



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Rapport d'activité | Juin 2003

Sommaire

La régulation des marchés de l'énergie : une nouvelle étape	4
Première partie : La régulation du marché du gaz	8
Les marchés du gaz et les acteurs	9
I/ Le marché du gaz	9
II/ Le marché français du gaz	19
La régulation du marché du gaz	23
I/ Le cadre juridique et institutionnel	23
II/ L'accès aux réseaux, terminaux méthaniers et services de modulation	25
III/ Des espaces de liberté	29
IV/ La régulation du marché européen	31
V/ Le service public	32
VI/ Activités et priorités de la CRE, pour le gaz en 2003	33
Deuxième partie : La régulation du marché de l'électricité	38
Les marchés de l'électricité	39
I/ Les marchés électriques européens	39
II/ L'activité des opérateurs sur le marché français	44
La régulation du marché français de l'électricité	51
I/ L'accès aux réseaux publics	52
II/ Les échanges transfrontaliers d'énergie	59
III/ L'audit des comptes dissociés d'EDF	65
IV/ Le fonctionnement du marché	67
Le service public de l'électricité dans le marché régulé	71
I/ Le contenu du service public	71
II/ Les charges du service public	76
III/ Le financement du service public de la production d'électricité	78
IV/ Tarifs de vente hors taxes de l'électricité aux clients non éligibles	81
Troisième partie : Le fonctionnement de la CRE	82
I/ Les moyens et les ressources	83
II/ L'exercice de ses compétences par la CRE	85
III/ L'activité européenne et internationale	90
Glossaire gaz-électricité	91
Unités et conversions	95
Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie	96
Index des tableaux et figures	3^e de couv.

Index des tableaux et figures

Tableaux :

1/ Principales dispositions de la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie	4
2/ Comparatif entre les compétences de la CRE en matière électrique et en matière gazière	6
3/ Les principales évolutions consacrées par les futurs textes européens	7
4/ Consommation de gaz et dépendance des importations dans l'UE en 2001	11
5/ Taux d'ouverture des marchés gaziers européens	13
6/ Part des compagnies pétro-gazières dans les principales sociétés de transport-commercialisation en Europe en 2001	16
7/ Principales recommandations du rapport Syrota du 24 octobre 2002	33
8/ Ouverture des marchés européens	39
9/ VPP: produits vendus aux enchères par EDF	45
10/ Principales modifications de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003	51
11/ Les principales caractéristiques du tarif d'accès aux réseaux	53
12/ Le mécanisme d'ajustement du 1er avril 2003	54
13/ Les services auxiliaires devant être mis en place par le concessionnaire	58
14/ Les règles du CEER relatives à la gestion des congestions aux frontières (avril 2003)	63
15/ L'allocation France-Italie par prorata	65
16/ Obligations d'achat : parc installé et objectifs PPI	76
17/ Synthèse provisoire du recouvrement 2002 du FSPPE	79
18/ Evolution des dotations budgétaires de la CRE	83
19/ Moyens de fonctionnement des régulateurs européens	84
20/ L'activité de la CRE en chiffres	86

Figures :

1/ Flux gaziers en Europe en 2002	10
2/ Calendrier de l'ouverture des marchés gaziers en Europe	12
3/ Prix du gaz pour les grands industriels en Europe	14
4/ Infrastructures et «hubs» gaziers en Europe	15
5/ Approvisionnements gaziers en France en 2002	19
6/ Consommation de gaz par secteur en France	19
7/ Consommations mensuelles de gaz en France	20
8/ Carte du réseau gazier français	22
9/ Zones tarifaires de transport	27
10/ Volumes spot sur les bourses européennes	41
11/ Evolution des achats et des ventes d'électricité des fournisseurs hors groupe EDF	44
12/ VPP : capacités totales vendues en mai 2003	45
13/ Différentiel de prix et importations/exportations sur IFA	46
14/ Parts de marché approximatives des fournisseurs hors EDF	47
15/ Volumes quotidiens échangés sur Powernext	49
16/ Tarif d'utilisation des réseaux	52
17/ Prix de l'accès aux réseaux en fonction de la durée annuelle d'utilisation	52
18/ Prix du règlement des écarts (avant/après le 1 ^{er} avril 2003)	55
19/ Information sur les interconnexions	62
20/ Principe du profilage	69
21/ Prévisions des charges de service public dues aux contrats d'obligation d'achat en 2003	76
22/ Evolution prévisionnelle des charges dues à l'obligation d'achat	77
23/ Pourcentage de la CSPE sur la facture totale par type de client (données 2003)	80
24/ Evolution prévisionnelle de la CSPE à l'horizon 2006	81
25/ Origines professionnelles des personnels de la CRE	85

Message de la CRE

Le quatrième rapport de la CRE est le premier à traiter, à la fois, du gaz et de l'électricité. La loi du 3 janvier 2003 a, en effet, transformé la Commission de régulation de l'électricité, créée en 2000, en Commission de régulation de l'énergie en lui confiant la mission de réguler aussi le marché du gaz.

Dans ce domaine, la CRE rend donc compte de seulement six mois d'activité, même si elle avait pu se préparer à ces responsabilités au cours des deux dernières années. Elle a déployé les mêmes efforts qu'en 2000 pour mettre en place au plus vite les cadres d'une concurrence effective, bénéficiant de l'expérience acquise et des compétences réunies pour réguler le marché électrique, là où elles sont transposables dans le domaine du gaz. La tarification de l'utilisation des réseaux, la transparence des conditions d'accès, la séparation comptable des opérateurs intégrés sont les chantiers majeurs qui devraient être menés à bonne fin avant le terme de l'année. Les instruments de la régulation ainsi forgés, de même que les règles de marché en cours d'élaboration – qu'il s'agisse des règles contractuelles d'accès aux réseaux, des conditions d'accès aux prestations de modulation ou des efforts pour constituer des places d'échange organisées (« hubs ») – ne seront cependant efficaces que dans la mesure où les pouvoirs publics et les acteurs de marché sauront faire face à deux obstacles structurels à l'épanouissement de la concurrence sur le marché du gaz.

Le premier, commun à tous les pays européens non producteurs de gaz, résulte de la cartellisation de fait de la production de gaz, assurée par un petit nombre d'opérateurs, principalement hors de l'Union européenne. Elle est ancrée dans des pratiques qui ne favorisent guère la concurrence : contrats à long terme, clauses interdisant la commercialisation hors du pays destinataire, prix identiques à la livraison dans tous les pays. Il sera difficile d'en limiter les effets, de briser les habitudes anciennes issues de la cartellisation symétrique de quelques grands monopoles nationaux trop enclins à tout justifier par la sécurité d'approvisionnement. La régulation est souvent un rude combat au

service du consommateur ; elle l'est particulièrement sur le marché du gaz : on ne peut espérer que des succès limités à court ou moyen terme. La situation est différente pour l'électricité, chaque pays étant producteur.

Le deuxième obstacle, propre à la France, réside dans la possibilité, trop faible, d'amener du gaz dans le sud de la France, condition essentielle à l'émergence d'une offre concurrentielle effective. Seule la construction d'infrastructures nouvelles – à Fos, au Verdon, entre la France et l'Espagne – pourra lever les contraintes actuelles et permettre la mise en place d'un « hub » méridional. Ainsi sera-t-il possible d'offrir aux consommateurs une liberté réelle de choix de leur fournisseur. En outre, des investissements sont nécessaires pour supprimer les goulots d'étranglement des réseaux de transport, qui justifient le nombre trop élevé de zones tarifaires.

Un chemin plus long a été parcouru sur le marché de l'électricité, et les bases de la concurrence sont aujourd'hui bien en place : indépendance reconnue de l'opérateur Réseau de Transport d'Électricité (RTE), séparation comptable audité, tarif d'utilisation des réseaux en vigueur, marché d'ajustement fonctionnant depuis le 1^{er} avril, différends dans l'exercice du droit d'accès aux réseaux régulièrement tranchés, élargissement de l'accès à l'information pour une meilleure transparence.

Le deuxième palier d'ouverture, le 19 février 2003, qui a multiplié par trois le nombre de sites éligibles, en portant à 37 % la part du marché ouvert, est passé à peu près inaperçu : signe du bon fonctionnement du marché, de l'enracinement d'une concurrence animée par une soixantaine de concurrents de l'opérateur historique qui ont conquis 25 % du marché ouvert. Les consommateurs éligibles s'enhardissent progressivement dans le jeu de la concurrence. Qu'ils aient ainsi trouvé, à meilleur prix ou à meilleures conditions, leur approvisionnement en électricité, ne doit, cependant, pas conduire le régulateur à se satisfaire de la situation acquise. Il était aisé de discerner les buts et les moyens de les atteindre : garantir l'accès des tiers aux

réseaux, construire l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport, créer les instruments de marché. Ce qui a été fait était le plus facile. Les obstacles à la concurrence qui demeurent appelleront plus d'efforts, plus de technicité, pour être décelés et démantelés.

Plus que jamais, la CRE inscrit son action dans le cadre européen qui est à l'origine de sa démarche. Elle a fait, chaque année, le même constat : l'Union s'est donné l'ambition de créer un marché unique de l'énergie, elle n'est, pour l'heure, parvenue qu'à une ouverture inégale à la concurrence, à l'intérieur de marchés nationaux cloisonnés entre eux. La base de la concurrence devait être construite avec des moyens simples : des gestionnaires de réseaux indépendants garantissant l'accès des tiers aux réseaux, un régulateur spécialisé doté de tous les pouvoirs nécessaires pour superviser les réseaux et le marché. Trop peu de pays, au-delà des apparences du droit, ont créé ces fondements dans les faits. Sur ce socle, deux grandes libertés devraient se concrétiser : celle du consommateur de choisir son fournisseur, celle du fournisseur de s'établir et de prospecter, dans les deux cas partout en Europe. La concurrence se heurte aussi

à des limites physiques. Les interconnexions électriques ont été construites à des fins de sécurité ou pour permettre des exportations de certains opérateurs. Elles demeurent insuffisantes pour permettre les échanges intra-européens qui caractériseraient un vrai marché. Les investissements nécessaires se font beaucoup trop lentement : les opérateurs les freinent pour protéger leurs positions nationales ou les procédures les ralentissent. Pour le gaz, les infrastructures de transit ou d'interconnexion existent, ce sont les points d'entrée en Europe et les règles de marché qui font défaut.

Des espoirs raisonnables de progrès peuvent être fondés sur les nouvelles directives en cours d'adoption au moment où ce rapport est élaboré. Celles-ci ne bouleversent pas l'organisation du marché, mais approfondissent l'ouverture, en renforçant les exigences d'indépendance des gestionnaires de réseau, de régulation de l'accès des tiers aux réseaux et d'élargissement des compétences du régulateur, tout en accélérant le calendrier d'ouverture, aux professionnels en juillet 2004, aux particuliers en juillet 2007. Ainsi, avant le 1^{er} juillet 2004, la nouvelle loi française de transposition devra créer les sociétés indépendantes de gestion

Les membres de la Commission

Jean SYROTA, Président de la Commission,
Ingénieur général des Mines,
Président Directeur Général de Cogema (1988-1999),
Directeur général de l'Énergie et des Matières premières (1982-1988).
Nommé par décret, en 2000, pour une durée de 6 ans.



