a été mise en place par l'Etat afin que les capacités de production répondent aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements. La CRE met en œuvre la procédure de chaque appel d'offres que le ministre chargé de l'énergie décide de lancer.

L'ensemble des charges liées aux obligations de service public pesant sur les opérateurs (EDF, EDM et les ELD) est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), arrêtée chaque année par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE. Cette dernière procède au suivi du recouvrement de la CSPE et à la compensation des opérateurs supportant les charges. Les transactions financières correspondantes s'effectuent par l'intermédiaire de la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

2 Les tarifs de vente réglementés de l'électricité

Les tarifs de vente réglementés sont applicables aux clients résidentiels et aux clients éligibles qui n'ont pas exercé leur droit à l'éligibilité.

Seuls sont développés dans cette partie du rapport les tarifs de vente réglementés aux clients résidentiels. Ils doivent couvrir les coûts d'EDF sur ce segment de clientèle. Leur applica-

tion jusqu'au 1^{er} juillet 2007 n'est pas problématique car elle ne crée pas de situation de distorsion de concurrence.

Ce n'est pas le cas des tarifs de vente réglementés aux clients éligibles (figures 43 et 44, p. 77).

1. Les tarifs de vente réglementés aux clients résidentiels sont stables depuis début 2004

A. Les tarifs ont baissé de 29% en euros constants en 10 ans

Les tarifs de vente réglementés hors taxes aux clients résidentiels ont baissé de 29% en euros constants (19% en euros courants) en 10 ans, dans un contexte de surcapacité du parc de production (figure 58).

Depuis le deuxième semestre 2004, EDF souhaite une augmentation des tarifs réglementés. Si une telle hausse doit intervenir, elle doit être fondée sur l'évolution des coûts d'EDF, qui portent sur trois postes : production, acheminement et commercialisation.

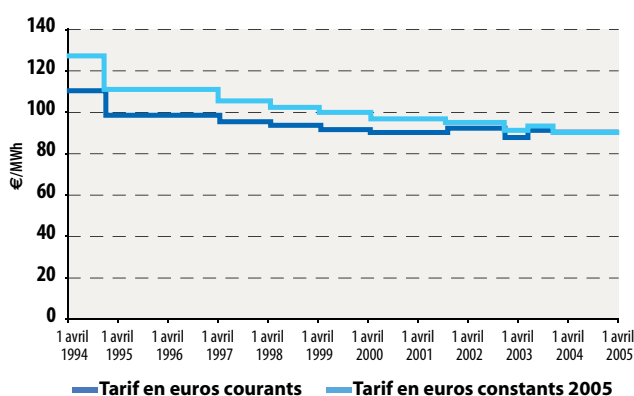
Concernant les coûts d'acheminement et de commercialisation auprès des consommateurs non éligibles, à qualité de service identique, des gains de productivité sont attendus de la part d'EDF.

Dans le domaine de la production, la situation est différente. Des investissements dans de nouvelles capacités de production sont nécessaires pour satisfaire la croissance de la demande. La consommation française n'a pas cessé d'augmenter (près de 23% pendant les dix dernières années). On est ainsi passé d'une surcapacité en moyens de production à une situation potentiellement en déficit en fourniture de pointe à court terme si rien n'est fait et même si les moyens de fourniture de base sont encore excédentaires.

La hausse des tarifs envisagée devrait être différenciée selon les usages pour respecter la structure des coûts d'EDF.

Pour juger de la pertinence d'une éventuelle hausse tarifaire au regard des critères de coûts, la CRE modélise un *business plan* simplifié des activités de production et de commercialisation d'EDF sur le périmètre des clients bénéficiant de tarifs réglementés.

Figure 58 : Evolution du tarif de vente d'électricité aux clients résidentiels * (hors taxes locales, CSPE, TVA)



* somme des factures annuelles des clients résidentiels divisée par leur consommation totale

Source : CRE 2005

B. La part des taxes dans la facture des clients résidentiels est passée de 21% en 2002 à 27% en 2005

La facture d'un client résidentiel aux tarifs réglementés se compose :

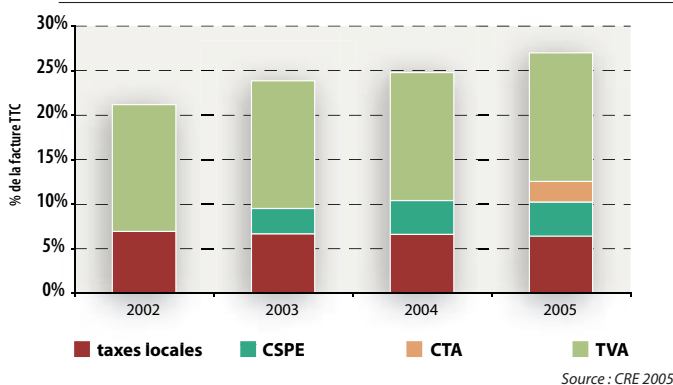
- de la facturation de l'électricité aux tarifs réglementés (fourniture et acheminement de l'électricité) : abonnement (prime fixe) et part variable fonction de la consommation ;
- des taxes locales (pourcentage moyen de 11% sur 80% de la part énergie hors TVA) ;
- de la CSPE, depuis le 1^{er} janvier 2003 ;
- de la contribution tarifaire agents (CTA), pour le financement des retraites des agents des industries électriques et gazières (IEG) sur les activités de réseau, depuis le 1^{er} janvier 2005 ⁽¹⁾ (20,4% de l'abonnement de la part réseau) ;
- de la TVA (5,5% sur l'abonnement de la part énergie, 19,6% sur le reste de la facture HT).

L'évolution de la composition des taxes dans la facture moyenne d'un client résidentiel depuis 2002 est présentée figure 59.

C. Les tarifs français de l'électricité pour les clients résidentiels sont dans la moyenne des prix de l'Union européenne à 25

Les tarifs TTC réglementés de l'électricité pour les clients résidentiels se situent, en France, dans la moyenne des prix de l'Europe des 25 (figure 60). Ils sont en dessous de la moyenne des prix de l'Europe des 15 (117 €/MWh à comparer à 138 €/MWh). Ils sont plus élevés qu'en Espagne et au Royaume-Uni, où la concurrence est effective depuis 1998, et nettement inférieurs à ceux en vigueur en Allemagne, aux Pays-Bas ou en Italie.

Figure 59 : Evolution de la part des taxes dans la facture TTC d'un client résidentiel



(1) En 2005, la CTA est encore financée via le tarif réseau en vigueur. La figure 59 prend en compte une baisse du tarif réseau égale à la CTA pour faire apparaître la taxe. Le nouveau tarif réseau qui sera proposé par la CRE prendra en compte cette baisse.

D. Le mode de fixation des prix aux clients résidentiels devrait évoluer à partir de 2007

L'Etat fixe les tarifs réglementés de vente de l'électricité. La CRE, autorité indépendante, émet un avis consultatif sur les projets d'arrêtés ou de décrets avant leur publication. L'Etat n'est pas lié par les avis de la CRE.

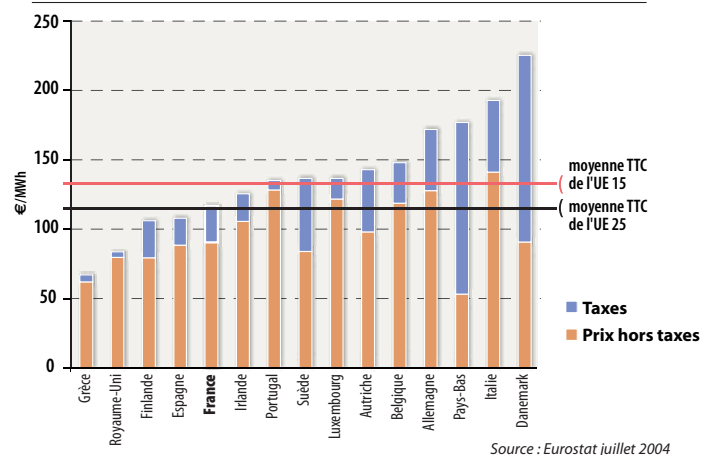
A partir du 1^{er} juillet 2007, en application des dispositions de la directive européenne de juin 2003, les consommateurs résidentiels auront la possibilité de choisir leur fournisseur. A terme, le marché devrait donc être la seule référence de fixation des prix.

Cependant, comme le prévoient les textes européens en vigueur, la France devra veiller à ce que tous les clients résidentiels puissent bénéficier du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés en électricité à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents. Une surveillance des prix de l'électricité pour ce type de clients restera nécessaire.

2. Les tarifs de cession aux entreprises locales de distribution doivent être appliqués avant fin juillet 2005

Les tarifs de cession de l'électricité par EDF aux ELD, qui concernent uniquement la fourniture, ont été fixés par un décret entré en vigueur le 29 janvier 2005. Les contrats de cession de l'électricité en cours à cette date entre EDF et les ELD, négociés sur la base du tarif de vente réglementé vert en vigueur, doivent être mis en conformité avec ce décret avant la fin juillet 2005. Le niveau moyen des tarifs de cession est de 29,8 €/MWh, à comparer au prix moyen de fourniture

Figure 60 : Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe



d'électricité d'une ELD sur le marché pour l'année 2005 de 35,5 €/MWh.

Consultée sur le projet de décret, la CRE avait émis des observations dont aucune n'a été retenue. En effet, le décret n'interdit pas à une ELD qui n'a pas exercé son éligibilité de s'approvisionner totalement aux tarifs de cession, y compris pour fournir ses clients qui ont fait jouer leur éligibilité. La CRE avait estimé que, dans ce cas, l'application des tarifs de cession pouvait être assimilée à une subvention publique susceptible de fausser la concurrence entre les fournisseurs. Par ailleurs, il permet aux ELD d'acheter leurs pertes aux tarifs de cession, sans avoir recours à un mécanisme de marché, comme l'exige l'article 14 de la directive européenne 2003.

Il dispose qu'une ELD qui a exercé son éligibilité (s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché) peut, jusqu'au 1^{er} juillet 2007 au plus tard, bénéficier à nouveau des tarifs de cession pour la seule électricité destinée à l'alimentation de ses clients non éligibles et de ses clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité. La CRE avait préconisé la suppression des clauses d'aller et retour entre les contrats aux tarifs de cession et le marché. Cette disposition pourrait bénéficier aux 6 ELD qui s'approvisionnent totalement sur le marché depuis 2003.

3. Le tarif de première nécessité est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005

Le tarif de première nécessité est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Il concerne les foyers dont les ressources annuelles sont inférieures à 5 520 €. Il s'applique aux abonnements de 3 à 9 kVA sur une tranche de consommation de 100 kWh par mois. La réduction accordée par rapport aux tarifs réglementés est de 30, 40 ou 50 % suivant la composition du foyer. Ce tarif devrait concerner environ 1,5 million de foyers français en 2005.

3 Le développement des capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements

1. L'évolution du parc installé est très progressive

L'évolution du parc d'installations de cogénération, hydrauliques et éoliennes et les objectifs de développement de ces filières prévus dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) sont donnés figures 61 à 63. Ce sont les

Figure 61 : Evolution du parc de cogénération

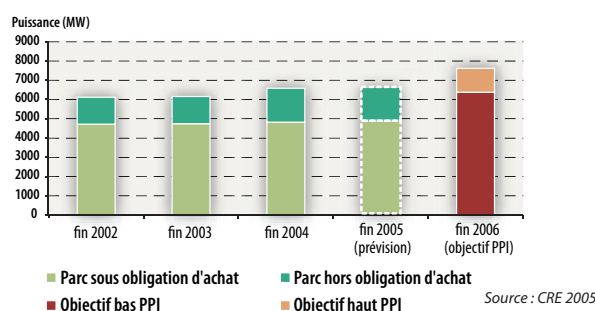


Figure 62 : Evolution du parc de petite hydraulique

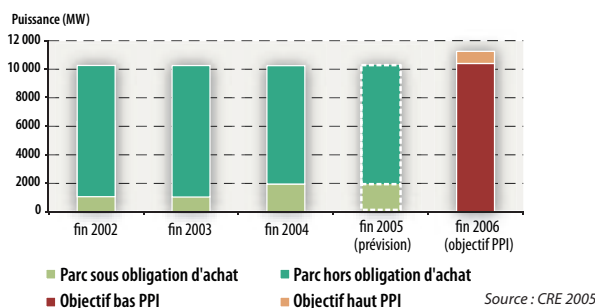
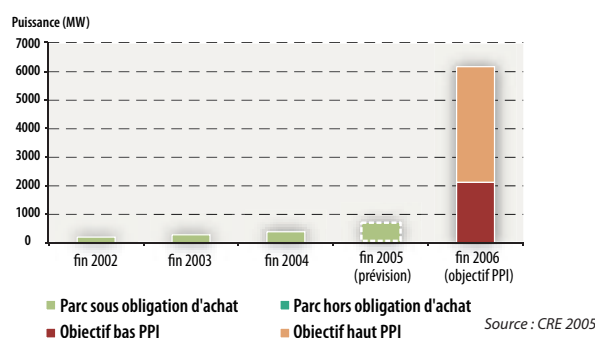


Figure 63 : Evolution du parc éolien



trois filières dont les objectifs de développement sont les plus ambitieux. Les nouvelles installations de moins de 12 MW mises en service en 2004 bénéficient de l'obligation d'achat. Depuis qu'il a été engagé, le développement de la filière éolienne est très limité. Une comparaison européenne des prix de vente de l'électricité éolienne et des puissances installées montre que le tarif d'achat français, généreux, n'est pas la cause de ce faible décollage. Les obstacles relèveraient davantage des contraintes administratives, souvent liées aux exigences d'aménagement du territoire et de préservation de l'environnement, et des difficultés d'accès au réseau public dans les zones les plus recherchées.

2. Les conditions d'achat ont évolué avec la loi du 9 août 2004

Le dispositif de l'obligation d'achat, institué par la loi du 10 février 2000, oblige EDF et les ELD à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (cogénération, énergies renouvelables, incinération d'ordures ménagères) à des conditions imposées par l'Etat (tarifs d'achat et durée de contrat réglementés). A l'origine, les contrats d'achat étaient reconductibles, à un tarif inférieur à celui du premier contrat. Depuis la loi du 9 août 2004, sous réserve du maintien des contrats en cours, les installations ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat. Le décret du 26 novembre 2004 autorise, néanmoins, le bénéfice d'un deuxième contrat d'achat pour les producteurs qui ont fait une demande écrite de contrat avant le 11 août 2004

et qui disposent d'un certificat d'obligation d'achat, la loi du 9 août 2004 n'étant pas rétroactive.

L'arrêté du 23 décembre 2004 a mis les arrêtés tarifaires en vigueur en conformité avec cette nouvelle disposition législative. De plus, il augmente de deux à trois ans le délai maximal de mise en service d'une éolienne, à compter de la demande complète de contrat d'achat par le producteur.

3. L'instruction des quatre appels d'offres a été réalisée

La CRE a procédé à l'instruction des candidatures aux appels d'offres (tableau 11) lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement en Martinique et du dispositif national de soutien aux énergies renouvelables. Ces appels d'offres portent sur la construction et l'exploitation :

- d'une turbine à combustion, utilisant le fuel domestique, destinée à produire en période de pointe sur le réseau de Martinique ;
- de centrales utilisant l'énergie issue de la biomasse ou du biogaz ;
- de centrales éoliennes en mer ;
- de centrales éoliennes terrestres.

La répartition des projets biomasse-biogaz retenus par le ministre chargé de l'énergie et des projets éoliens dont les candidatures ont été reçues par la CRE est donnée figure 64. Les 15 projets biomasse-biogaz retenus portent sur l'exploitation des gisements constitués par les résidus et sous-produits

Tableau 11 : Synthèse de l'avancement des appels d'offres

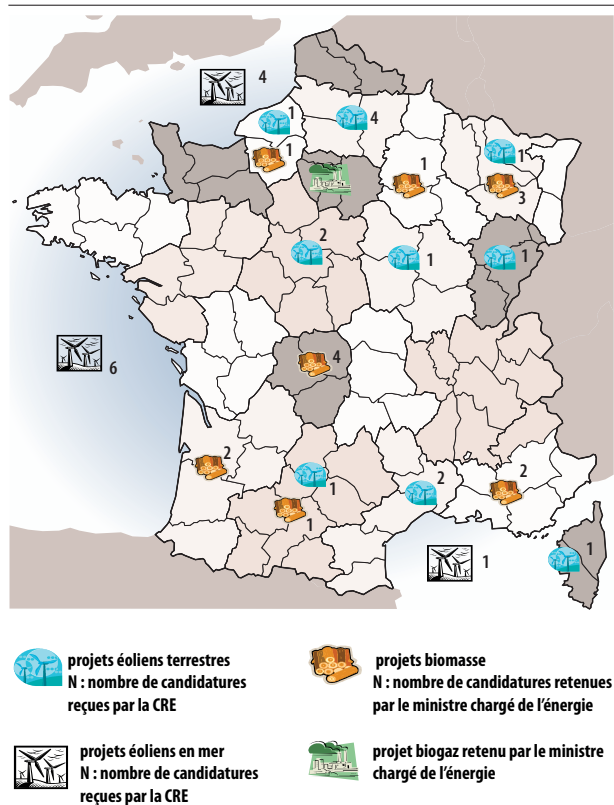
Appel d'offres	Puissance recherchée	Date limite d'envoi des offres à la CRE	Nombre de projets reçus	Instruction CRE (rapport de synthèse et fiches d'instruction)	Avis CRE sur le choix envisagé du ministre	Arrêtés d'autorisation d'exploiter (ministre)
Centrales éoliennes à terre	500 MW	30 janvier 2005	14	Délibération transmise au ministre		
Centrales éoliennes en mer	500 MW	13 août 2004	11	Délibération transmise au ministre		
Biomasse, biogaz	200 MW (biomasse) 50 MW (biogaz)	19 juillet 2004	24 (une offre rejetée)	Délibération du 21 octobre 2004	Avis favorable du 15 décembre 2004	11 janvier 2005 (14 projets biomasse pour 216 MW) (1 projet biogaz de 16 MW)
Turbine à combustion (Martinique)	40 MW	11 août 2004	2	Délibération du 29 septembre 2004	Avis favorable du 9 novembre 2004	8 décembre 2004 Compagnie de cogénération du Galion

Source : CRE

de la sylviculture et de l'agriculture (notamment : plaquettes de bois, écorces, sciures, résidus de l'industrie papetière, résidus viticoles) ainsi que les gaz de décharge pour le biogaz. Les projets biomasse retenus ont un prix moyen de vente (pondéré par la puissance) de 85,8 €/MWh.

Sur la base d'une durée moyenne de fonctionnement de 8 000 h et d'une référence de prix de marché de gros de 35 €/MWh, les charges de service public dues aux projets biomasse et biogaz retenus, compensées par la CSPE, s'élèveraient à environ 96 M€/an.

Figure 64 : Répartition régionale des projets biomasse-biogaz et éoliens



Source : CRE 2005

4 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 contribution unitaire qui en résulte.

La CSPE permet d'assurer le financement des charges de service public de l'électricité, c'est-à-dire :

- les surcoûts dus à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat, appels d'offres) ;
- les surcoûts de la production d'électricité dans les ZNI ;
- les charges supportées depuis 2005 par les fournisseurs liées à la mise en œuvre du tarif de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux consommations d'électricité en France. Son montant figure sur les factures depuis le 1^{er} janvier 2003. 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.

Les charges totales de l'année 2005 (§4 p. 115) sont égales aux charges prévisionnelles imputables aux missions de service public au titre de l'année 2005 (§3 p. 114), augmentées essentiellement de l'écart entre les charges effectivement constatées au titre de l'année 2003 (§2 p. 114) et les contributions recouvrées au titre de cette même année (§2 p. 116). Des éléments détaillés sur ces charges peuvent être consultés sur le site internet de la CRE.

1. La loi a clarifié les modalités de calcul des coûts évités

La loi de finances rectificative pour 2004 dispose que « les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ». Ils ne sont plus définis comme les « coûts d'investissement et d'exploitation » évités aux opérateurs. La loi clarifie ainsi la notion de coût évité. Elle conforte la position que la CRE avait explicitée dans sa communication du 16 mai 2002. Le calcul des coûts évités à partir des coûts d'investissement et d'exploitation évités aurait été complexe, contestable et non transparent.

La méthode de calcul des coûts évités fondée sur les prix de marché répond à une logique économique. Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, EDF a le choix, en ligne avec la pratique de tous les électriciens européens, entre produire ou acheter sur le marché ou réduire ses ventes. Ainsi, en 2003, EDF a acheté 24 TWh et vendu 109 TWh sur les marchés (alors que les obligations d'achat ont porté sur 23 TWh).

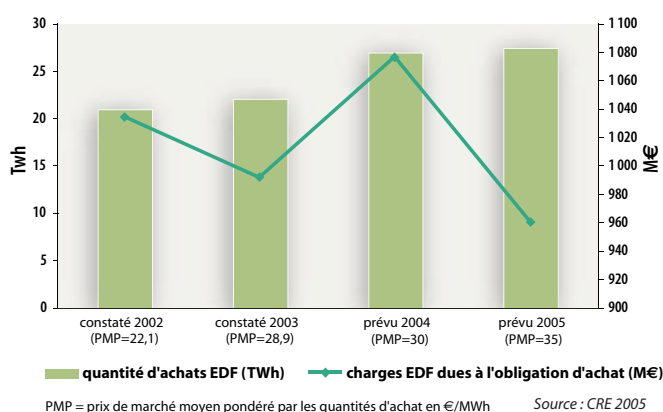
Il résulte de cet arbitrage entre production et marché que les coûts marginaux de production d'EDF sont bien reflétés par les prix de marché. Ces derniers représentent donc le coût du kWh évité à EDF.