Jacqueline BENASSAYAG, Commissaire,
Cadre d'entreprise,
Directeur, groupe Sephora (1996-1999),
Directeur général du Nouvel Économiste (1996),
Directeur général adjoint de la Seita (1989-1995).
Nommée par le Président de l'Assemblée Nationale, en 2000,
pour une durée de 6 ans.



Raphaël HADAS-LEBEL, Commissaire,
Conseiller d'État,
Membre du Conseil économique et social (1994-1999),
Directeur général de France 2 (1994-1996),
Secrétaire général du groupe Elf-Aquitaine (1984-1994),
Membre du cabinet du Premier Ministre (1974-1981).
Nommé par le Président du Conseil économique et social, en 2000,
pour une durée de 4 ans.



des réseaux de transport d'électricité et de gaz, mieux contrôlés par le régulateur, et garantir la parfaite indépendance des distributeurs, la CRE veillant à son effectivité. Le succès de la mise en œuvre des nouvelles directives dépendra du volontarisme et du pragmatisme avec lequel la construction du marché européen se poursuivra. Pas plus que par le passé, il ne suffira de déclarer la concurrence ouverte pour qu'elle règne.

À moyen terme, pour faciliter l'émergence d'un marché unique, il est raisonnable d'envisager, dans un premier temps, la création de marchés régionaux de l'électricité. Ceux-ci seraient constitués par des pays entre lesquels il est relativement facile de développer, à court terme, des interconnexions. Le Nordpool donne l'exemple, en Scandinavie, de ce que pourraient être un marché de la plaque continentale, un marché ibérique ou d'Europe du Sud, si les infrastructures d'interconnexion sont construites, si la concurrence, donc l'accès des tiers aux réseaux et la régulation indépendante, se mettent en place dans la pratique. Dans le même laps de temps, on peut envisager l'émergence de « hubs » gaziers favorisant les échanges, si les infrastructures sont construites, si les règles de marché évoluent,

si, là encore, des gestionnaires de réseaux indépendants se mettent en place et sont correctement régulés dans les faits.

La CRE demeure confiante : les bénéfices de la concurrence pour le consommateur, avérés par les premières années d'ouverture, peuvent être accrus et les nouveaux consommateurs éligibles pourront y accéder. L'ouverture coïncide toutefois avec une croissance rapide du coût du financement du service public résultant majoritairement des obligations d'achat d'électricité produite par cogénération et bientôt, en plus, par l'énergie éolienne. Mis à la charge du consommateur d'électricité, ce coût augmente donc sa facture et risque ainsi de brouiller la compréhension du fonctionnement de la concurrence.

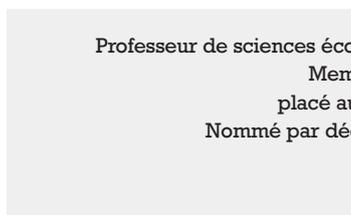
La CRE reste aussi lucide : le marché n'est qu'un moyen au service du consommateur, et non un but en soi. Il ne suffit pas, à lui seul, pour garantir la sécurité d'approvisionnement, même si un marché unique réduit les risques. Il ne se substituera pas aux politiques énergétiques. Celles-ci, cependant, doivent, désormais, prendre en compte ses règles de fonctionnement.

L'année qui vient - douze mois avant l'extension de la concurrence à l'ensemble des usages professionnels - sera une année cruciale. Les consommateurs concernés seront mille fois plus nombreux. Ce changement d'échelle mettra à l'épreuve les mécanismes de marché mis en place ou en cours d'élaboration. La CRE a pris toute sa part aux travaux des opérateurs impliqués - au premier chef les gestionnaires de réseaux de distribution - pour faire face, dans le respect des principes dont elle a la charge, au défi que représente un marché de masse.

L'expérience acquise à l'étranger montre que des dysfonctionnements seront inévitables dans un premier temps. C'est à les prévenir et les réduire qu'elle va mobiliser ses ressources, avec un seul objectif : qu'au soir du 1^{er} juillet 2004, un consommateur qui a trouvé une meilleure offre puisse changer de fournisseur sans coût ni délai. La tâche est ample, la CRE s'y consacre avec détermination, restant guidée dans son action par la confiance dans la capacité des consommateurs à exercer les droits qu'elle s'emploie à leur garantir. Périclès rappelait que la prospérité est l'apanage des hommes libres. À son échelle et dans son domaine, c'est à la prospérité et à la liberté de tous que la CRE cherche à contribuer.



Bruno LECHEVIN, Commissaire,
Membre du Haut Conseil du Secteur Public (1992-1999),
Secrétaire fédéral de la Fédération Chimie-Energie CFDT (1997-1999),
Secrétaire général de la Fédération Gaz-Electricité CFDT (1988-1997),
Membre du Bureau national de la Confédération CFDT (1988-1998).
Nommé par décret, en 2000, pour une durée de 2 ans,
renouvelé, en 2002, pour une durée de 6 ans (décret du 5 avril 2002).



François MORIN, Commissaire,
Professeur de sciences économiques à l'université de Toulouse 1,
Membre du Conseil d'analyse économique
placé auprès du Premier Ministre (1997-2000).
Nommé par décret, en 2000, pour une durée de 4 ans.



Le Commissaire
du gouvernement assiste
aux réunions sans participer
aux délibérés.
Dominique MAILLARD,
Ingénieur général des Mines,
Directeur général de l'Énergie
et des Matières premières
(DGEMP).



Jacques-André TROESCH, Commissaire,
Conseiller Maître à la Cour des comptes,
Chargé de mission à la DREE du ministère de l'Économie et des Finances
(1981-1993),
Membre du cabinet du Premier Ministre (1978-1981).
Nommé par le Président du Sénat, en 2000, pour une durée de 2 ans,
renouvelé, en 2002, pour une durée de 6 ans (décision du 20 février 2002).

La régulation des marchés de l'énergie : une nouvelle étape

La construction d'un marché unique européen de l'électricité et du gaz repose sur deux directives, respectivement adoptées en 1996 et 1998. Elles ont été transcrites en droit français par la loi du 10 février 2000, pour la première, et du 3 janvier 2003, pour la deuxième.

La méthode d'ouverture à la concurrence des marchés nationaux, dans la perspective de la construction d'un marché unique communautaire, est globalement la même pour les deux énergies. Les réseaux de transport et de distribution, regardés en l'état de la technique comme des monopoles naturels, doivent être régulés. Ils doivent assurer, par une gestion impartiale et transparente, le droit d'accès des tiers aux réseaux (ATR). Leurs tarifs sont fixés par les autorités de régulation. Les conditions d'accès au réseau doivent être non discriminatoires. Tous les consommateurs, grâce au droit d'accès au réseau, devraient pouvoir, à terme, choisir librement leur fournisseur.

Corrélativement, l'activité de fourniture devient totalement libre, de même que celle de production d'électricité ou d'importation de gaz. La plupart des opérateurs étant, au moment de l'ouverture à la concurrence, des entreprises inté-

grées, la séparation comptable de leurs activités concurrentielles de celles de réseaux est exigée, pour prévenir toute subvention croisée entre activités régulées et de marché. À terme, la « séparation juridique » (une personne morale par activité), voire la « séparation de propriété » (personnes morales sans lien capitalistique entre elles) deviennent obligatoires.

La régulation doit être confiée à une « autorité indépendante des parties », dont la tâche initiale devait obligatoirement comporter compétence pour superviser la séparation comptable et régler les différends relatifs à l'exercice de l'ATR.

Comme tous les autres pays européens, à la notable exception de l'Allemagne qui vient seulement d'annoncer la possible création d'un régulateur, la France, en raison de l'unité des méthodes d'ouverture des deux marchés, a décidé de confier à une seule et même autorité de régulation, compétence pour le gaz et l'électricité.

Malgré des traits généraux communs ayant fondé une politique communautaire d'ouverture à la concurrence analogue dans les deux marchés, l'électricité et le gaz possèdent des spécificités fortes, qu'il est intéressant de souligner, notam-

Tableau 1/ Principales dispositions de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

Liberté d'accès au marché du gaz

Un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, aux installations de gaz naturel liquéfié (GNL) et aux installations auxiliaires est garanti aux clients éligibles, à leurs fournisseurs et leurs mandataires, par tout opérateur exploitant ces infrastructures.

Un droit d'accès est également prévu pour assurer l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression au sein de l'espace économique européen (art. 2 loi n° 2003-8).

Les opérateurs ne peuvent invoquer, pour refuser de conclure un contrat d'accès à ces ouvrages et installations, que des motifs tenant :

- à un manque de capacité de l'ouvrage ou à des raisons techniques ;
- à l'accomplissement des obligations de service public ;
- ou aux dérogations accordées par la CRE (art. 6 loi n° 2003-8).

Liberté de choix du fournisseur par les clients éligibles, qui sont :

- les producteurs d'électricité à partir de gaz naturel, quel que soit le niveau de leur consommation annuelle ;
- les consommateurs finals, à l'exception des ménages, dont la consommation annuelle de gaz naturel pour chacun de leur site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'État ;
- les distributeurs non nationalisés, au titre de l'approvisionnement effectif de l'ensemble des clients situés dans leur zone de desserte lorsque leur volume d'achat est supérieur à un seuil ;
- les fournisseurs autorisés (art. 3 loi n° 2003-8).

Principe de dissociation comptable

Les opérateurs exerçant plusieurs activités au sein d'une même entreprise ou une autre activité en dehors du secteur du gaz naturel sont tenus d'établir des comptes séparés pour chaque activité exercée dans un secteur et pour les activités exercées en dehors de ce secteur afin d'éviter les subventions croisées et les distorsions de concurrence (art. 8 loi n° 2003-8).

ment au regard des conséquences qu'il convient d'en tirer pour la régulation de chacune des deux activités. Ces spécificités peuvent être résumées de la manière suivante :

- du point de vue géopolitique, l'électricité est produite localement et les capacités nationales des différents pays sont égales ou supérieures à la demande. S'agissant du gaz, l'Europe est, au contraire, dépendante globalement, pour 46 % de ses besoins, des importations en provenance de pays tiers, avec de très fortes disparités entre les pays, certains étant autosuffisants (Grande-Bretagne et Pays-Bas), d'autres, comme la France et l'Espagne étant tributaires, en quasi-totalité, des importations (Algérie, Russie, Norvège, Nigeria...);
- du point de vue technique, l'électricité ne se stocke pas, mais les fluctuations de la demande peuvent être couvertes par l'appel au parc de production ; le gaz peut, en revanche, être stocké pour faire face aux très importantes variations saisonnières de la demande. Encore convient-il de disposer de capacités de stockage souterrain à proximité des grands centres de consommation, ce qui n'est possible que dans un environnement géologique favorable, ce qui est le cas, en particulier, de l'Allemagne, de l'Italie, de l'Autriche et de la France. À défaut, la « modulation » de la demande doit être assurée par des méthodes généralement plus coûteuses ;
- du point de vue économique, l'électricité est une énergie non substituable. Le gaz, au contraire, est substituable pour la totalité de ses usages, notamment par les produits pétroliers dont les prix ont servi de référence dans les transactions, d'amont en aval de la chaîne gazière, au cours des trente dernières années. En second lieu, l'électricité est, aujourd'hui, une énergie « mature », dont la demande ne croît plus

qu'au rythme de 1 à 2 % par an, la croissance de la consommation de gaz restant, au contraire, plus élevée, de l'ordre de 2 à 3 % par an. Cette croissance de la demande va nécessiter, pour le gaz, un effort plus important dans le domaine des infrastructures, notamment pour la construction de nouvelles canalisations d'interconnexion entre les réseaux et de nouveaux terminaux méthaniens ;

- à ces spécificités objectives s'ajoutent des choix nationaux : du point de vue social, l'électricité est considérée en France comme un service public ; de ce fait, le tarif a fait l'objet d'une péréquation territoriale intégrale, y compris dans les DOM et les zones non interconnectées, tandis que s'est mis en place un dispositif d'aide au paiement des factures pour les personnes en difficulté, consacré par la loi du 10 février 2000, qui a également créé un tarif social sous condition de ressources. En revanche, la fourniture du gaz n'est pas une mission de service public (une fraction seulement du territoire français est approvisionnée) et la tarification, en conséquence, ne fait l'objet de péréquations que limitées. L'économie du marché de l'électricité se distingue donc de celle du marché du gaz par la question du financement du service public et de sa répartition, d'autant plus importante que les pouvoirs publics développent également une politique de soutien aux énergies renouvelables, dans le cadre des objectifs européens dans ce domaine, qui doit également être financée.