Cette méthode, économiquement justifiée, présente par ailleurs des avantages de simplicité, de sécurité juridique et de transparence.

Il existe, aujourd'hui, des indices des prix des marchés de gros de l'électricité sur la plaque continentale européenne qui permettent un calcul des coûts évités précis. La bourse française Powernext publie des prix spot (du jour pour le lendemain) depuis trois ans et des prix à terme (jusqu'à un terme fixé à deux ans) depuis le mois de juin 2004, dans des conditions de transparence reconnues.

L'augmentation des prix de marché depuis 2002 a entraîné une baisse des charges liées à l'obligation d'achat malgré l'augmentation des quantités achetées (figure 65).

Figure 65 : Impact des prix de marché sur les charges d'EDF dues à l'obligation d'achat



2. Les charges constatées en 2003 sont inférieures de 52 M€ à la prévision

La CRE a procédé en 2004 au calcul des charges de service public supportées par les opérateurs en 2003 (figure 66).

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 régies, par leur comptable public. Les règles de la comptabilité appropriée ont été établies par la CRE. A l'instar des vérifications conduites en 2003 sur l'exercice 2002, la CRE s'est assurée de la bonne gestion par EDF et Electricité de Mayotte (EDM) de l'activité de production et des systèmes électriques des ZNI, ainsi que de la cohérence des données physiques et financi-

res présentées par EDF et les ELD sur les contrats d'achat.

Les charges constatées en 2003 s'élèvent à 1 409,3 M€, dont 1 395,2 M€ pour EDF, 11,8 M€ pour les ELD et 2,4 M€ pour EDM. Elles sont inférieures de 52 M€ à la prévision initiale établie en 2002. Cette baisse résulte principalement de l'augmentation des prix de marché constatés en 2003 (28,9 €/MWh en prix moyen pondéré) par rapport aux prix à terme pour 2003 considérés en 2002 pour la prévision (23,5 €/MWh en prix moyen pondéré). Les prix de marché servant de référence au calcul des coûts évités par l'obligation d'achat, l'augmentation sensible des prix de marché – et donc des coûts évités – s'est traduite par une forte diminution des surcoûts dus à l'obligation d'achat en 2003 par rapport à la prévision.

3. Les charges prévisionnelles 2005 sont en hausse de près de 10% par rapport aux charges constatées en 2003

Les charges prévisionnelles au titre de 2005 ont été évaluées à partir des charges constatées en 2003 et des prévisions des opérateurs (tableau 12). Elles sont en hausse de 134 M€ par rapport aux charges constatées en 2003 (+9,5%), dont 100 M€ au titre des dispositions sociales nouvellement compensées (figure 67). La hausse a été limitée par l'augmentation des prix de marché qui servent de référence pour le calcul des coûts évités par l'obligation d'achat (figure 68).

Figure 66 : Répartition par origine des charges constatées en 2003

Source : CRE 2005

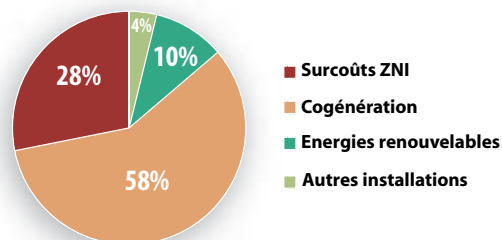
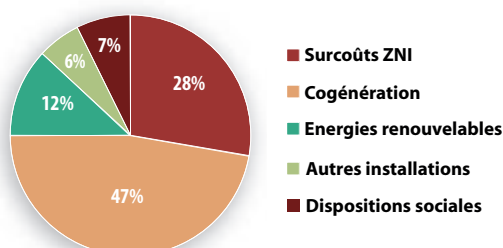


Figure 67 : Répartition par origine des charges prévisionnelles 2005

Source : CRE 2005



4. Les charges totales 2005 sont égales aux charges totales 2004

Les charges totales 2005 ont été fixées dans la loi de finances rectificatives pour 2004 à 1 735,2 M€ (tableau 13).

L'évolution des charges de service public depuis 2002 est donnée figure 68.

5. La CSPE 2005 est stable à 4,5 €/MWh

La hausse de la consommation entre 2004 et 2005 est compensée par une augmentation du volume de kWh exonérés par le plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation. La loi de finances rectificative pour 2004 a élargi le périmètre de ce plafonnement, qui s'applique notamment, à compter du 1^{er} janvier 2004, à Réseau Ferré de France (RFF) et à la RATP. 8,6 TWh supplémentaires sont ainsi exonérés en 2005 par rapport à l'assiette qui avait servi au calcul de la CSPE 2004.

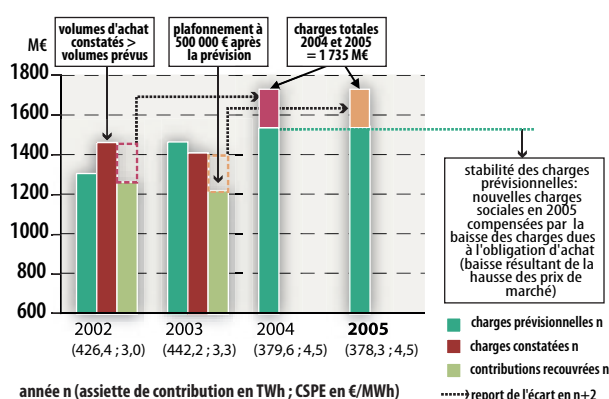
Cette compensation, associée à la stabilité des charges entre 2004 et 2005, explique l'égalité de la CSPE pour ces deux années, pour un montant de 4,5 €/MWh.

5 Le recouvrement de la CSPE

1. Le plafonnement de la CSPE pèse sur les petits et moyens sites

L'augmentation prévue par la loi du nombre de sites de consommation bénéficiant du plafonnement de la CSPE à 500 000 € entraîne une hausse de la contribution des autres sites, en particulier les petits et moyens sites.

Figure 68 : Evolution des charges de service public



Source : CRE 2005

Tableau 12 : Comparaison des charges prévisionnelles 2005 avec les charges constatées 2003

	Charges prévisionnelles 2005 (M€)	Charges constatées 2003 (M€)	Variation 2003-2005	Principales justifications des variations 2003-2005
EDF	1 514,2	1 395	7,9%	
surcoûts de production ZNI	431,1	393,2	8,8%	Hausse du coût des combustibles (consommation +9,5%, prix du charbon en hausse)
surcoûts obligation d'achat	987,5	1 002	-1,5%	Hausse du prix de marché moyen pondéré de 6,1 €/MWh
métropole	960,1	990,9		
ZNI	27,4	11,1		
charges sociales	95,6			
ELD	21,0			
surcoûts obligation d'achat	16,0	11,8	26,4%	Hausse du volume d'achat
charges sociales	5,0			
EDM	8,7	2,4	72,4%	Poursuite de la baisse des tarifs - Hausse de 25% de la consommation
Total	1 543,9	1 409,3	8,7%	

Source : CRE

Tableau 13 : Composition des charges de service public totales en 2005

	A: charges prévisionnelles au titre de 2005 (\$4.3)	B: charges constatées 2003 (\$4.2)	C: contributions recouvrées au titre de 2003 (\$5.2)	D: rectificatif charges 2002	charges totales 2005 A+B-C+D
Electricité de France	1 514,2	1 395,2	1 206,36	1,1	1 704,1
Entreprises locales de distribution	21,0	11,78	8,99	0,0	23,8
Electricité de Mayotte	8,7	2,36	3,78	0,0	7,3
Total	1 543,9	1 409,34	1 219,13	1,1	1 735,2

Source : CRE 2005

La figure 69 donne, pour les différents types de clients, le pourcentage moyen de la CSPE payée en 2005 sur la facture totale, hors taxe annuelle.

2. Le recouvrement de la CSPE 2003 est globalement satisfaisant

A. Le recouvrement de la CSPE 2003 n'est pas encore terminé

L'écart entre les charges prévisionnelles 2003 et les contributions recouvrées au titre de la CSPE 2003, arrêtées à fin décembre 2004, s'élève à 246 M€ (tableau 14). Cet écart s'explique en grande partie par l'introduction, dans la loi du 3 janvier 2003, du plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation, qui a engendré un déficit de kWh contributeurs d'environ 51 milliards par rapport à la prévision (tableau 15).

Le recouvrement de la CSPE due en 2003 par les consommateurs s'approvisionnant en tout ou partie via les réseaux publics a été réalisé par EDF fournisseur, RTE, ERD, EDM et les ELD, qui ont facturé la CSPE sur 368 TWh. Le recouvrement de la CSPE 2003 s'est poursuivi en 2004 car certains clients ont des factures semestrielles, voire annuelles. Le montant des contributions impayées, qui s'élève à 2 M€, correspond à des factures de fourniture d'électricité ou à des factures réseau irrécouvrables. La CRE a mis en demeure les deux principaux contributeurs défaillants de procéder au paiement de la CSPE due, majorée de la pénalité de 10% prévue par la loi du 10 février 2000. Les sommes ont été recouvrées à l'exception d'une des pénalités, qui fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'Etat.

Le recouvrement de la CSPE due par les auto-producteurs et les consommateurs s'approvisionnant, en tout ou partie, auprès d'un tiers sans utiliser les réseaux a été mis en place par la CRE à l'aide de formulaires de déclaration disponibles sur son site. Ces formulaires ont également été envoyés aux sites concernés connus de la CRE. La multiplicité des configurations de sites, ajoutée aux différentes exonérations possibles (exonération à hauteur de 240 GWh par site de production et pour un consommateur approvisionné par un producteur sur le site de consommation, plafonnement de la CSPE à 500 000 €), a nécessité un contrôle rigoureux des déclarations. Celui-ci a entraîné de nombreuses rectifications des déclarations, attribuables à la complexité de ce nouveau mécanisme. Quand la CSPE était due, les contributeurs ont procédé à son paiement (tableau 16) à la Caisse des dépôts et consignations (CDC), chargée de la gestion financière de la CSPE.

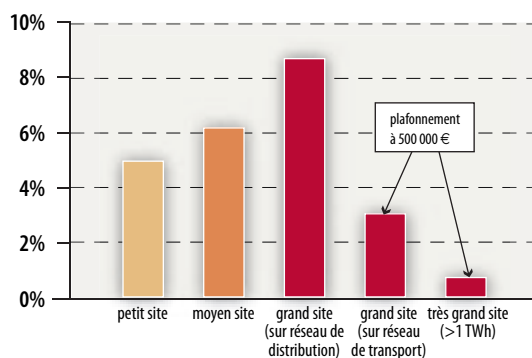
Cependant, le faible nombre de ces contributeurs, ainsi que le déficit de kWh déclarés de 9 TWh (tableau 15), signifient que des déclarations sont manquantes. L'identification par la CRE des contributeurs défaillants se poursuit, avec le concours des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement et des gestionnaires de réseaux. Les quelques sites déjà identifiés qui n'avaient pas déclaré spontanément en 2003 sont en train de procéder à la régularisation de leur situation pour les années 2003 et 2004.

B. Le financement des opérateurs a été amélioré

Le financement des opérateurs supportant des charges, à partir des sommes en caisse à la CDC, a révélé un défaut dans le mécanisme de compensation. Le décret du 28 janvier 2004 prévoyait que les sommes en caisse à la CDC soient reversées à ces opérateurs chaque semestre, au prorata de leur solde créateur, qui est égal à leurs charges prévisionnelles diminuées des contributions recouvrées au travers de la facturation.

Fin 2003, EDF, du fait de la CSPE qu'elle n'avait pas encore facturée au titre de 2003, avait un solde créateur très important (98% du solde total) par rapport à celui des ELD qui ne s'étaient pas compensés totalement en interne au travers de la facturation. Ces dernières n'ont ainsi pas été compensées intégralement de leurs charges prévisionnelles 2003, la majorité des sommes en caisse à la CDC ayant été reversées à EDF.

Figure 69 : CSPE 2005/facture d'électricité HT par type de site



Source : CRE 2005

Certaines de ces ELD ont conservé un solde créditeur résiduel très important au regard de leur chiffre d'affaires, ce qui leur a posé des difficultés de trésorerie.

Ce défaut du mécanisme a été corrigé par le décret du 4 février 2005, qui institue une compensation intégrale des opérateurs supportant moins de 1% du total des charges de service public de l'année.

Pour 2003, l'écart entre les charges des opérateurs constatées et la compensation reçue a été intégré dans les charges prévisionnelles 2005. Il a été versé en mars 2005 aux ELD présentant un écart positif.

Tableau 14 : Bilan du recouvrement de la CSPE 2003

Charges prévisionnelles de service public en 2003 *	1 465 M€
Contributions recouvrées au titre de 2003 au 31/12/2004	1219 M€
Ecart : contributions non recouvrées au titre de 2003	246 M€

* y compris charges de EDM

Source : CRE 2005

Tableau 15 : Détail de l'écart

	TWh	M€
Nouvelles dispositions (loi du 3 janvier 2003 + EDM)		194,5
plafonnement 2003 à 500 000 €	50,8	167,6
exonération à 240 GWh par site de production	7	23,1
compensation EDM non prévue dans la CSPE 2003 *		3,8
Consommation prévisionnelle surévaluée de 1,2 %	5,2	17,2
TWh non déclarés	9,2	30,5
Impayés		2,0
Arrondi de la CSPE 2003 de 3,305 à 3,3 €/MWh		1,8
Contributions non recouvrées au titre de 2003 au 31/12/2004		246,0

* les charges prévisionnelles 2003 de EDM ont été établies en juillet 2003

Source : CRE 2005

3. Le recouvrement de la CSPE 2004 se poursuit

Le recouvrement de la CSPE due au titre de 2004 se poursuit : EDF, ERD et RTE facturent encore la CSPE 2004 et certains contributeurs, en cours d'identification par la CRE, n'ont pas encore procédé à leur déclaration.

Toutes les ELD supportant des charges en 2004 ont été totalement compensées.

Le bilan de la CSPE 2004 recouvrée au 15 avril 2005 est présenté tableau 17.

Tableau 16 : Synthèse des déclarations et paiements

	Auto-producteurs	Consommateurs
Nombre de déclarants	115	50
Nombre réel de paiements à la CDC *	21	42
CSPE payée (M€)	1,6	4,2

* les autoproduiteurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh et du plafonnement à 500 000 €. 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 €

Source : CRE 2005

Tableau 17 : Contributions non recouvrées au titre de 2004 au 15 avril 2005

	TWh	M€
Contributions non recouvrées au titre de 2004 au 15 avril 2005		143,2
Nouvelle disposition LFR 2004 : plafonnement RATP et SNCF	8,6	37,6
CSPE 2004 à créditer au 15/04/2005	34,9	115,0
Consommation prévisionnelle sous-évaluée de 8 TWh	8	- 36,0
Arrondi de la CSPE 2004 de 4,57 à 4,5 €/MWh		26,6

Source : CRE 2005

))) Le fonctionnement de la CRE

I La mise en œuvre des diverses attributions 118

1. Une méthode de travail fondée sur la réactivité, la concertation et la transparence 118
2. Les règlements de différend contribuent à garantir le droit d'accès aux réseaux des consommateurs, des fournisseurs et des producteurs 119
3. Les pouvoirs de contrôle et de sanction 123

II Les moyens 124

1. Professionnalisme et pluridisciplinarité 124
2. Des moyens qui demeurent insuffisants face aux échéances de l'ouverture totale des marchés de l'énergie au 1^{er} juillet 2007 124
3. L'indépendance et le cadre budgétaire 125

III L'activité européenne et internationale 126

1. Les relations avec les institutions communautaires 126
2. Les relations avec les autres régulateurs 126
3. Les autres relations internationales 127

I La mise en œuvre des diverses attributions

L'ouverture du marché à tous les professionnels et la mise en œuvre des nouvelles règles applicables aux gestionnaires de réseaux ont marqué l'activité de la CRE au cours de la période couverte par le rapport d'activité.

1 Une méthode de travail fondée sur la réactivité, la concertation et la transparence

La CRE a tenu 106 séances contre 89 l'année précédente. Ces séances sont formelles ou informelles. Dans le cas des séances formelles, des délibérations, qui peuvent être des avis, des propositions, des décisions ou des communications, sont adoptées.

L'activité de la CRE en chiffres du 1^{er} juin 2004 au 31 mai 2005

Nombre d'avis	21
Nombre de communications	4
Nombre de décisions (propositions, décisions à l'exception des règlements de différend)	25
Nombre d'auditions	129
Nombre de consultations publiques	4
Nombre de décisions de règlement de différend	21

Source : CRE

De manière générale, la CRE cherche à associer tous les acteurs du marché aux délibérations qu'elle est amenée à prendre.

Elle le fait soit au travers d'auditions, réservées aux acteurs concernés par le sujet traité, soit au moyen de consultations publiques auxquelles tout intéressé peut contribuer.

La CRE a réalisé 129 auditions. Dans certains cas, elle procède à des auditions préalablement à sa décision. Par exemple, pour sa communication du 23 décembre 2004 sur les conditions d'exercice de l'éligibilité pour l'achat d'électricité et de gaz naturel, elle a procédé à l'audition de 15 acteurs des marchés de l'électricité et du gaz. Dans d'autres, elle le fait pour assurer le suivi et adapter éventuellement les conditions de mise en œuvre des nouvelles règles qui s'imposent aux opérateurs. Ainsi, la CRE a organisé 6 auditions des opérateurs historiques pour suivre la mise en place des mesures de nature à garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Des délibérations sont prises après avoir procédé à des consultations publiques. Ces dernières ont été au nombre de 4. Les consultations publiques ont porté, par exemple, sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz ou sur les tarifs et conditions d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel en France.

La CRE rend toutes ses délibérations publiques sur son site internet, sauf en ce qui concerne ses avis et propositions au gouvernement qui sont publiés par l'autorité administrative compétente, lorsque celle-ci a pris sa décision. La CRE a rendu 19 avis et émis 2 propositions dont la publication relève de l'initiative des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

2 Les règlements de différend contribuent à garantir le droit d'accès aux réseaux des consommateurs, des fournisseurs et des producteurs

Avec l'intervention de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, modifiant notamment l'article 38 de la loi du 10 février 2000, la compétence de la CRE en matière de règlement de différend a été étendue aux litiges liés à l'accès aux installations de stockage de gaz naturel ou à leur utilisation. La CRE est désormais en mesure de garantir, par la procédure de règlement de différend, l'accès aux réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, aux ouvrages et installations, y compris de stockage, de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié. La CRE n'a pas encore été

appelée à exercer sa compétence en matière de règlement de différend dans le secteur du gaz.

La rapidité du régulateur et la portée de ses décisions ont été appréciées des acteurs du secteur de l'énergie, en particulier des producteurs d'électricité indépendants, qui y voient un moyen efficace de régler leurs différends avec le gestionnaire du réseau public, relatifs au raccordement de leurs installations (décisions SAFHLOA du 6 mai 2004, De La Torre du 27 mai 2004, Pouchon Cogen du 3 juin 2004, La Compagnie du Vent du 10 mars 2005 et SERHY du 24 mars 2005).

La CRE se prononce dans un délai maximum de deux mois et n'a pas encore constaté de cas d'inexécution d'une décision de règlement de différend. Ce résultat a été obtenu grâce à un encadrement rigoureux des conditions d'exécution de ses décisions (décisions SAFHLOA du 6 mai 2004 et Pouchon Cogen du 3 juin 2004).

Il arrive que ce soient les gestionnaires de réseaux publics qui soumettent à la CRE les litiges qui les opposent à des utilisateurs du réseau sur la mise en œuvre du tarif d'utilisation des réseaux (décisions Cerestar France du 25 mai 2004 et Compagnie parisienne de chauffage urbain du 10 février 2005).

Qu'elle émane d'un utilisateur ou d'un gestionnaire de réseau public, la recevabilité de la saisine et des demandes présentées à la CRE est subordonnée à l'existence préalable d'un différend formalisé entre les parties (décisions SAFHLOA du 6 mai 2004 et La Compagnie du Vent du 10 mars 2005). Sont irrecevables les demandes tendant au prononcé de mesures qui peuvent être prises par l'auteur de la demande, telles que la suspension par le gestionnaire de l'accès au réseau d'un utilisateur qui refuse de signer un contrat d'accès ou de payer le tarif d'utilisation du réseau (décisions Cerestar France du 25 mai 2004 et Compagnie parisienne de chauffage urbain du 10 février 2005).

Les contraintes inhérentes au respect du principe du contradictoire dans l'instruction des demandes de règlement de différend ont conduit la CRE à rappeler que l'échange entre les parties se poursuit jusqu'à la date d'envoi des convocations à la séance, au cours de laquelle celles-ci peuvent présenter des observations orales. Les pièces produites après cette date sont donc exclues du débat (décision Cerestar France du

25 mai 2004), de même que celles qui, en raison de leur caractère confidentiel, n'ont pas pu être communiquées à la partie adverse (décision Clariant Huningue du 4 juin 2004).