Ces spécificités éclairent les aspects les plus importants de la problématique de la régulation de ces deux énergies et les principaux choix faits en la matière, tant dans les directives européennes que dans les modalités de leur mise en œuvre dans les États membres :

- la production de l'électricité est soumise aux

règles européennes de la concurrence, au contraire de celle du gaz dont l'extraction est largement assurée dans un petit nombre de pays tiers. Pour le gaz, il apparaît ainsi essentiel de favoriser la concurrence de l'offre par une diversification des sources et des producteurs, en veillant à ce que les mécanismes de marché, qui conduisent à une certaine remise en cause des contrats de vente à long terme, ne portent pas préjudice à la sécurité des approvisionnements, soit en compromettant le financement de nouvelles infrastructures, soit encore en privant les producteurs de la sécurité du débouché européen ;

- le transport du gaz porte sur des distances plus importantes. La tarification du transport doit le prendre en compte ; en revanche, le coût du transport de l'électricité est indépendant de la distance, ce qui facilite une concurrence européenne ;
- la distribution de l'électricité s'opère sur la totalité du territoire, ce qui n'est pas le cas pour le gaz. Il convient donc que le régulateur veille à ce que les choix des investissements des opérateurs de distribution de gaz ne s'opèrent pas pour des dessertes intrinsèquement non rentables ;
- le stockage de l'électricité n'est pas possible, celui du gaz est, au contraire, techniquement possible. Cette facilité confère au gaz un avantage déterminant pour l'usage « chauffage », marqué par une très forte saisonnalité des consommations. L'accès au service de modulation offert par les stockages de gaz situés à proximité des centres de consommation constitue, à cet égard, un complément essentiel de l'accès aux réseaux, en particulier pour l'approvisionnement des secteurs tertiaire et résidentiel.

Institution d'une autorité sectorielle et indépendante

La loi du 3 janvier 2003 étend au secteur gazier les compétences dont dispose la CRE dans le secteur électrique :

- elle veille à l'accès équitable et transparent des utilisateurs de réseaux (art. 2) ;
- elle propose les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel et des installations de GNL et émet un avis sur les tarifs de vente de gaz naturel aux clients non éligibles (art. 7) ;
- elle se prononce sur les litiges dont elle est saisie, relatifs à l'accès aux réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel et aux installations de GNL ou à leur utilisation (art. 13-9°) ;
- elle se prononce sur les demandes de dérogation temporaire au principe de libre accès aux réseaux gaziers (art. 6) ;
- et elle reçoit communication des contrats et protocoles d'accès aux ouvrages de gaz naturel et aux installations de GNL, des notifications de refus d'accès au réseau et aux installations de GNL et des conditions générales d'utilisation de ces réseaux ou installations (art. 2, 6 et 7).

Maintien des obligations de service public,

telles que, notamment :

- la sécurité d'approvisionnement : l'autorisation délivrée au fournisseur doit être assortie de l'obligation de communiquer chaque année au ministre de l'Énergie un plan prévisionnel d'approvisionnement afin d'assurer une diversification suffisante des approvisionnements ;
- la continuité de la fourniture de gaz aux clients non éligibles et aux distributeurs ;
- l'harmonisation des tarifs de vente : les différences de tarifs ne pourront excéder les différences relatives aux coûts de raccordement des distributions au réseau de transport de gaz naturel ;
- la solidarité avec les plus démunis : l'accès à l'énergie est maintenu pour les personnes en situation de précarité, en application de la loi de 1988 sur le RMI ;
- la sécurité des personnes et des installations intérieures : avant toute vente de logement, un diagnostic doit être réalisé sur l'état des installations intérieures de gaz (art. 16 et 17 de la loi n° 2003-8).

Le cadre de la régulation, commun aux deux marchés, reflète cependant aussi leurs particularités :

Tableau 2/ Comparatif entre les compétences de la CRE en matière électrique et en matière gazière

Compétences CRE Électricité	Art. loi électrique	Compétences CRE Gaz naturel	Art. loi gaz
La CRE veille, pour ce qui la concerne, au bon accomplissement des missions de service public.	3	Dispositif identique en électricité et en gaz.	1
Proposition des tarifs d'utilisation des réseaux publics, avis sur les autres tarifs.	4	Dispositif identique en électricité et en gaz.	7
Proposition du montant des charges de service public de l'électricité et de la contribution applicable à chaque kWh.	5	Ce dispositif n'est pas prévu en matière gazière.	-
Mise en œuvre des appels d'offres pour les investissements en matière de production électrique, et avis sur leur résultat.	8	Ce dispositif n'est pas prévu en matière gazière.	-
Avis sur les conditions d'achat de l'électricité produite dans le cadre de l'obligation d'achat.	10	Ce dispositif n'est pas prévu en matière gazière.	-
Avis sur le cahier des charges de concession du réseau public de transport.	12	Ces dispositifs ne sont pas prévus en matière gazière.	-
Avis sur la nomination et sur la révocation anticipée du directeur du gestionnaire du réseau de transport (GRT).	12	Non pertinent en matière gazière.	-
Le directeur rend compte à la CRE des activités du GRT et lui transmet le budget et les comptes du GRT.	12	Non pertinent en matière gazière.	-
Avis avant approbation par le ministre chargé de l'Énergie du schéma de développement du réseau public de transport. Approbation du programme d'investissement du GRT.	14	Ce dispositif n'est pas prévu en matière gazière.	-
Contrôle de la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus par le GRT dans le cadre de l'équilibre du réseau.	15	Ce dispositif n'est pas prévu en matière gazière.	-
Proposition de mesures conservatoires.	21	Non repris.	-
Réception des contrats, des protocoles et des décisions de refus d'accès au réseau.	23	Dispositif identique en électricité et en gaz.	2 et 6-I
Avis sur le refus de délivrer une autorisation pour la construction d'une ligne directe.	24	Non pertinent en matière gazière.	-
Approbation des périmètres, des règles d'imputation et des principes déterminant les relations entre les différentes activités.	25	Dispositif identique en électricité et en gaz.	8
Droit d'accès aux comptabilités et aux informations.	27	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 27)
Consultation sur les projets de texte relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux.	31	Consultation sur les projets de règlements relatifs à l'accès et à l'utilisation des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié.	cf. loi électrique (art. 31)
La CRE rend compte au Parlement et établit un rapport annuel.	32	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 32)
Droit d'accès à l'information, contrôle sur place, pouvoirs d'enquête, habilitations.	33	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 33)
Visites et saisies de document dans le cadre des enquêtes.	34	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 34)
Pouvoir réglementaire d'application pour préciser : <ul style="list-style-type: none"> • les missions des gestionnaires de réseaux en matière d'exploitation et de développement des réseaux ; • les conditions de raccordement aux réseaux ; • les conditions d'accès et d'utilisation des réseaux ; • la mise en œuvre et l'ajustement des programmes et la compensation financière des écarts (équilibre du réseau) ; • les conclusions des contrats d'achat et des protocoles par les gestionnaires de réseau (réserves et compensation des pertes) ; • les périmètres, règles d'imputation et principes déterminant les relations entre activités (comptabilité séparée). 	37	Non repris	-
Règlement des différends.	38	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 38)
Saisine du Conseil de la concurrence.	39	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 39)
Pouvoirs de sanction.	40	Dispositif identique en électricité et en gaz.	cf. loi électrique (art. 40)
Définition des coûts échoués suivant la méthode article 5.	48	Non pertinent en matière gazière.	-
		La CRE se prononce sur les dérogations temporaires aux règles d'accès au réseau.	6-II
		Transmission à la CRE des conditions commerciales générales d'utilisation des réseaux.	7-III

Source CRE.

Ce cadre va être considérablement modifié par les directives en cours d'adoption, qui devront faire l'objet d'une transposition avant le 1^{er} juillet 2004.

Tableau 3/ Les principales évolutions consacrées par les futurs textes européens

1 - Le calendrier d'ouverture des marchés

Les marchés de l'électricité et du gaz seront ouverts à l'ensemble des clients professionnels en juillet 2004.

L'ouverture totale aux consommateurs domestiques ou résidentiels devra être réalisée au plus tard le 1^{er} juillet 2007.

2 - L'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de réseaux de distribution

Outre la séparation comptable, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz, dont les rôles et obligations sont également détaillés, doivent être indépendants, tant sur le plan de la forme juridique qu'au niveau de l'organisation et de la prise de décision, des activités qui ne sont pas liées au transport ou à la distribution. Ces dispositions visent essentiellement à éviter les subventions croisées.

La séparation juridique doit être effective le 1^{er} juillet 2004 en ce qui concerne le transport et au plus tard le 1^{er} juillet 2007 en ce qui concerne la distribution.

Pour autant, les dispositions relatives à la séparation des réseaux ne comportent pas une exigence de séparation de propriété des avoirs des réseaux de transport et de distribution de la part de sociétés verticalement intégrées.

3 - Les obligations de service public, la protection des clients finals et l'étiquetage énergétique

Les directives comportent, dès leurs premiers articles, des obligations de service public à un niveau assez élevé : service universel, protection des clients finals, notamment en termes d'information et de transparence des contrats, sécurité

d'approvisionnement. Un étiquetage concernant l'électricité prévoit en outre l'obligation de fournir des informations sur les sources d'énergie utilisées par le fournisseur, les émissions de CO₂ et les déchets.

4 - L'accès aux installations de stockage pour le gaz

Outre l'accès des tiers au réseau (ATR), la directive gaz prévoit un accès au stockage, soit régulé avec des tarifs publiés, soit négocié.

5 - Le rôle des régulateurs

Tant le règlement que les directives consacrent et renforcent le rôle des régulateurs dans le processus d'ouverture des marchés. À la différence des textes communautaires précédents, les compétences et devoirs des régulateurs y sont largement détaillés et concernent notamment la supervision de la gestion des interconnexions et des éventuelles congestions, de l'accès au réseau ou aux stockages et des contrats y afférant, de la dissociation comptable, des tarifs et le règlement des éventuels différends, etc. Ils doivent en outre publier un rapport sur leurs actions.