Chargée d'assurer la communication des observations et pièces entre les parties, dans le cadre d'une procédure de type inquisitoire, la CRE veille à ce que chacune d'entre elles dispose d'un délai suffisant pour répondre (décision Compagnie parisienne de chauffage urbain du 10 février 2005). Elle peut, en outre, être amenée à vérifier, à la demande des parties, la neutralité du rapporteur, à qui il appartient de présenter fidèlement l'affaire, sans pouvoir corriger les éventuelles erreurs commises par celles-ci dans leurs productions (décision De La Torre du 27 mai 2004).

La CRE s'attache ainsi, dans l'intérêt des parties, à garantir la régularité la plus stricte dans ses procédures de règlement de différend et la légalité des solutions qu'elle dégage au fond, si bien que la plupart des recours formés contre ses décisions devant la Cour d'appel de Paris se soldent par un rejet (Cour d'appel de Paris, 11 mai 2004, Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine, 8 juin 2004, EDF c/ SARL Cogé de Kerverzet et 8 mars 2005, EDF c/ Société Pouchon Cogen).

Cependant, la Cour d'appel de Paris ne reconnaît pas à la CRE un pouvoir d'injonction de plein exercice à l'égard de l'ensemble des acteurs du secteur de l'énergie (Cour d'appel de Paris, 25 janvier 2005, Société Cerestar France). Elle lui reconnaît seulement celui d'inviter le gestionnaire du réseau à se conformer à ses obligations légales (Cour d'appel de Paris, 8 mars 2005, EDF c/ Société Pouchon Cogen).

La CRE pourrait aussi avoir la possibilité d'intervenir dans le cadre des pourvois formés contre les arrêts rendus à la suite des recours dirigés contre ses décisions de règlement de différend. La chambre commerciale de la Cour de cassation n'a pas reconnu à la CRE la faculté de déposer des observations alors que cette faculté a été reconnue à l'Autorité de régulation des télécommunications par la 1^{ère} chambre civile (Cour de cassation com., 22 février 2005, Sinerg, Cour de cassation civ. 1^{ère}, 14 novembre 2000, Société Copper Communications et 5 mars 2002, Société Spacetel Communications).

1. L'accès aux réseaux et leur utilisation

La pratique décisionnelle de la CRE lui a permis d'assurer le respect du droit d'accès au réseau, en précisant les notions de demande de raccordement et de refus d'accès, en rappelant l'obligation de conclure un contrat d'accès, les devoirs des gestionnaires à l'égard des utilisateurs, ainsi que les conditions tarifaires de l'utilisation des réseaux publics.

A. Définition des notions de demande de raccordement et de refus d'accès

Une demande d'augmentation de plus de 10 % de la puissance installée d'une centrale de production d'électricité nécessite une nouvelle convention de raccordement, et non un simple avenant. Elle doit, par conséquent, être considérée comme une demande de raccordement au sens de l'article 8 du cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG) en énergie électrique (décision SAFHLOA du 6 mai 2004).

La CRE considère qu'alors même qu'un producteur dispose d'une proposition technique et financière ou d'une convention pour le raccordement de ses installations, le comportement du gestionnaire du réseau public, eu égard à son caractère manifestement dilatoire et non transparent, peut être regardé comme ayant constitué un refus d'accès (décisions De La Torre du 27 mai 2004 et Pouchon Cogen du 3 juin 2004).

B. Obligation de conclure un contrat d'accès au réseau

Il résulte des dispositions de l'article 23 de la loi du 10 février 2000 que la conclusion d'un contrat est une condition d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, à laquelle doit satisfaire tout utilisateur des réseaux (décision Cerestar France du 25 mai 2004).

A l'inverse, le gestionnaire du réseau public ne peut pas refuser la conclusion d'un contrat GRD/Fournisseur, sauf à invoquer l'un des motifs limitativement énumérés à l'article 23 de la loi du 10 février 2000. La CRE fait ainsi prévaloir le droit d'accès au réseau sur les règles limitant la faculté pour

les entreprises locales de distribution (ELD), organisées sous la forme de sociétés d'économie mixte (SEM), d'assurer, dans le cadre de la diversification de leurs activités, la fourniture de clients éligibles en dehors de leur zone de desserte exclusive (décision Sorégies du 3 février 2005).

C. Obligations du gestionnaire de réseau

De nombreuses décisions de la CRE rappellent les obligations qui s'imposent au gestionnaire du réseau public lorsqu'il est saisi d'une demande de raccordement de la part d'un producteur. Le gestionnaire est tenu à une obligation de transparence. La CRE précise les règles relatives à la détermination des délais de traitement de la demande, ainsi que les conditions techniques et financières du raccordement.

Le gestionnaire du réseau public de distribution doit donner au demandeur les éléments lui permettant d'apprécier le bien fondé des décisions, tant techniques que financières, qu'il prend en matière de raccordement (décision La Compagnie du Vent du 10 mars 2005). La confidentialité à laquelle le gestionnaire du réseau est tenu à l'égard des informations commercialement sensibles ne saurait justifier un refus général de communication de toute information (décisions SAFHLOA du 6 mai 2004 et De La Torre du 27 mai 2004). Le gestionnaire de réseau ne peut pas se soustraire à son obligation de transparence en invoquant le caractère inutile des informations dont la communication a été sollicitée (décision Pouchon Cogen du 3 juin 2004).

En vertu de l'article 8 du cahier des charges de la concession du RAG, le gestionnaire du réseau public dispose d'un délai réglementaire de trois mois pour formuler une proposition technique et financière lorsqu'il est saisi par un producteur d'une demande de raccordement en haute tension. Face à l'afflux des demandes de raccordement, certains gestionnaires de réseaux ont adopté une procédure de traitement spécifique, prévoyant la mise en place d'une file d'attente. La CRE considère qu'un producteur ne saurait être contraint, sous peine d'une radiation de son projet de la file d'attente, de donner son accord à des propositions techniques et financière-

res incomplètes qui n'engagent pas le gestionnaire de réseau. Elle rappelle que les procédures de traitement des demandes de raccordement que le gestionnaire applique ne sauraient faire obstacle à la mise en œuvre des dispositions réglementaires prévues par le cahier des charges du RAG (décision La Compagnie du Vent du 10 mars 2005).

Par ailleurs, le gestionnaire du réseau ne saurait se prévaloir du caractère incomplet d'une demande de raccordement pour proroger le délai réglementaire de trois mois, alors qu'en refusant de communiquer au producteur des informations essentielles pour l'élaboration de son projet, il se trouve être lui-même à l'origine du retard pris dans l'instruction du dossier (décision De La Torre du 27 mai 2004). Il doit, en outre, adresser au producteur un devis des travaux, ainsi qu'une convention de raccordement, et ne peut se soustraire à cette obligation au motif, qui n'est prévu par aucun texte, qu'aucun accord ne serait intervenu sur la proposition technique et financière (décisions SAFHLOA du 6 mai 2004, De La Torre du 27 mai 2004 et La Compagnie du Vent du 10 mars 2005).

Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité est tenu d'instruire toute demande émanant d'un producteur en recherchant si le raccordement de ses installations au réseau public le plus proche constitue une solution technique et financière raisonnable et au meilleur coût, tant pour lui-même que pour le demandeur. A cette fin, il doit examiner, dans un cadre transparent et non discriminatoire, les divers scénarios de fonctionnement du système (décision Pouchon Cogen du 3 juin 2004). Dans l'hypothèse d'une demande d'augmentation de puissance d'un producteur déjà raccordé, le gestionnaire du réseau doit vérifier si le raccordement existant permet d'y répondre favorablement (décision SAFHLOA du 6 mai 2004). La CRE rappelle l'obligation de développement qui incombe à chaque gestionnaire de réseau public (décision SAFHLOA du 6 mai 2004) et décide qu'en application du principe de transparence, les coûts d'adaptation ou de renforcement du réseau, liés à des contraintes de tension, dont il n'a pas été en mesure de justifier de façon suffisamment précise et circonstanciée le montant, demeurent à sa charge (décisions Pouchon Cogen du 3 juin 2004 et La Compagnie du Vent du 10 janvier 2005).

D. Conditions tarifaires de l'utilisation des réseaux

En matière de tarification, c'est le point de raccordement qui détermine le tarif applicable en vertu du décret du 19 juillet 2002 (décision Cerestar France du 25 mai 2004)., il correspond à la limite de propriété entre les installations de l'utilisateur et le réseau public et se situe, conformément à l'article 8 du cahier des charges du RAG, en aval des ouvrages de raccordement.

La CRE a validé le barème transitoire que la société Hunélec, gestionnaire du réseau public de distribution à Huningue (Haut-Rhin) a mis en place par, et appliqué du 1^{er} novembre 2001 au 31 octobre 2002, dans l'attente de l'entrée en vigueur des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Après s'être assurée que ce barème a bénéficié d'une publicité suffisante de nature à le rendre opposable, la CRE a constaté qu'il a été calculé de manière transparente et non discriminatoire et reflète fidèlement les coûts supportés par le gestionnaire du réseau, conformément aux dispositions combinées de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et du décret du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, transposant la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 (décision Clariant Huningue du 4 juin 2004).

L'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité est soumise à une réglementation tarifaire qui est d'ordre public et s'applique nonobstant toute clause contractuelle contraire. Le tarif d'injection prévu par le décret du 19 juillet 2002 s'applique donc aux producteurs titulaires de contrats d'achat dont les installations de production sont directement raccordées au réseau public, dès lors qu'ils se sont placés dans une situation contractuelle avec le gestionnaire du réseau (décision Compagnie parisienne de chauffage urbain du 10 février 2005).

2. Le champ d'intervention de la CRE dans le règlement des différends

La CRE retient une conception extensive de la notion d'utilisateur, au sens de la loi, laquelle recouvre notamment les sociétés civiles immobilières qui, dans le cadre d'une opération de lotissement, demandent le raccordement d'un ensemble d'habitations au réseau public de distribution d'électricité (décision JMF Immo du 22 juillet 2004). Les producteurs titulaires d'un contrat d'achat doivent aussi être regardés comme des utilisateurs, dès lors que leurs installations sont directement raccordées au réseau public sur lequel elles injectent leur production d'électricité (décision Compagnie parisienne de chauffage urbain du 10 février 2005).

En revanche, la CRE confirme qu'elle n'est pas compétente pour trancher des litiges relatifs à l'obligation d'achat, qui ne portent ni sur l'accès aux réseaux publics, ni sur leur utilisation (décision Colombié du 16 février 2005). Si elle n'est pas non plus compétente pour se prononcer sur la propriété des ouvrages de raccordement, elle peut néanmoins déterminer la consistance du réseau public en application de la réglementation spécifique au secteur de l'énergie (décision Cerestar France du 25 mai 2004).

La CRE ne saurait davantage statuer sur le caractère anticoncurrentiel d'une pratique, compétence qui ressortit exclusivement au Conseil de la concurrence (décisions De La Torre du 27 mai 2004 et Clariant Huningue du 4 juin 2004).

La CRE n'est pas compétente pour apprécier la légalité d'une décision destinée à assurer le respect des règles d'utilisation du sol. Il n'en irait autrement que si cette décision était manifestement illégale, en raison notamment de l'incompétence de son auteur ou d'un motif insusceptible de se rattacher à l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme (décision JMF Immo du 22 juillet 2004). La CRE ne saurait en outre s'immiscer dans la procédure de mise en concurrence des entreprises

candidates pour la réalisation des travaux de raccordement au réseau public d'une installation de production d'électricité et leur maîtrise d'ouvrage (décision La compagnie du vent du 10 mars 2005).

La CRE a rappelé qu'elle n'a pas de compétence pour accorder des dommages et intérêts en réparation d'un préjudice (décisions SAFHLOA du 6 mai 2004, Pouchon Cogen du 3 juin 2004, Clariant Huningue du 4 juin 2004) et peut seulement faire droit, le cas échéant, à une demande tendant au paiement d'intérêts de retard, dès lors qu'ils sont prévus au contrat (décisions Cerestar France du 25 mai 2004 et Compagnie parisienne de chauffage urbain du 10 février 2005). Elle ne peut pas non plus condamner la partie perdante à rembourser les frais de procédure exposés par l'autre partie (décision SAFHLOA du 6 mai 2004).

3 Les pouvoirs de contrôle et de sanction

1. La CRE a fait usage de son droit à l'information

Pour l'accomplissement de ses missions, la CRE dispose d'un droit général d'accès aux informations détenues par les opérateurs des secteurs de l'électricité et du gaz ou par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ce droit lui est reconnu par l'article 33 de la loi du 10 février 2000 et le refus opposé par un opérateur à une demande d'information, peut donner lieu à une sanction prononcée par la CRE en application de l'article 40 de la loi.

De plus, en application de l'article 33-I de la loi du 10 février 2000, les agents de la CRE disposent d'un pouvoir d'enquête pour l'exercice de leurs missions. La procédure d'enquête qui peut se dérouler sur pièces ou sur place permet de recueillir toutes les informations et tous les documents utiles auprès

de toute entreprise exerçant une activité dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

La CRE a fait usage de son droit d'accès à l'information à diverses reprises sur la période écoulée. Ses demandes ont été formulées dans le cadre de ses missions de veille du bon fonctionnement du marché et de contrôle de l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

2. La CRE n'a pas eu à prononcer de mise en demeure, ni de sanction

En application de l'article 40 de la loi du 10 février 2000, la CRE dispose du pouvoir de sanctionner les manquements d'un gestionnaire, d'un opérateur, d'un exploitant ou d'un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution d'électricité, d'un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou d'une installation de gaz naturel liquéfié. Le prononcé de la sanction doit être précédé d'une mise en demeure, à l'exception du cas de la non-exécution dans les délais requis d'une décision de la CRE se prononçant sur une demande de règlement de différend. Dans cette dernière hypothèse, la mise en demeure préalable n'est pas nécessaire.

La sanction encourue est fonction de la gravité du manquement qui a été constaté. Elle peut consister en une interdiction temporaire d'accès aux réseaux, ouvrages et installations pour une durée n'excédant pas un an. Si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, la sanction peut être pécuniaire sans excéder 3% du chiffre d'affaires du dernier exercice clos. Cette limite est portée à 5% en cas de nouveau manquement à la même obligation.

La CRE s'est particulièrement attachée à contrôler la bonne exécution de ses décisions de règlement des différends. Elle n'a eu à prononcer aucune sanction ni mise en demeure.

II Les moyens

1 Professionnalisme et pluridisciplinarité

Le nombre des emplois budgétaires de la CRE, qui était de 96 en 2003 et 108 en 2004, est passé à 120 en 2005.

Fin 2004, outre les 7 membres de la Commission, les cadres représentaient 87% des effectifs. La proportion des femmes s'élevait à 38%, celles des hommes à 62%. L'âge moyen était de 39 ans. Les effectifs comprenaient 77% d'agents contractuels, dont plus d'un tiers provenant d'entreprises du secteur de l'énergie et de 23% des services de l'Etat.

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 5 ans en 2004. Seuls 9 cadres ont été recrutés au cours des dernières années dans le cadre d'un premier emploi.

L'essentiel des effectifs de la CRE, 89%, est affecté aux fonctions de la régulation, tandis que 11% assurent des fonctions support (administration, communication, informatique, documentation).

La diversité des origines des personnels (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs, organismes internationaux, etc.), leur niveau de technicité et la richesse de leur expérience sont les fondements de l'expertise et de la compétence des services de la CRE.

Comme lors des précédents exercices, 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 qualifiants, en rapport avec les activités de la CRE.

En 2004, 87% des effectifs ont bénéficié d'une formation, pour un total de 726 jours de formation, soit en moyenne 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 2004 comme suit : 29 000 € pour les non cadres, 33 000 € pour les cadres moyens, 49 000 € pour les chefs de département et chargés de mission et 95 000 € pour les cadres dirigeants. Le rapport entre la moyenne des 10 salaires les plus élevés et des 10 salaires les plus bas est de 3,5 niveau inchangé par rapport aux précédentes années. Ce faible écart s'explique par l'homogénéité de la structure des personnels.

Le bilan social, actualisé et enrichi chaque année, est accessible à l'ensemble du personnel sur l'intranet de la CRE.

2 Des moyens qui demeurent insuffisants face aux échéances de l'ouverture totale des marchés de l'énergie au 1^{er} juillet 2007

Dans un contexte caractérisé par l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à l'ensemble des professionnels depuis le 1^{er} juillet 2004 et la préparation de l'échéance du 1^{er} juillet 2007, les moyens budgétaires et humains de la CRE (tableau 18) restent insuffisants à la bonne exécution de ses missions. A cette date, prévue par les directives européennes du 26 juin 2003, la France sera le deuxième plus important marché de l'électricité en Europe et le quatrième sur le marché du gaz, avec 33,5 millions de consommateurs d'électricité et 11 millions de consommateurs de gaz.

Les articles 23 pour l'électricité et 25 pour le gaz de ces directives ont demandé aux Etats membres de doter leurs autorités de régulation des moyens nécessaires pour qu'elles puissent s'acquitter de leurs obligations « de manière efficace et rapide ». La comparaison des moyens des autorités de régulation de l'énergie en Europe rapportés à la consommation nationale, constitue un indicateur particulièrement éclairant à cet égard. Il montre, en effet, que la CRE figure parmi les plus mal dotés des régulateurs européens, avec 11 emplois et 1 million d'euros pour 100 TWh quand, par exemple, l'Espagne compte 31 emplois et le Royaume-Uni, 22.

La France doit réussir dans les meilleures conditions leur ouverture complète à l'échéance de 2007 et s'en donner les moyens.

Il est incontestable, en effet, que, d'un point de vue européen, l'image de l'ouverture des marchés en France dépend pour une large part de la crédibilité du régulateur et de sa capacité à accompagner efficacement cette ouverture

3 L'indépendance et le cadre budgétaire

Le principe d'indépendance de la CRE résulte de la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et de la loi du 4 janvier 2003 pour le gaz. Il a été réaffirmé, pour l'électricité et le gaz, par les directives européennes du 26 juin 2003.

Or, il revient au ministre chargé de l'énergie, dans le cadre de l'élaboration du projet de loi de finances, de déterminer les crédits nécessaires à l'accomplissement des missions dont la CRE a la responsabilité. Cette tutelle budgétaire est à mettre en rapport avec le fait que le ministre exerce, aussi, au nom de l'Etat, la fonction de propriétaire des principales entreprises d'électricité et de gaz, dont la CRE a pour mission de réguler les activités.

En outre, cette tutelle budgétaire sur la CRE est accentuée par les mesures gouvernementales de régulation budgétaires, inadaptées aux structures en expansion telles que la CRE.

Une meilleure indépendance de la CRE pourrait être renforcée en substituant, sous le contrôle du Parlement, le consommateur d'électricité et de gaz au contribuable. C'est, du reste, la solution qui a été retenue pour les deux-tiers des autorités de régulation du secteur de l'énergie dans l'Union européenne. Il s'agirait de financer la CRE par une contribution minime assise sur les réseaux publics d'électricité et de gaz dont la CRE assure le bon fonctionnement.

Tableau 18 : Evolution des dotations budgétaires de la CRE 2000-2005

Loi de Finances	Emplois Budgétaires	Masse Salariale (M €)	Fonctionnement (M €)	Budget Total (M €)
2000 ⁽¹⁾	55	3	4,57	7,57
2001 ⁽¹⁾	80	4,57	4,57	9,14
2002 ⁽¹⁾	80	4,99	5,56	10,55
2003 ⁽²⁾	96	6,57	5,60	12,17
2004 ⁽²⁾	108	7,58	6,27	13,85
2005 ⁽²⁾	120	8,53	6,99	15,52

(1) Régulation de l'électricité

(2) Régulation de l'électricité et du gaz

Source : CRE (juin 2005)

Figure 70 : Origine des personnels de la CRE

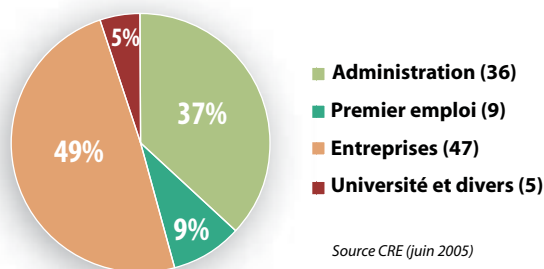
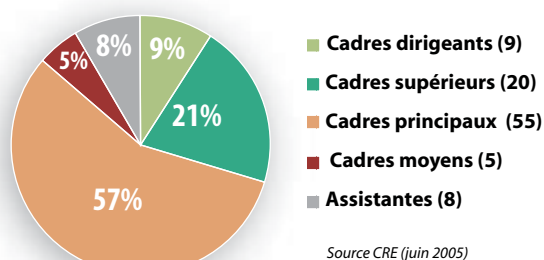


Figure 71 : Répartition des effectifs par catégorie fonctionnelle



III L'activité européenne et internationale

Tout en approfondissant ses relations avec de nombreux interlocuteurs du secteur énergétique à l'étranger, la CRE a porté l'essentiel de ses efforts sur les relations avec les institutions communautaires et les autres régulateurs européens.

1 Les relations avec les institutions communautaires

Indépendamment des relations formelles au sein de l'ERGEG, les contacts directs avec la Commission européenne sont réguliers avec la direction générale transports et énergie mais aussi la direction générale concurrence.

Outre des échanges sur les évolutions du marché français, il s'agit principalement de fourniture d'informations ou de conseil liés aux obligations de la Commission européenne et des régulateurs en matière de *benchmarking* sur la mise en œuvre du marché intérieur de l'électricité et du gaz. Les régulateurs contribuent actuellement à améliorer le contenu de ces rapports par exemple en termes d'indicateurs pertinents.

Concernant la direction générale concurrence les enquêtes précitées sont l'occasion d'une collaboration basée sur l'expertise des régulateurs.