Plus généralement, les autorités de régulation doivent contribuer au développement du marché intérieur en veillant à maintenir un bon niveau de visibilité sur leur marché et de concurrence entre les entreprises tout en agissant avec la Commission européenne de manière transparente.

À cet effet, un comité consultatif de régulateurs sera créé par la Commission. Outre son rôle de conseil auprès d'elle, ce comité aura notamment pour but d'encourager la coopération et la coordination entre régulateurs nationaux, de promouvoir le développement du marché intérieur de l'électricité et du gaz, et de favoriser une application cohérente des directives dans tous les États membres.

Source : CRE.

Il convient de rappeler, pour les deux énergies, que la concurrence ne se mesure pas seulement d'après le taux d'ouverture légale d'un marché. Plusieurs critères quantitatifs doivent être combinés, en prenant garde à la nature des données utilisées (fragilité des indices fondés sur des échantillons étroits, poids très variable de la fiscalité dans les prix...). À ce stade de

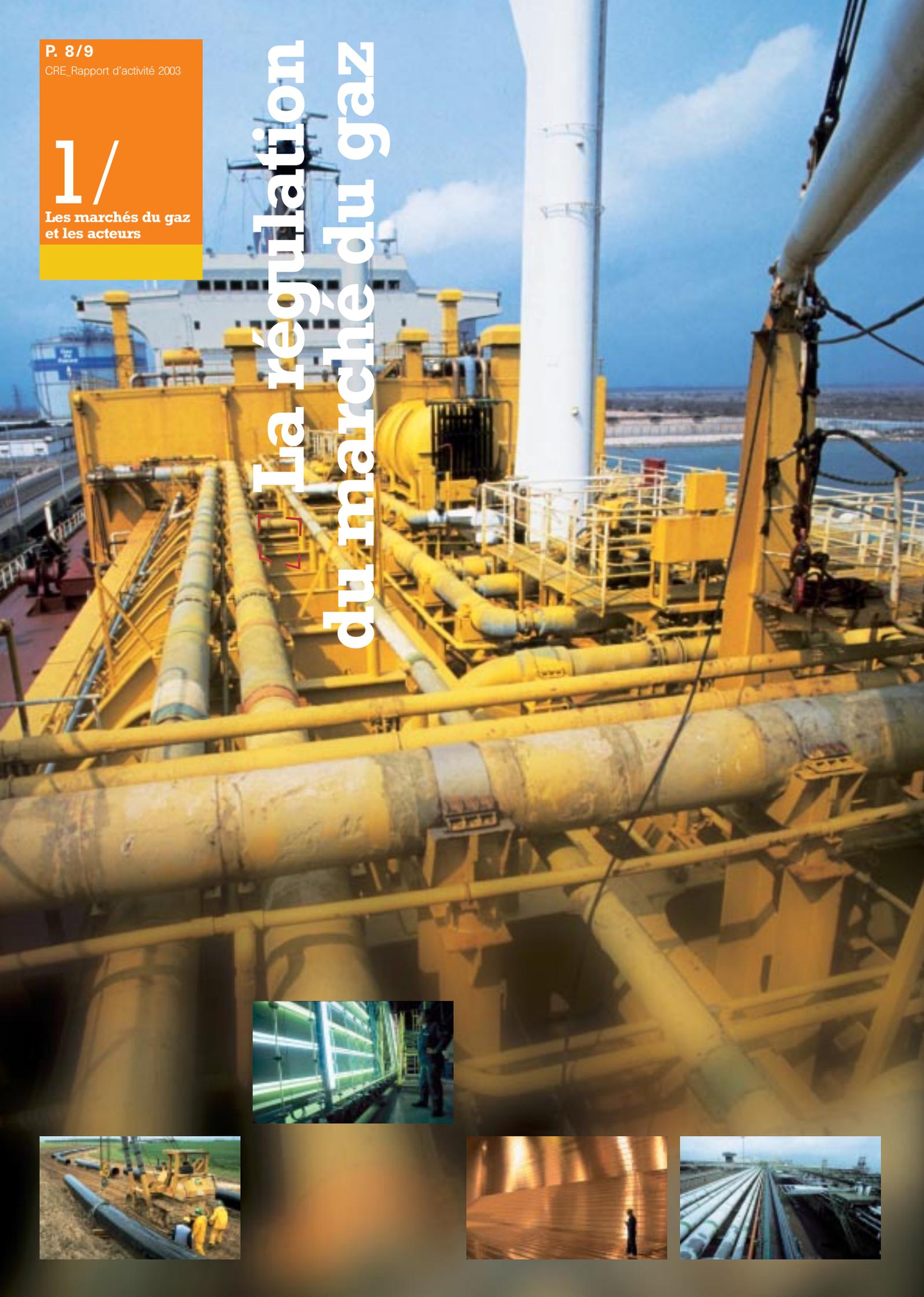
l'ouverture, des critères qualitatifs devraient aussi être utilisés, recourant à une appréciation critique de la réalité du fonctionnement du marché : degré de transparence, indépendance des gestionnaires de réseaux, existence du régulateur...



1/

Les marchés du gaz
et les acteurs

La régulation du marché du gaz



1_Les marchés du gaz et les acteurs

II Le marché du gaz

1 > La problématique de l'offre de gaz et de la concurrence en Europe

La concurrence se heurtera à de nombreux obstacles que l'adoption des mesures de transposition des directives ne suffira pas à éliminer.

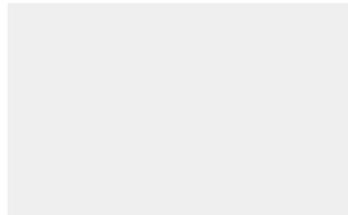
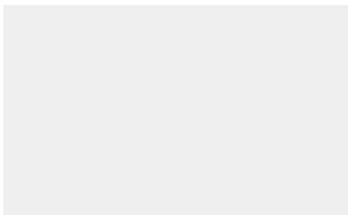
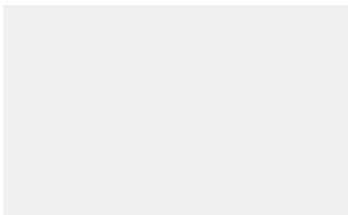
La structure de l'offre de gaz en Europe est traditionnellement encadrée par des contrats d'importation à long terme, s'accompagnant de pratiques commerciales restrictives. Elle est concentrée entre les mains d'un petit nombre d'acteurs, tant en ce qui concerne la production dans l'Union européenne que les fournitures importées.

Au cours des trente dernières années, le marché européen du gaz s'est, en effet, organisé au profit des producteurs et des opérateurs. Les premiers souhaitaient obtenir des engagements d'achat à long terme, indispensables au financement d'infrastructures très lourdes de production et de transport. Les opérateurs nationaux désiraient avoir la garantie d'un prix compétitif du gaz, en contrepartie des engagements d'achat qu'ils étaient en mesure de prendre, en raison du monopole dont ils bénéficiaient généralement.

Ce mode de fonctionnement de la chaîne gazière, s'il a permis de garantir la sécurité des débouchés, pour l'amont, et celle des approvisionnements, pour l'aval, a laissé cependant peu de place à la concurrence, les prix des grands contrats étant fixés à parité avec ceux des produits pétroliers de qualité comparable, compte tenu du caractère substituable des consommations de gaz naturel et de pétrole.

Dans un tel contexte, la mise en place d'une nouvelle organisation du marché du gaz, offrant des garanties suffisantes aux acteurs de l'amont et de l'aval, mais pouvant permettre l'émergence d'une concurrence « gaz-gaz », avec des modes de fixation des prix résultant de la confrontation de l'offre et de la demande de gaz, peut laisser espérer des évolutions.

L'apparition de « hubs » et de marchés spot gaziers en Grande-Bretagne et, plus récemment en Belgique et aux Pays-Bas, montre qu'une telle organisation est possible. Sous réserve du respect de critères de transparence et de liquidité, ces nouveaux marchés peuvent progressivement permettre d'assurer des échanges entre un plus grand nombre d'intervenants sur le marché. Ils peuvent servir de référence et de support pour le développement de nouveaux projets gaziers d'approvisionnement de l'Europe impliquant des investissements importants.



1/

Les marchés du gaz et les acteurs

A - La dépendance d'une offre lointaine et très concentrée

Alors que l'Union européenne est globalement autosuffisante en électricité, elle est fortement dépendante, pour le gaz, de ressources extérieures (Algérie, Norvège, Russie, Nigeria), le degré de dépendance étant très variable de pays à pays. Les importations de gaz représentent, aujourd'hui, 46 % des besoins de l'UE et devraient s'élever à près de 70 % en 2020. Seuls la Grande Bretagne, les Pays-Bas et le Danemark sont encore autosuffisants, voire exportateurs de gaz, certains pays, en particulier la France et l'Espagne étant, en quasi-totalité, tributaires des importations (voir figure 1).

Trois pays, l'Algérie, la Russie et la Norvège fournissent environ 95 % du gaz importé, les exportations des deux premiers étant confiées à des monopoles nationaux, respectivement Sonatrach et Gazprom. L'approvisionnement à partir de ces sources de gaz implique le montage de grands projets - chacun coûtant plusieurs milliards d'euros - tant pour le développement des gisements que pour les infrastructures de transport (canalisations et/ou chaînes de GNL).

B - Un mécanisme contractuel cloisonnant les marchés

Le financement des grands projets gaziers nécessite la mise en œuvre d'une couverture convenable des risques liés à l'utilisation des capacités de production et de transport, par le recours à des contrats de long terme - de 20 à 25 ans - matérialisant des engagements sur les flux de gaz (contrats dits « take-or-pay » pour la commercialisation du gaz et « ship-or-pay » pour son transport). Ces contrats sont construits de manière à ce que

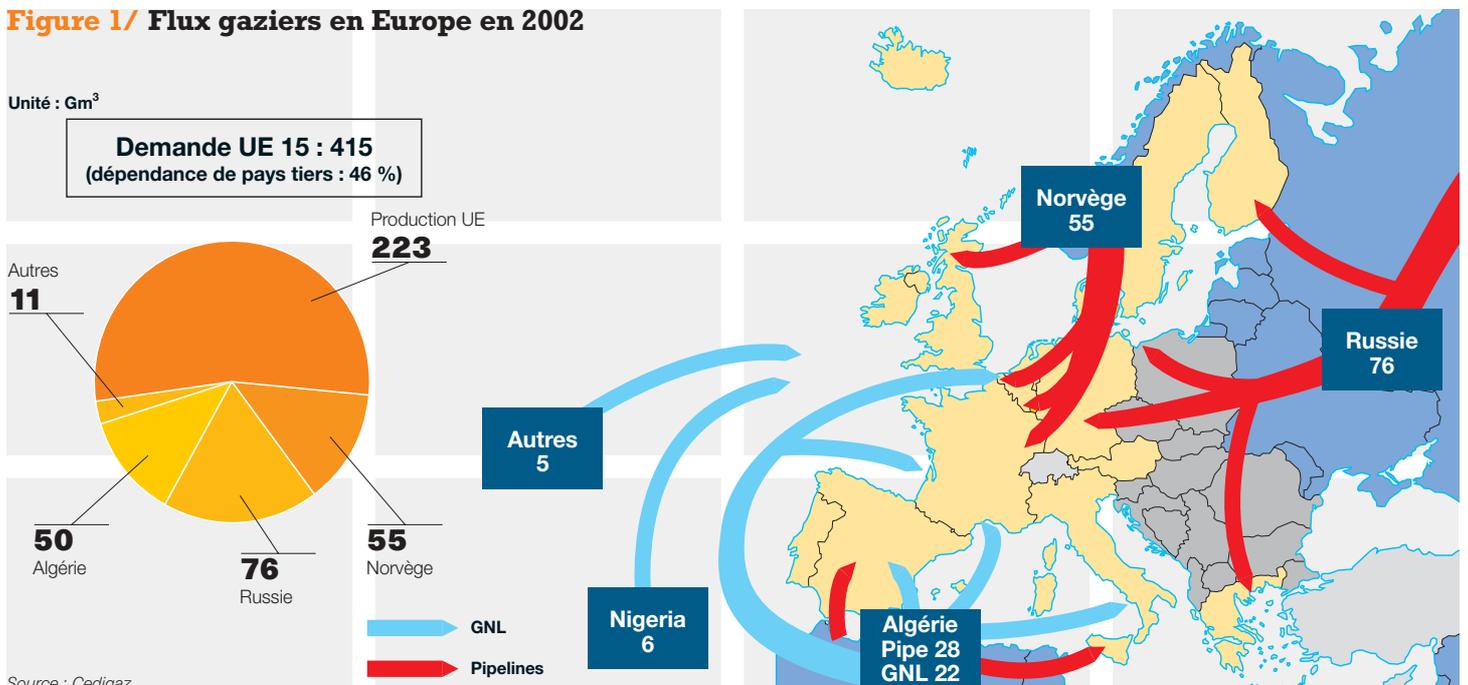
le prix du gaz, rendu dans chaque pays consommateur, soit compétitif avec celui des énergies substituables, en particulier les produits pétroliers. Les prix « départ champs » sont donc différents suivant la destination finale du gaz. Ce mécanisme, dit de « netback » est favorable aux acheteurs les plus éloignés et il s'accompagne en contrepartie d'une clause, dite « de destination », interdisant aux clients finals la revente du gaz sur le parcours intra-européen, ce qui interdit presque complètement toute concurrence entre opérateurs.

La nature anticoncurrentielle des clauses « de destination » a bien été relevée par la Commission européenne qui les a déclarées illégales, sans toutefois s'opposer au principe des contrats à long terme. Leur abrogation pourrait cependant se révéler insuffisante pour permettre le décloisonnement des marchés. En effet, il est probable que, dans la pratique, les grands exportateurs seront à même de contourner la difficulté en transportant leur gaz jusqu'aux pays de consommation finale, pour garder leurs parts de marché. Ils n'ont, en outre, aucun intérêt à faciliter une concurrence « gaz-gaz ».

C - La faiblesse des disponibilités de court et moyen terme

En Europe continentale, où la consommation actuelle est d'environ 400 Gm³/an, le gaz disponible à court et moyen terme, susceptible d'alimenter les marchés « spot » de gaz, est limité. Il provient, d'une part, des productions domestiques actuelles non engagées dans le cadre de contrats à long terme - soit aujourd'hui 15 Gm³/an en provenance de la Grande-Bretagne - ainsi que de productions domestiques nouvelles, situées essentiellement en Norvège, qui devraient progres-

Figure 1/ Flux gaziers en Europe en 2002



sivement atteindre 30 Gm³/an à l'horizon 2010. La forte concentration de la production de gaz en Europe, dans laquelle 80 % des volumes sont produits par 10 sociétés, ne constitue pas un élément favorable à un foisonnement de l'offre de court et moyen terme.

À ces quantités viennent s'ajouter, d'autre part, les disponibilités en GNL en excédent des flux contractuels dédiés à long terme, qui représentent aujourd'hui environ 5 Gm³/an et pourraient atteindre 15 Gm³/an en 2010. Ces quantités « spot » de GNL font l'objet d'arbitrages à court terme entre les principaux marchés consommateurs (Europe, États-Unis, Japon, Corée), en fonction des niveaux de prix en vigueur sur ces marchés.

Ainsi, c'est seulement 5 à 10 % des besoins européens qui peuvent être alimentés par des ressources plus fluides et parfois moins coûteuses que les ressources contractées à long terme.

2 > L'évolution de la demande de gaz en Europe

A - La demande dépend fortement des disponibilités propres de chaque pays

Compte tenu du caractère substituable du gaz et de l'importance des coûts de transport dans la formation de son prix, la part du gaz dans le bilan énergétique est étroitement corrélée au niveau de la production nationale ou de la production proche, comme l'illustrent les Pays-Bas et la Belgique.

Cette situation entraîne des disparités importantes, de pays à pays, la place du gaz dans les bilans d'énergie primaire variant de près de 50 % pour les Pays-Bas à seulement 14 % pour la France, la moyenne européenne étant d'environ 21 %.

B - La croissance des consommations est essentiellement portée par les centrales électriques

C'est essentiellement la part de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité qui explique les principales différences dans l'utilisation du gaz entre pays. Jusqu'au début de la décennie 90, cet usage du gaz n'était pas considéré comme prioritaire et restait largement fonction des ressources et de la politique énergétique propres de chaque pays.

L'apparition des nouvelles technologies des centrales à cycles combinés et de la cogénération au gaz, autorisant des rendements thermiques élevés - respectivement 55 à 60 % pour les cycles combinés et 85 à 95 % pour les meilleures cogénérations - a considérablement élargi à l'électricité le champ des utilisations « préférentielles » du gaz naturel.

Ainsi, on estime aujourd'hui que la croissance de la demande de gaz proviendra, dans les années à venir, pour plus de 50 % des besoins, de la production d'électricité en Europe. En parallèle, les nouvelles capacités de production d'électricité, faisant appel à ces technologies, devraient représenter environ 50 % de l'accroissement du parc de production d'électricité européen.

La demande de gaz, hors centrales électriques, s'exerce dans un large spectre d'utilisations, couvrant les secteurs de l'industrie, du tertiaire et des ménages.

Globalement, la consommation gazière de l'Union européenne, de 415 Gm³ en 2002, pourrait atteindre environ 500 Gm³ en 2010, soit une croissance moyenne légèrement supérieure à 3 % par an.

C - La demande de gaz est fortement saisonnalisée

En raison de la compétitivité du gaz naturel pour l'usage « chauffage », qui constitue le besoin essentiel des secteurs tertiaire et domestique, la demande de gaz est fortement saisonnalisée dans les pays où cet usage s'est développé. Généralement, dans des conditions climatiques moyennes, la consommation de ces secteurs, au cours des cinq mois de novembre à mars, représente près des deux tiers de la demande annuelle. La pointe d'émission journalière d'hiver y est plus de deux fois supérieure au débit journalier moyen.

Cette contrainte rend nécessaire le recours à des moyens de couverture de ces besoins saisonniers, tant en volume qu'en pointe, en fonction de la situation propre de chaque pays et de sa disponibilité en instruments techniques de flexibilité :

- l'utilisation du potentiel supplémentaire de production des champs gaziers, à travers les souplesses des contrats de fourniture à long terme ;
- le recours aux stockages souterrains de gaz et/ou aux stockages de GNL ;
- l'accès aux marchés spot de fourniture de gaz ;
- l'interruption des consommations industrielles de gaz des utilisateurs disposant d'une alimentation alternative.

Du point de vue économique, il est évidemment souhaitable de mettre en œuvre ces moyens au plus près des consommateurs finals, de manière à limiter la distance d'acheminement, dans les réseaux de transport, des débits supplémentaires de gaz qui leur sont destinés en période d'hiver. À cet égard, le stockage souterrain, situé à proximité des grands centres de consommation, constitue une solution optimale.

Tableau 4/ Consommation de gaz et dépendance des importations dans l'UE en 2001

Pays	consommation par habitant (mètres cubes)	% de gaz dans le bilan énergétique	% production de gaz / consommation de gaz
Danemark	949	23	165
Pays-Bas	3 132	48	156
Grande-Bretagne	1 665	40	113
Italie	1 214	33	23
Allemagne	1 180	22	22
Autriche	953	24	22
France	753	14	4
Espagne	448	13	3
Belgique	1 510	23	-

D - L'accès aux services de modulation, complément indispensable de l'accès aux réseaux

La forte saisonnalité des consommations de gaz rend nécessaire le recours à des moyens de couverture des besoins supplémentaires d'hiver, tant en ce qui concerne les pointes de consommation (débits journaliers) que les volumes cumulés au cours de la période hivernale.

À l'exception des pays qui disposent de gisements producteurs, proches de leurs marchés, et dont le potentiel de production peut absorber une grande partie des variations de consommations saisonnières, c'est au stockage souterrain qu'il est fait appel, en priorité, pour remplir cette fonction.

Les stockages de gaz constituent donc un élément indissociable du système de transport auquel ils sont connectés et dont ils permettent d'optimiser l'utilisation sur l'ensemble de l'année. À ce titre, ils constituent un complément indispensable de l'accès aux réseaux, soit sous la forme d'un accès direct aux capacités de stockage, soit d'un accès à un service de modulation offert par l'opérateur de stockage. Le projet de nouvelle directive rend bien compte de cette réalité en prévoyant un accès des tiers aux stockages, sous une forme régulée ou négociée.

Les grands stockages souterrains de gaz, en particulier en Allemagne et en France, ayant été développés par les opérateurs historiques (Ruhrgas, GDF, Total), il importe que les régulateurs veillent à ce que les conditions d'accès des nouveaux entrants, aux stockages ou aux services associés de modulation et d'équilibrage, s'effectuent sur une base transparente et non discriminatoire.

Les stockages doivent être, en priorité, affectés à la desserte des clients des secteurs tertiaire et domestique, pour lesquels l'approvisionnement revêt le caractère d'un service public. Mais, il est également indispensable que tous les fournisseurs de la clientèle industrielle éligible aient accès, dans des conditions transparentes et non discriminatoires, aux services de modulation et d'équilibrage. Les fournisseurs historiques continuent, en effet, à en faire bénéficier les clients industriels n'ayant pas fait jouer leur éligibilité.