Ces derniers, et notamment la CRE, ont également été l'une des principales parties prenantes dans l'organisation, souhaitée par la Commission européenne, de *mini fora* découlant du processus du Forum de Florence afin d'optimiser les échan-

ges d'électricité à l'intérieur de différentes zones en Europe. Pour sa part, la CRE a participé à quatre d'entre eux du fait des liens de la France avec les îles britanniques, l'ensemble Belgique/Pays-Bas/Allemagne, l'Italie et la péninsule Ibérique (voir p 103).

Enfin, la CRE a été particulièrement active afin de faire adopter par les participants au Forum de Madrid de bonnes pratiques relatives au stockage de gaz (voir p. 56 et encadré 5 p. 36).

Les activités des autres institutions européennes que sont le Conseil des ministres et le Parlement concernent parfois directement l'activité des régulateurs. Plusieurs textes relatifs à l'accès aux réseaux gaziers ou la sécurité d'approvisionnement en électricité, proposés par la Commission européenne ont ainsi été discutés au Conseil ces derniers mois. La CRE a fait régulièrement valoir ses positions sur les évolutions de ces textes, tant à Paris auprès du secrétariat général du comité interministériel pour les questions de coopération économique européenne (SGCI) qu'à Bruxelles auprès de la représentation permanente de la France. Elle a également participé aux entretiens destinés à sensibiliser les parlementaires européens lorsque certains sujets pouvaient avoir un impact sur la régulation.

2 Les relations avec les autres régulateurs

Les rencontres avec les autres régulateurs représentent une part prépondérante dans les relations extérieures de la CRE. Elles se tiennent, le plus souvent, lors des réunions du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et du groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) créé par la Commission européenne. Bien entendu, les échanges bilatéraux restent nombreux.

Le CEER est le lieu privilégié des échanges entre régulateurs.

Il est établi à Bruxelles depuis 2000, est doté de structures stables – locaux, statuts, budget, secrétariat, site internet – permettant un important travail commun dans le cadre d'un programme annuel rendu public. Les régulateurs s'y rencontrent régulièrement et supervisent les activités des groupes de travail spécialisés sur l'électricité, le gaz, le marché intérieur de l'énergie, l'Europe du Sud-Est et les rapports prévus par les directives communautaires de 2003. A la suite de l'élargissement de l'Union, l'intégration des dix nouveaux membres courant 2004 s'est parfaitement déroulée.

Parallèlement, le groupe ERGEG mis en place par la Commission européenne en novembre 2003, avec pour mission de la « conseiller et de l'assister dans son action visant à consolider le marché intérieur », travaille en collaboration étroite avec elle. Son programme de travail, également publié, est complémentaire de celui du CEER. Cette coopération peut cependant prendre ponctuellement d'autres formes comme l'assistance que les régulateurs vont fournir à la direction générale concurrence de la Commission européenne dans le cadre de ses enquêtes sur les secteurs de l'électricité et du gaz.

La CRE est très active au sein du CEER et de l'ERGEG. Le président de la CRE assume l'une des deux vice-présidences de chacune des organisations. La CRE assume également la vice-présidence du groupe électricité du CEER. Les principaux travaux auxquels la CRE participe sont décrits dans les chapitres relatifs à l'électricité et au gaz.

Outre ces activités multilatérales, les rencontres bilatérales perdurent afin de coordonner l'action des régulateurs pour la gestion des flux sur des frontières communes (Royaume-Uni, Belgique et Pays-Bas, Italie, Espagne) ou pour échanger des informations sur les méthodes de travail avec les régulateurs des nouveaux Etats membres de l'Union (Hongrie et Lettonie par exemple).

3 Les autres relations internationales

La CRE est fréquemment sollicitée pour recevoir des délégations – régulateurs, opérateurs ou administrations – de pays non membres de l'Union européenne (Japon, Chine, Russie, Ukraine, Mexique...) souhaitant connaître la vision française de la régulation.

Elle est parfois amenée à intervenir dans le cadre d'institutions multilatérales comme l'OCDE qui se livrent régulièrement à l'examen des politiques de ses membres. Tel fut le cas récemment pour la politique de concurrence et l'environnement réglementaire en France, ce qui a permis de mieux mettre en valeur les efforts faits pour ouvrir les marchés de l'électricité et du gaz. Un autre exercice comparable, mais beaucoup plus précis puisque uniquement dédié à l'énergie, a eu lieu sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Ses conclusions, assez favorables à la France et à son régulateur ont été rendues publiques à l'été 2004.

La CRE continue à entretenir des contacts réguliers avec les représentations diplomatiques françaises à l'étranger, notamment les missions économiques. Ces échanges lui permettent de disposer d'informations utiles sur nos partenaires, de communiquer à nos représentants les éléments nécessaires à une meilleure information des institutions et opérateurs étrangers sur les réalités du marché français. Il en est de même avec les représentations diplomatiques étrangères à Paris.

))) 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).

■ **Capacité horaire** : débit horaire maximal de gaz souscrit auprès d'un opérateur de réseau de transport ou de distribution.

■ **Capacité journalière** : débit journalier maximal de gaz souscrit auprès d'un opérateur de réseau de transport ou de distribution.

■ **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.

■ **Comptage** : mesure des différentes caractéristiques de l'électricité ou du gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

■ **Congestion** : état de saturation d'une ligne électrique ou d'une canalisation de gaz ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

■ **Consommateur électro-intensif** : consommateur industriel dont la consommation d'électricité représente une part importante de ses coûts.

■ **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 échoués** : coûts résultant des politiques choisies ou imposées aux opérateurs historiques avant l'ouverture du marché qui ne peuvent pas être couverts dans les conditions du marché ouvert à la concurrence.

■ **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.

■ **Deep cost** : coût direct et indirect du raccordement à un réseau qui comprend non seulement le raccordement lui-même mais aussi les coûts de renforcement effectués en amont du point de raccordement.

■ **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

■ **Ecart 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.

■ **European Transmission System Operators (ETSO)** : association qui a pour but de coordonner les gestionnaires des réseaux de transport européens. Elle regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Irlande (Nord et Sud), Grande-Bretagne, Portugal, Espagne, France, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas, Danemark, Norvège, Suède, Finlande, Allemagne, Suisse, Italie, Grèce, Slovaquie, République Tchèque, République Slovaque, Pologne, Hongrie.

■ **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".

■ **Fuseau de moindre impact** : bande de passage d'un ouvrage de transport électrique, pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres de large, définie lors de la concertation sur les solutions envisageables pour le projet d'investissement (avec les maires des communes concernées et les services de l'État). Une nouvelle concertation sera ensuite engagée sur le terrain par RTE, afin d'affiner cette solution et de proposer un tracé préférentiel à l'intérieur de ce fuseau.

■ **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).

■ **Méthanier** : 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).

■ **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 nominés fermement dans chacun des sens dans le but de dégager de la capacité supplémentaire.

■ **Nordel** : association pour la coordination des gestionnaires des réseaux de transport scandinaves. Elle regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Danemark Est, Suède, Finlande, Norvège.

- **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.
- **Odorisation** : opération consistant à ajouter au gaz naturel, qui est inodore, des produits d'odeur particulière, tels que les mercaptans, afin de permettre, dans un but de sécurité, une détection olfactive de la présence de gaz
- **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.
- **Pancaking** : superposition des tarifs de transport de différents pays.
- **Péninsules électriques** : réseaux d'îles ou de péninsules — Angleterre, Espagne, Italie, Pays scandinaves — faiblement reliés à la plaque continentale.
- **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** : 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** : 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.
- **Pouvoir calorifique inférieur** : quantité d'énergie dégagée par la combustion d'une unité de volume de gaz, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur correspondante non récupérée.
- **Pouvoir calorifique supérieur** : quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de volume de gaz, après condensation de la vapeur d'eau et récupération de la chaleur correspondante.
- **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'Energie 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, propane, butane, 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 relie 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.

■ **Shallow cost** : coût de la ligne raccordant directement un site à un réseau électrique à l'exclusion des coûts éventuels de renforcement du réseau en amont du point de raccordement.

■ **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.

■ **Télé-relève** : 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).

■ **Terne** : groupe de trois conducteurs permettant d'assurer le transport de courant triphasé.

■ **Terminal méthanier** : installation qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après 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 nommant 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.

■ **Wobbe (indice de)** : quotient du pouvoir calorifique supérieur d'un gaz par la racine carrée de la densité du gaz par rapport à l'air.

■ **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)
AFG : Association Française du Gaz
AIE : Agence Internationale de l'Energie
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 : Comisión Nacional de Energía (Commission nationale de l'énergie) (Espagne)
CNR : Compagnie Nationale du Rhône
CRE : Commission de Régulation de l'Energie (France)
CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Belgique)
CSPE : Contribution au Service Public de l'Electricité
DGCRF : Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes
DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières
DGTREN : Direction Générale de l'Energie et des Transports (Union Européenne)
DIDEME : Direction de la Demande et des Marchés Energétiques
EASE-Gas : European Federation of Energy Traders
EEX : European Energy Exchange
EFET : European Federation of Energy Traders
ELD : Entreprises Locales de Distribution
ERD : EDF Réseau de Distribution
ERREG : European Regulators Group for Electricity and Gas
ETSO : European Transmission System Operators
EUROGAS : European Gas Association
FSPPE : Fonds du Service Public de la Production d'Electricité
GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport
GRTN : Gestore di la Rete di Trasmissione Nazionale (Italie)
GSO : Gaz du Sud-Ouest
LPX : Leipzig Power Exchange
MADE : Mise A Disposition de l'Electricité
NBP : National Balancing Point
NGC : National Grid Compagny
OCM : On-the-day Commodity Market (marché spot au NBP)
OTC : Over The Counter
PCS/PCI : Pouvoir Calorifique Supérieur/Inférieur
PPI : Programme Pluriannuel d'Investissement
RAG : Réseau d'Alimentation Générale
REE : Red Eléctrica de España (Espagne)
RTE : Réseau de Transport d'Electricité
SHEM : Société Hydro-Electrique du Midi
SNET : Société Nationale d'Electricité 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'Electricité
UIG : Union Internationale du Gaz
UNIDEN : Union des Industries Utilisatrices d'Energie
UPRIGAZ : Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz
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

1000 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'Energie)

Equivaut à	GNL	Gaz			
		Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie
1 m³	39 343	40 290	33 550	35 855	37 125
1 kg	51 300	49 870	42 830	51 675	47 920

Equivalences énergétiques

Equivaut 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)

Electricité

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 :