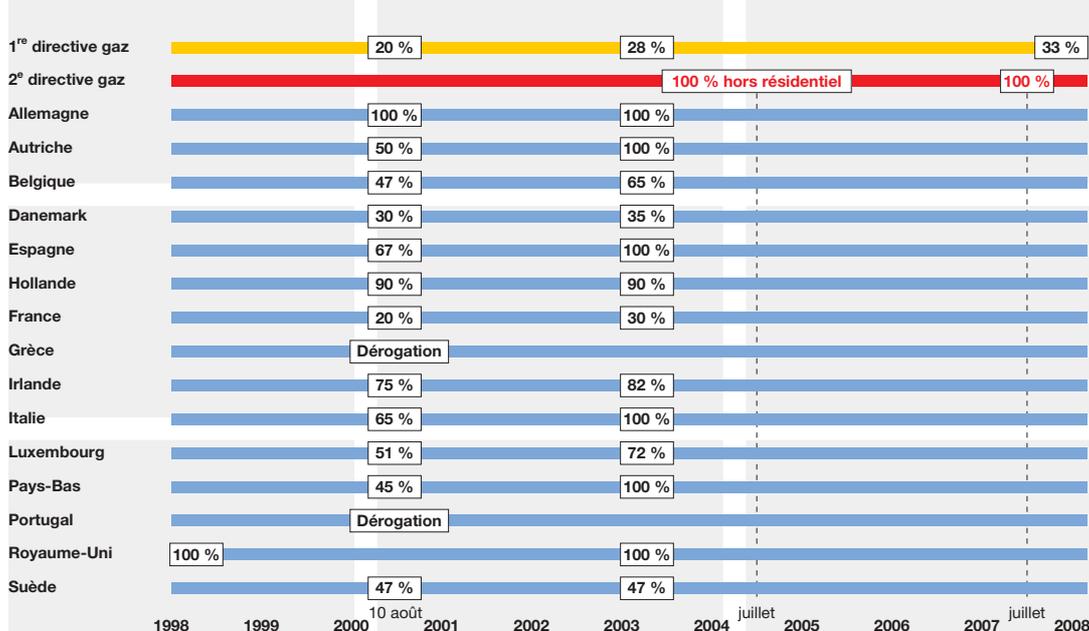
3 > L'ouverture des marchés européens

A - Une accélération du calendrier d'ouverture légale

La directive 98/30/CE avait fixé un calendrier d'ouverture légale des marchés des États membres, comportant une transition de huit années, les seuils minimaux d'ouverture étant de 20 % en 2000, 28 % en 2003 et 33 % en 2008.

En réalité, à l'exception de la France, l'ensemble des pays de l'Union européenne ont adopté, dans leurs législations respectives, des taux d'ouverture supérieurs à ceux fixés par la directive de 1998. Ainsi, la Grande-Bretagne, l'Allemagne, l'Autriche, l'Espagne, les Pays-Bas et l'Italie ont-ils aujourd'hui des taux d'ouverture déclarés de 100 %, en anticipation des dispositions prévues par la nouvelle directive, qui prévoit une accélération de l'ouverture, avec une éligibilité, sans considération de seuil de consommation, des secteurs industriel et tertiaire à mi-2004, et une éligibilité totale à mi-2007 (voir figure 2).

Figure 2/ Calendrier d'ouverture des marchés gaziers en Europe



B - Un grand décalage entre ouverture théorique et concurrence réelle

Il existe un grand décalage entre l'ouverture théorique et la situation réelle de la concurrence entre fournisseurs de gaz, telle que peuvent la traduire les taux d'ouverture réels des marchés, souvent illustrés par le rapport entre la consommation des clients éligibles ayant changé de fournisseur et la consommation totale des clients éligibles.

Par ailleurs, le critère de changement de fournisseur n'est pas représentatif à lui seul d'une véritable concurrence : ainsi, dans certains pays (Italie et Espagne), des fournitures de gaz, précédemment assurées par l'intermédiaire des opérateurs gaziers historiques, ont été transférées directement à des producteurs d'électricité, sans véritable impact sur les prix du gaz, et, en pratique, sans manifester ainsi une intensification de la concurrence vers les autres consommateurs.

L'appréciation de la concurrence devrait reposer sur une multitude de critères. Certains sont de nature quantitative : la part de marché légalement ouverte doit ainsi être pondérée par les quantités légalement ouvertes à la concurrence ; le nombre de clients ayant quitté l'opérateur historique ou ses démembrements doit être analysé en distinguant les clients ayant pu recourir à un fournisseur européen de ceux ayant pu recourir à un fournisseur national, etc. D'autres critères, qualitatifs, sont cruciaux pour apprécier la réalité de l'ouverture : existence d'un régulateur indépendant spécialisé jouissant des compétences nécessaires ; existence concrète d'un droit d'accès des tiers aux réseaux ; existence d'un droit d'accès aux stocks ou à la modulation ; existence d'une transparence réelle sur les conditions d'utilisation

des réseaux. En recourant à cette approche multicritère, que la CRE presse l'Union européenne d'adopter dans ses études comparatives, on peut mesurer combien est long et ardu le chemin vers un marché européen ouvert, en dépit des déclarations de principes des États.

Il est donc encore difficile de recueillir des informations fiables sur les niveaux d'ouverture réels des marchés européens. À fin 2001, la situation générale de l'ouverture peut être résumée de la manière suivante (voir tableau 5) :

- dans le secteur industriel, comprenant les centrales électriques, trois groupes de pays peuvent être identifiés :
 - les deux principaux pays producteurs de gaz de l'Union européenne, la Grande-Bretagne et les Pays-Bas se distinguent par une ouverture réelle importante, avec, respectivement, plus de 80 % et plus de 50 % des sites industriels ayant changé au moins une fois de fournisseur ;
 - certains pays apparaissent comme particulièrement fermés à la concurrence nonobstant des taux légaux élevés ; c'est le cas en particulier de l'Allemagne, de l'Autriche, de la Belgique et du Danemark ;
 - dans l'ensemble des autres pays, y compris en France, 20 à 30 % des consommations de la grande industrie et des centrales électriques sont approvisionnées par d'autres fournisseurs depuis l'ouverture ;
- dans les secteurs tertiaire et domestique, seule la Grande-Bretagne présente un bilan d'ouverture significatif, avec un taux de changement de fournisseur compris entre 30 et 50 % ; dans les autres pays ayant mis en œuvre une ouverture légale de ces secteurs avant 2003 (Allemagne, Italie), les

taux constatés en 2001 sont encore très faibles. Il convient également de procéder à un examen de l'évolution des prix du gaz pour la clientèle éligible dans les différents pays d'Europe, pour mieux évaluer les effets de l'ouverture du marché. Les premières indications découlant des enquêtes de la Commission européenne font état d'une baisse sensible des prix au bénéfice de la clientèle éligible, sans qu'il soit toutefois possible de corréliser le niveau de la baisse et le taux d'ouverture réelle des différents marchés.

Les prix du gaz à la clientèle industrielle européenne restent cependant fortement corrélés avec ceux du pétrole, en raison du poids des contrats d'approvisionnement à long terme, eux-mêmes étant indexés sur les prix du pétrole brut et des produits pétroliers. Ce parallélisme des évolutions est observable, en particulier dans les pays d'Europe continentale (voir figure 3).

C - Les facteurs essentiels d'une ouverture effective des marchés

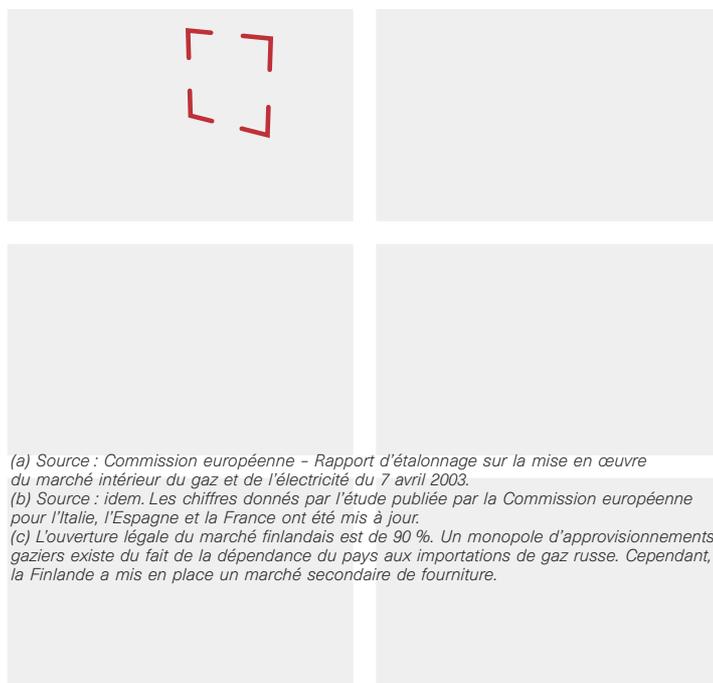
Le choix des modalités de mise en œuvre de l'ouverture des marchés gaziers, dans les limites particulièrement larges que la directive de 1998 laisse à l'initiative des États membres et des régulateurs nationaux, constitue l'élément essentiel permettant le passage d'une ouverture légale, souvent importante mais purement notionnelle, à une ouverture réelle marquée par une véritable concurrence s'exerçant entre un nombre suffisant d'acteurs sur le marché considéré.

Ces modalités portent sur tous les termes de l'offre de gaz : approvisionnement et fourniture, tarification de l'ATR, conditions de l'offre de modulation, séparation des activités des anciens opérateurs intégrés...

Tableau 5/ Taux d'ouverture des marchés gaziers européens

	Taux d'ouverture légale ^(a) avril 2003	Marché éligible ^(b) (Gm ³)
Royaume-Uni	100 %	93,8
Allemagne	100 %	77
Italie	100 %	72
Pays-Bas	60 %	22,3
Espagne	100 %	22,1
France	30 %	12,5
Belgique	59 %	8,5
Autriche	100 %	7
Irlande	82 %	3
Danemark	35 %	1,7
Luxembourg	72 %	0,5
Suède	47 %	0,4
Finlande	(c)	(c)
Grèce	Dérogation	
Portugal	Dérogation	

Source : DG TREN/CE.



1/

Les marchés du gaz et les acteurs

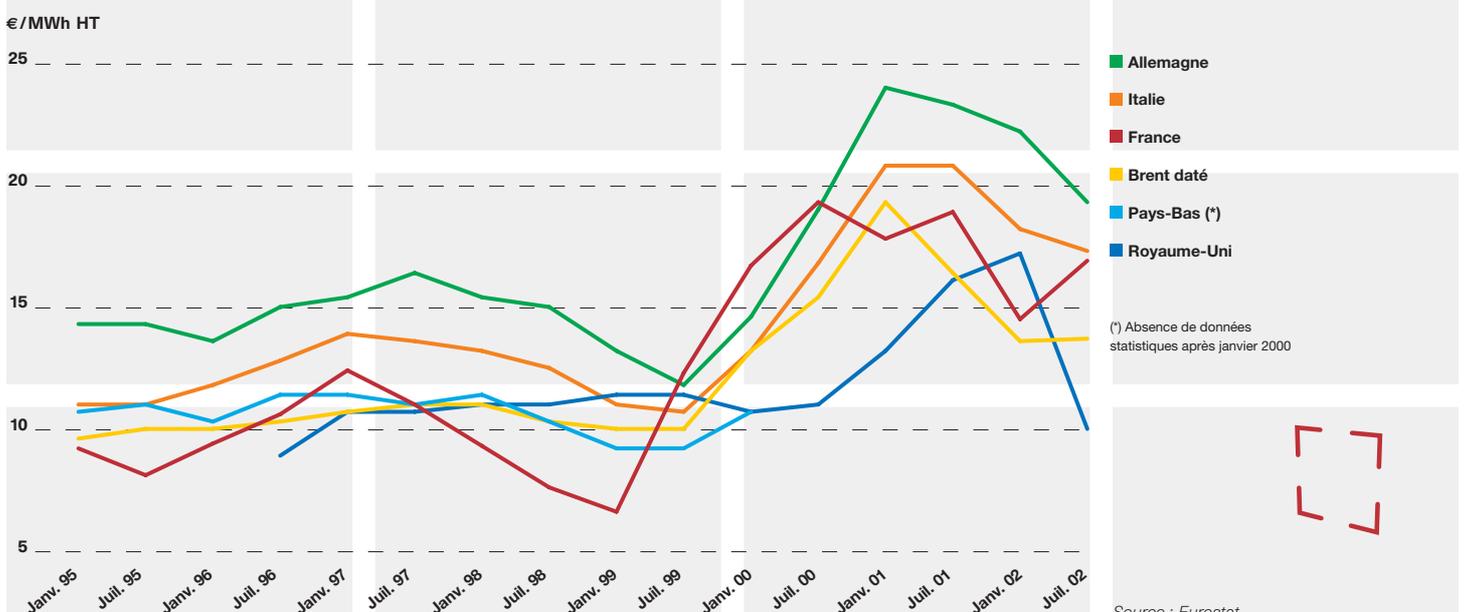
On constate, à cet égard, une grande dispersion dans les options retenues dans chaque pays, qui peuvent être résumées de la manière suivante :