A titre d'exemple, la consommation globale d'électricité (hors pertes), en France, pour l'année 2004 a été de 445TWh 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 : 4 ^{ème} rapport de benchmarking de la Commission européenne (publié en 2005) - Analyse relative aux marchés français en 2003 et 2004.....	5
Encadré 2 : Principales dispositions des directives et du règlement électricité du 26 juin 2003.....	8
Encadré 3 : Décision de la Commission européenne ouvrant une enquête dans les secteurs de l'électricité et du gaz (13 juin 2005).....	13
Encadré 4 : Dossier Marathon	19
Encadré 5 : Les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » adoptées par les opérateurs au niveau européen.....	36
Encadré 6 : Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	39
Encadré 7 : La formule d'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	39
Encadré 8 : Evolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de Gaz de France en euros courants.....	40
Encadré 9 : Les différentes méthodes de tarification du transport du gaz.....	41
Encadré 10 : Calcul du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport.....	44
Encadré 11 : Article 9.2 de la directive gaz du 26 juin 2003.....	53
Encadré 12 : La concentration du marché de gros.....	62
Encadré 13 : Produits vendus aux enchères par EDF.....	64
Encadré 14 : Segmentation de la clientèle éligible.....	74
Encadré 15 : Freins à l'ouverture identifiés.....	76
Encadré 16 : Article 10.2 de la directive du 26 juin 2003.....	86
Encadré 17 : Principes d'une régulation pluriannuelle incitative - Exemple du <i>price cap</i>	93
Encadré 18 : Le règlement européen du 26 juin 2003.....	102
Encadré 19 : Chronologie des actions menées en France pour permettre des échanges aux interconnexions programmés en infrajournalier.....	104
Encadré 20 : Mécanisme de compensation transfrontalier (Cross Border Trade mechanism CBT).....	106

Tableaux

Tableau 1 : Evolution de la consommation réelle de gaz en Europe.....	14
Tableau 2 : Nouveaux terminaux méthaniers européens.....	20
Tableau 3 : Concentration sur le marché de la vente au client final.....	23
Tableau 4 : Données sur les stockages souterrains de gaz naturel en Europe, en 2004.....	25
Tableau 5 : Etat de l'ouverture du marché gazier au 1 ^{er} mai 2005.....	28
Tableau 6 : Bilan gazier en France du 1 ^{er} juin 2004 au 31 mai 2005.....	31
Tableau 7 : Capacités pluri-annuelles publiées par Gaz de France pour les terminaux méthaniers.....	47
Tableau 8 : Typologie des acteurs du marché de gros.....	68
Tableau 9 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne.....	73
Tableau 10 : Nombre de fournisseurs alternatifs actifs sur la zone de desserte d'ERD.....	76
Tableau 11 : Synthèse de l'avancement des appels d'offres.....	112
Tableau 12 : Comparaison des charges prévisionnelles 2005 avec les charges constatées 2003.....	115
Tableau 13 : Composition des charges de service public totales en 2005.....	115
Tableau 14 : Bilan du recouvrement de la CSPE 2003.....	117
Tableau 15 : Détail de l'écart.....	117
Tableau 16 : Synthèse des déclarations et paiements.....	117
Tableau 17 : Contributions non recouvrées au titre de 2004 au 15 avril 2005.....	117
Tableau 18 : Evolution des dotations budgétaires de la CRE 2000-2005.....	125

Figures

Figure 1 : Répartition par pays de la consommation réelle de gaz en Europe en 2004.....	15	Figure 26 : Volume mensuel des échanges de blocs sur le marché français.....	61	Figure 48 : L'évolution du temps de coupure moyen sur les réseaux de distribution d'EDF (clients BT).....	82
Figure 2 : Origine du gaz consommé en Europe en 2004.....	15	Figure 27 : Volume spot sur les bourses européennes (moyennes glissantes 7 jours).....	62	Figure 49 : L'évolution de la fréquence de coupure sur le réseau de transport.....	82
Figure 3 : Fourniture du gaz en Europe en 2004 : effet de l'élargissement de l'Europe.....	15	Figure 28 : Indice de concentration HHI du marché de gros, 2004.....	62	Figure 50 : Ventilation du programme d'investissement de RTE en 2005.....	95
Figure 4 : Evolution des prix du Brent, du fioul domestique et du fioul lourd en Europe.....	16	Figure 29 : Evolution des achats et ventes d'électricité des fournisseurs (hors EDF).....	63	Figure 51 : Evolution des investissements de RTE depuis 1980.....	95
Figure 5 : Comparaison des prix <i>spot</i> NBP et Zeebrugge et du contrat à long terme Troll délivré à Zeebrugge.....	16	Figure 30 : Capacité totale vendue depuis le lancement des VPP – état au 1 ^{er} mai 2005.....	65	Figure 52 : Evolution des différentes catégories d'investissements approuvés par la CRE depuis sa création.....	95
Figure 6 : Flux mensuels nets de l'Interconnector.....	17	Figure 31 : Importations et exportations, tous acteurs confondus 2002-2004.....	66	Figure 53 : Evolution du prix des écarts négatifs et du prix Powernext (du 01/04/03 au 15/03/05).....	96
Figure 7 : Comparaison des prix <i>forward</i> annuel NBP et Zeebrugge et du contrat à long terme Troll délivré à Zeebrugge.....	17	Figure 32 : Indice de concentration sur les injections.....	67	Figure 54 : Concurrence en fonction du prix des offres (janvier 2004 – février 2005).....	96
Figure 8 : Offre gazière européenne par acteurs en 2004.....	18	Figure 33 : Indice de concentration sur les soutirages.....	67	Figure 55 : Part des concurrents d'EDF dans la fourniture d'ajustement (janvier 2004 – février 2005).....	97
Figure 9 : Nouvelles infrastructures gazières en Europe.....	21	Figure 34 : Evolution des prix <i>spot</i> base sur Powernext et EEX (moyenne glissante sur 7 jours).....	69	Figure 56 : Bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2004.....	100
Figure 10 : Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité.....	27	Figure 35 : Evolution des prix <i>spot</i> base sur les principales places européennes (moyenne glissante 30 jours).....	69	Figure 57 : Les travaux de renforcement de la frontière France-Belgique.....	101
Figure 11 : Les conséquences des accords Total - Gaz de France sur l'ouverture du marché au 1 ^{er} janvier 2005.....	27	Figure 36 : Prix du <i>forward</i> base annuel Y+1.....	69	Figure 58 : Evolution du tarif de vente d'électricité aux clients résidentiels (hors taxes locales, CSPE, TVA).....	109
Figure 12 : Segments de la clientèle et leurs poids respectifs.....	29	Figure 37 : Marge du système électrique dans quelques pays européens, exprimée en pourcentage de la capacité installée.....	70	Figure 59 : Evolution de la part des taxes dans la facture TTC d'un client résidentiel.....	110
Figure 13 : Taux d'exercice de l'éligibilité (pourcentages en quantités d'énergie consommées).....	29	Figure 38 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1995.....	74	Figure 60 : Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe.....	110
Figure 14 : Taux d'exercice de l'éligibilité par zones d'équilibrage au 1 ^{er} mai 2005.....	29	Figure 39 : Répartition de la consommation des sites éligibles.....	74	Figure 61 : Evolution du parc de cogénération.....	111
Figure 15 : Part des fournisseurs par zone d'équilibrage au 1 ^{er} mai 2005.....	30	Figure 40 : Nombre cumulé de sites ayant exercé leur éligibilité.....	75	Figure 62 : Evolution du parc de petite hydraulique.....	111
Figure 16 : Evolution des échanges aux points d'échange de gaz.....	32	Figure 41 : Pourcentage des sites alimentés par des fournisseurs alternatifs au 1 ^{er} mai 2005, rapporté au nombre total de sites ayant exercé leur éligibilité.....	75	Figure 63 : Evolution du parc éolien.....	111
Figure 17 : Sources d'information des industriels.....	32	Figure 42 : Part de la consommation des sites éligibles alimentée par les fournisseurs alternatifs.....	76	Figure 64 : Répartition régionale des projets biomasse-biogaz et éoliens.....	113
Figure 18 : Choix des industriels selon les tranches de consommation.....	33	Figure 43 : Sites de taille moyenne au tarif jaune, prix hors taxes en € courants, hors acheminement.....	77	Figure 65 : Impact des prix de marché sur les charges d'EDF dues à l'obligation d'achat.....	114
Figure 19 : Gain de prix obtenu pour les industriels ayant quitté les contrats à prix réglementés.....	33	Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert, prix hors taxes en € constants au 1 ^{er} janvier 2005, hors acheminement, hors CSPE.....	77	Figure 66 : Répartition par origine des charges constatées en 2003.....	114
Figure 20 : Tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	39	Figure 45 : Appels reçus au standard téléphonique de la CRE en rapport direct avec l'ouverture du marché.....	78	Figure 67 : Répartition par origine des charges prévisionnelles 2005.....	114
Figure 21 : Réseaux de transport de gaz naturel, terminaux méthaniers, stockages souterrains et entreprises locales de distribution.....	42	Figure 46 : Courriels, courriers et télécopies adressés à la CRE en rapport direct avec l'ouverture du marché.....	78	Figure 68 : Evolution des charges de service public.....	115
Figure 22 : Implantation d'une nouvelle station de compression à Cuvilly (Oise).....	45	Figure 47 : Organisation du GTE 2004.....	79	Figure 69 : CSPE 2005/facture d'électricité HT par type de site.....	116
Figure 23 : Projet Euskadour.....	45			Figure 70 : Origine des personnels de la CRE.....	125
Figure 24 : Places de marché gazier en Europe.....	57			Figure 71 : Répartition des effectifs par catégorie fonctionnelle.....	125
Figure 25 : Le marché de gros français.....	60				

■ Allemagne

M. Matthias Kurth
Président
Regulatory Authority for
Telecommunications and Posts
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel: +49 228 14 0
Fax: +49 228 14 88 72
E-mail: poststelle@regtp.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'Electricité 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. Uffe Bundgaard-Jørgensen
Président
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
http://www.eti.gov.ee

■ Finlande

Mme Asta Sihvonen-Punkka
Directrice
The Electricity 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. Jean Syrota
Président
Commission de Régulation de
l'Energie
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 of
Greece
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 Inna Steinbuka
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.is.lt
www.regula.is.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. Joseph Tabone
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. Jan Moen
Director of Regulation and DSM
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. Gert Zijl
Directeur
Office for 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
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

Mr. Pavel Brychta
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. Ján Matuský
Président
Regulatory Office for Network
Industries
Bajkalska 27
820 07 Bratislava
Tel: +421 2 58100436
Fax: +421 2 58100479
www.urso.gov.sk

■ Slovénie

M. Jože Koprivnikar
Directeur
Energy Agency of the Republic of
Slovenia
Svetozarevska 6
2000 Maribor
Tel: +386 2 2294261
Fax: +386 2 2294270
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



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11

www.cre.fr

Prix : **25 €**
ISBN 2-11-095596-1 / ISSN 1771-3188

Conception et réalisation : **créapix**



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11

www.cre.fr

Prix : **25 €**
ISBN 2-11-095596-1
ISSN 1771-3188