- pour faciliter l'émergence de nouveaux fournisseurs de gaz, réduire la position dominante des opérateurs historiques et ainsi faciliter le développement de la concurrence, certains pays ont introduit, pour une durée de plusieurs années, des programmes de rétrocession, par les opérateurs historiques, d'une partie de leurs portefeuilles de contrats à long terme (« gas release »). Ces dispositions qui ne figurent pas dans la directive de 1998, ni dans le projet de nouvelle directive, ont été incorporées dans les législations des pays concernés. Ainsi, l'Italie et l'Espagne ont introduit les dispositions suivantes dans leurs décrets-lois de transposition de la directive de 1998 :
 - pour l'Italie, la rétrocession porte sur 25 % (2002) à 39 % (2010) des volumes de gaz contractés par l'opérateur historique ENI. Sa part de marché se voit parallèlement ramenée à un maximum de 50 % du marché italien en 2010. Cette rétrocession a pris la forme d'un transfert de droits contractuels d'ENI dans des importations à long terme, au bénéfice, en premier lieu, des plus gros clients industriels, précédemment approvisionnés par l'intermédiaire de sa filiale, la SNAM. Mis en œuvre en 2001, ces transferts de droits ont bénéficié à de gros consommateurs industriels. Ils donnent aussi un accès direct à des importations de gaz aux opérateurs électriques Enel et Edison, ainsi qu'à des sociétés de distribution (Plurigas, Dalmine Energie et Energia). Par ailleurs, ENI s'est engagée à céder une partie des futurs approvisionnements en provenance de

Libye, à GDF, Energia et Edison (à partir de 2004) et de GNL en provenance du Qatar, à Edison (à partir de 2005) ;

- pour l'Espagne, la rétrocession par l'opérateur historique Gas Natural, pendant les trois années 2002, 2003 et 2004, concerne 25 % des importations de gaz naturel en provenance du Maghreb-Europe, soit 2 Gm³/an, la part de marché de Gas Natural étant limitée à 70 % du marché national en 2004. Cette rétrocession s'est effectuée, en 2001, sous la forme d'enchères publiques qui, comme dans le cas de l'Italie, ont très majoritairement bénéficié aux anciens gros clients industriels de Gas Natural/Enagas, en premier lieu, et aux opérateurs électriques, avec 53 % des volumes (Iberdrola 25 %, Endesa 18 %, Hidro-cantabrico 10 %), ne laissant ainsi que 27 % des volumes à deux nouveaux fournisseurs (BP 25 % et Shell 2 %) pour la revente sur le marché des éligibles.
- plus récemment, le gouvernement allemand a imposé, parmi les conditions liées à l'approbation de l'acquisition par E.On d'une participation majoritaire dans Ruhrgas, une rétrocession, sur le marché, de 18 Gm³ de gaz, entre 2003 et 2011. Ces quantités seront réparties en six lots de 3 Gm³, chacun d'eux devant être livré par Ruhrgas à l'adjudicataire sur une période de trois ans, dans le cadre d'appels d'offres, assortis d'un prix « de réserve » égal à 95 % du prix moyen d'importation du gaz en Allemagne ;
- les structures tarifaires de l'ATR diffèrent considérablement de pays à pays. On note cependant une évolution générale vers l'adoption de tarifications de type « entrée-sortie », qui offrent un double avantage pour les utilisateurs : moindre

Figure 3/ Prix du gaz pour les grands industriels en Europe (120 GWh/an)



pénalisation de la distance et facilité de création de « hubs » gaziers et de marchés spot. Ce type de tarification est actuellement utilisé en Grande-Bretagne, en Italie, en France et aux Pays-Bas ; il est en cours de mise en place en Irlande ;

- les modèles de détermination des niveaux tarifaires, dans le cas de l'ATR régulé (obligatoire dans le cadre du projet de nouvelle directive), sont assez sensiblement différents de pays à pays. Les différences constatées portent sur la détermination de la base d'actifs régulés et sur un traitement, différencié ou non, du taux de rentabilité des capitaux, selon qu'il s'agit des investissements existants ou futurs ;
- l'offre de modulation varie également de pays à pays : dans les pays riverains de la mer du Nord, elle est principalement assurée par les champs gaziers et les marchés spot. Dans les autres pays non producteurs, il s'agit soit d'un accès des tiers au stockage, soit d'un service de modulation offert en complément à l'ATR ;
- la séparation des activités des anciens opérateurs intégrés, en particulier du transport, constitue un enjeu important pour un fonctionnement transparent et non discriminatoire de l'ATR. On observe également un large spectre de solutions allant d'une simple séparation comptable (France, Allemagne, Autriche) à une séparation juridique - en anticipation de la nouvelle directive qui la rend obligatoire à mi-2004 - voire patrimoniale (Grande-Bretagne, Pays-Bas, Italie, Espagne...). La séparation réelle varie considérablement selon les pays.

Cette dispersion dans les modalités de mise en œuvre de la directive de 1998 n'est pas particulièrement favorable à l'émergence d'un marché

intérieur unique, offrant un cadre fonctionnel harmonisé aux nouveaux fournisseurs, pour lesquels une action commerciale paneuropéenne constitue un gage de rentabilité.

Les travaux du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), auxquels participe la CRE, visent précisément à créer un cadre de fonctionnement harmonisé et plus homogène pour l'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux instruments de modulation, ce qui répond à une attente importante des parties prenantes.

D - La création des « hubs » gaziers, clé de l'ouverture des marchés

Les « hubs » gaziers et les marchés spot sont appelés à jouer un rôle essentiel dans l'ouverture des marchés, à l'exemple de ce que l'on observe en Grande-Bretagne, où le NBP (National Balancing Point), régi par le code de réseau de l'opérateur Transco, assume une triple fonction :

- assurer l'équilibrage journalier de l'ensemble des transactions sur le réseau, par la mise en œuvre d'un marché d'échanges de volumes physiques. La publication sur écran, en temps réel, des prix de ce marché en garantit la transparence ; la part qu'ont prise les transactions physiques quotidiennes sur ce « hub », par rapport aux livraisons totales, aujourd'hui voisine de 45 %, en garantit la liquidité ;
- servir de support à un marché spot du gaz, organisé par l'International Petroleum Exchange de Londres (IPE), offrant des produits de couverture du risque (futures et options) et publiant des références de prix pour les marchés comptant et à terme. Ces références sont reconnues, sur le marché britannique, par l'ensemble de la profes-

sion et servent de base aux transactions ainsi qu'à l'indexation de contrats à long terme, mettant ainsi fin à des décennies de recours à des indexations sur le prix des produits pétroliers ;

- constituer un débouché direct pour des nouvelles ressources de gaz non dédiées à des contrats à long terme, ce qui constitue la clé de voûte du fonctionnement d'un marché autonome du gaz.

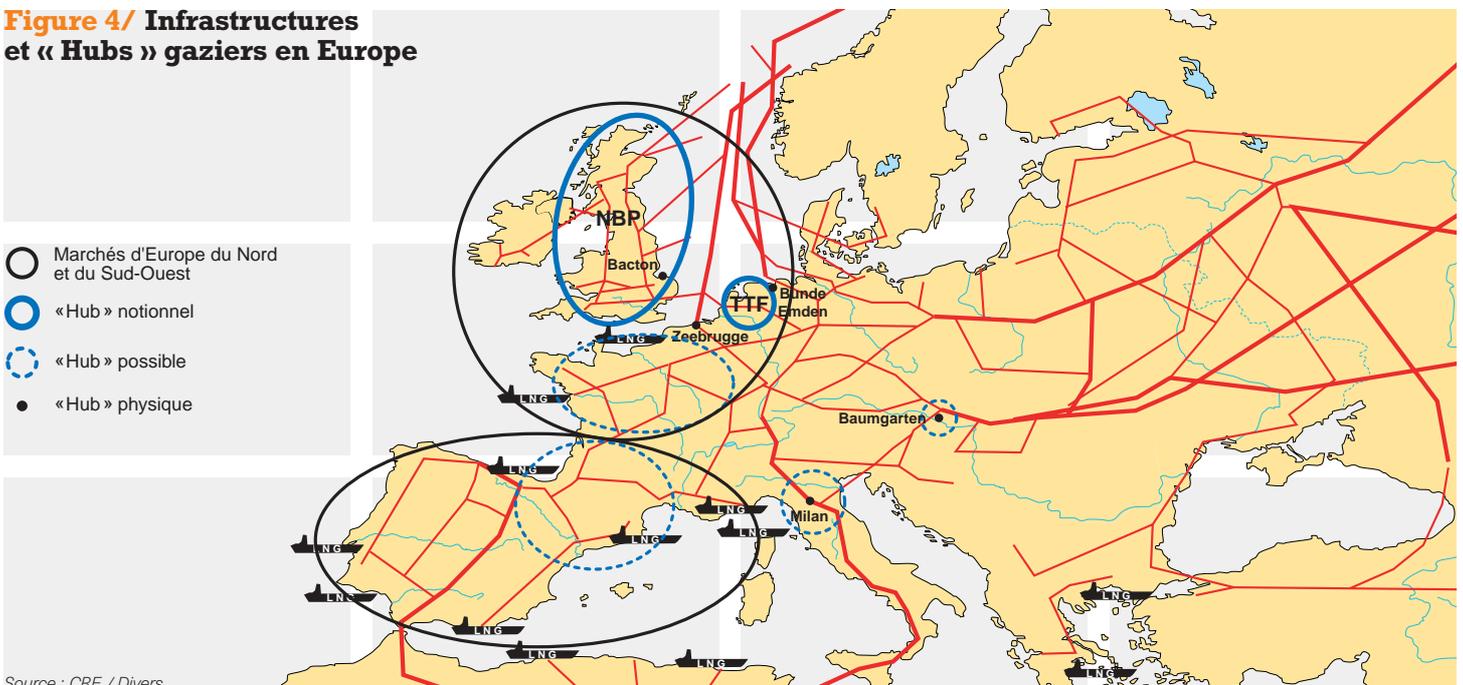
D'autres « hubs » ont été créés plus récemment sur le continent, notamment en Belgique (Zeebrugge), aux Pays-Bas (Bunde), en Allemagne (Emden), aux points de rencontre de grandes canalisations de transport de gaz en provenance de Grande-Bretagne, de Norvège et de Russie. Ces nouveaux « hubs », s'ils ne constituent pas encore des marchés aussi représentatifs et autonomes que le NBP, contribuent à l'ouverture des marchés du nord de l'Europe.

Un maillage des réseaux européens par des « hubs » gaziers, situés en certains points clés des réseaux, en particulier le sud-ouest de la France, le nord de l'Italie, l'est de l'Allemagne et de l'Autriche, pourrait permettre, à la fois, d'accélérer l'ouverture des marchés et de réduire les coûts de transport du gaz en facilitant les « swaps » entre les « hubs », comme on l'observe aux États-Unis (voir figure 4).

La création des « hubs » résulte d'initiatives émanant généralement des opérateurs de réseaux. Elle peut être facilitée par certains choix de régulation, présentant un intérêt particulier du point de vue de la promotion des échanges de gaz au sein d'un même pays, ou de réseau à réseau.

Ces choix portent, en particulier, sur les modalités de fonctionnement suivantes :

Figure 4/ Infrastructures et « Hubs » gaziers en Europe



Source : CRE / Divers.

1/

Les marchés du gaz
et les acteurs

- la mise en œuvre de tarifs de transport de type « entrée-sortie », sans liaison contractuelle entre les souscriptions de capacités à l'entrée et à la sortie, de manière à faciliter le regroupement des transactions en un point central virtuel de négoce ;
- la diversification des durées de réservation des capacités à l'entrée des réseaux, afin de permettre la création d'un marché de capacités mieux adapté au fonctionnement des marchés spot ;
- la garantie d'un accès transparent, simple et non discriminatoire aux services de modulation ;
- la transparence des conditions d'accès aux capacités d'entrée dans les réseaux et les terminaux méthaniers, matérialisée par une publication en temps réel.

En outre, une harmonisation, entre les régulateurs, des conditions de mise en œuvre de ces modalités est souhaitable pour permettre un fonctionnement transfrontalier des « hubs » et faciliter ainsi la constitution d'un grand marché intérieur.

E - La réorganisation de l'amont de la chaîne gazière

Deux principales catégories d'acteurs interviennent dans l'amont : les pétro-gaziers occidentaux et les grands fournisseurs des opérateurs historiques.

a. LES PÉTRO-GAZIERS OCCIDENTAUX

De 1950 à 2000, la filière gazière européenne s'était intégrée verticalement de l'amont (production) à l'aval (transport/distribution). Ainsi, plus des deux tiers du marché global du gaz de l'Union européenne (360 Gm³/an) étaient-ils alimentés par des filiales des pétro-gaziers, GDF constituant une exception notable de ce point de vue (cf. tableau 6). Ces participations avaient initialement pour objet

de permettre aux producteurs d'assurer le placement de leurs ressources (Groningue, mer du Nord, Italie, Allemagne du Nord...) dans les meilleures conditions possible, tant en termes de débouchés que de valorisation.

Si cet objectif d'accès aux débouchés continue de prévaloir aujourd'hui - il est même renforcé en raison du poids croissant des productions de gaz dans l'activité des sociétés pétrolières -, la stratégie des sociétés a cependant très sensiblement évolué avec l'ouverture des marchés :

- l'accès direct au marché est recherché par la création, au sein des sociétés, d'entités de négoce responsables de la commercialisation, du trading et des approvisionnements. Ces nouvelles entités entrent ainsi en concurrence avec les anciens opérateurs intégrés, ce qui incite les pétro-gaziers à dénouer leurs positions patrimoniales antérieures (cas des Pays-Bas et de l'Allemagne notamment) ;
- la diversification dans le domaine de la production d'électricité est parfois recherchée, en particulier pour permettre des arbitrages sur les marchés énergétiques (Shell, BP, Total, Repsol...) via des filiales de trading ;
- un repli des pétro-gaziers du secteur régulé de la chaîne gazière (transport, distribution) est constaté, soit que la rentabilité de ces activités - désormais encadrée par les régulateurs - soit jugée insuffisante, soit encore que les lois gazières imposent une indépendance juridique ou patrimoniale des gestionnaires de réseaux (Grande-Bretagne, Italie, Espagne).

Cette évolution peut être illustrée par les exemples suivants, intervenus récemment, concernant des modifications dans l'actionnariat de grandes

Tableau 6/ Part des compagnies pétro-gazières dans les principales sociétés de transport-commercialisation en Europe en 2001

Pays	Sociétés	Actionnaires pétro-gaziers	Ventes (Gm ³ /an)
Pays-Bas	GASUNIE*	25 % Shell 25 % ExxonMobil	80
Allemagne	RUHRGAS*	25,6 % BP 14,9 % Shell 21,3 % ExxonMobil	54
	THYSENGAS	25 % Shell	7
	BEB	50 % ExxonMobil 50 % Shell	16
Italie	SNAM	100 % ENI	63
Espagne	ENAGAS	47 % Repsol	18
Belgique	DISTRIGAZ	17 % Shell	21
France	GSO	70 % Total	3,6
	CFM	45 % Total	9

* Situation avant les évolutions intervenues en 2002 dans l'actionnariat des sociétés.

sociétés gazières européennes :

- Allemagne : cession en 2001 par BP à E.On de sa participation de 25,6 % dans Ruhrgas, puis en 2003, rachat de la totalité du capital de Ruhrgas par E.On ;
- Grande-Bretagne : scission en 2000 de BG et de Transco (devenu Lattice) puis fusion de Lattice avec National Grid (opérateur du réseau de l'électricité) en 2002 ;
- Pays-Bas : restructuration en 2002 de Gasunie - Shell et ExxonMobil acquérant chacun 50 % de l'activité négoce et l'Etat néerlandais reprenant seul l'activité de transport -, dévolue à la société Gastransport Services, dans la perspective d'une possible privatisation ultérieure ;
- Italie : part d'ENI dans l'activité réseau de sa filiale de transport SNAM Rete Gas, ramenée de 100 % à 60 % en 2001 et décision du régulateur de réduire cette participation à 38 % en 2003 ;
- Espagne : ouverture du capital d'Enagas (opérateur du réseau de transport), la participation combinée de Repsol, Gas Natural et de la Caixa étant ramenée à 35 % en 2002 ;
- Portugal : annonce par le gouvernement de la prochaine fusion de Electricidade de Portugal (EDP) et de Gas de Portugal (GDP), avec rapprochement des deux gestionnaires de réseaux pour donner naissance à une gestion intégrée.

b LES GRANDS FOURNISSEURS DES OPÉRATEURS

HISTORIQUES

Ces fournisseurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil) ont, à travers les contrats « take-or-pay » et une politique d'alignement des prix rendus (« netback »), tissé des liens bilatéraux durables avec chacun des opérateurs de transport et de distribution. Cette stratégie leur a permis d'assurer le financement

des infrastructures de production et de transport de gaz dans leurs propres pays, tout en gardant la maîtrise de la commercialisation aussi loin que possible en aval.

Pour des raisons compréhensibles, on constate que la réponse des trois grands producteurs à l'ouverture du marché gazier européen est plutôt de renforcer le lien qui les unit à leurs acheteurs historiques, en mettant en œuvre des politiques de partenariat.

Gazprom, tout d'abord, avec 33 Tm³ de réserves, soit 23 % des réserves mondiales, ambitionne de quasiment doubler son potentiel d'exportation vers l'Europe occidentale (200 Gm³/an à l'horizon 2020). Les besoins de financement pour couvrir un tel programme sont considérables (6 à 8 milliards d'euros/an), tant pour le développement des champs que pour les canalisations (dont le Yamal-Europe).

Aussi Gazprom s'est-il engagé dans un ensemble de partenariats stratégiques avec :

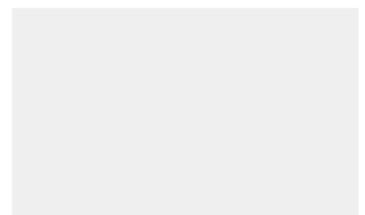
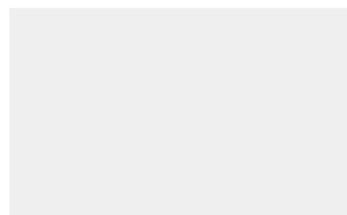
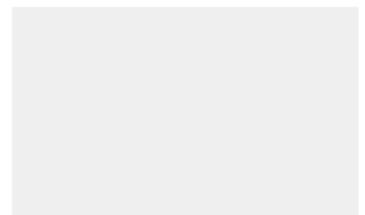
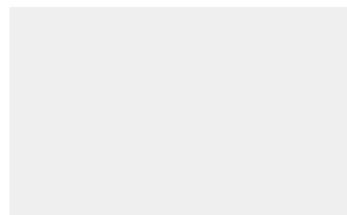
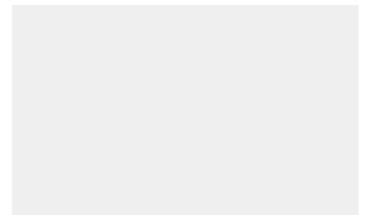
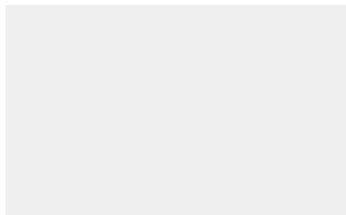
- Shell pour une série de projets d'exploration, de production et de transport de gaz et de production d'électricité (1997) ;
- ENI, pour le développement des gisements de la région d'Astrakan (1998) ainsi que pour la construction de la conduite « Blue Stream » à travers la Mer Noire pour approvisionner la Turquie (16 Gm³/an) ;
- GDF, Ruhrgas, Wintershall et SNAM pour la construction du tronçon du Yamal-Europe devant contourner l'Ukraine (2000). Dans sa phase initiale, ce gazoduc aurait une capacité de 20 Gm³/an, devant être portée à 60 Gm³/an en phase ultime ;
- Total et Conoco/Phillips pour l'étude du déve-

loppement et du transport du gaz de Sthokmanovskoye, en Russie.

La portée réelle de ces accords semble aujourd'hui limitée et il est vraisemblable que Gazprom restera enclin à commercialiser directement ses ressources de gaz auprès de ses grands acheteurs historiques (Ruhrgas, GDF, SNAM) plutôt qu'à rechercher des canaux concurrents. Aussi, et bien que son engagement dans Wingas (65 % Wintershall, 35 % Gazprom) en Allemagne et dans Promgas en Italie (association ENI-Gazprom pour vendre 2 Gm³/an à Edison) traduise un certain intérêt pour un accès plus direct au marché, il paraît difficile de tirer des conclusions de portée générale de ces deux cas particuliers.

Sonatrach, en second lieu, avec 3,8 Tm³ de réserves, exporte aujourd'hui environ 50 Gm³/an vers la France, l'Italie et l'Espagne, à la fois sous forme de GNL (22 Gm³/an) et par canalisation (28 Gm³/an). Elle semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations, avec un objectif de 100 Gm³/an en 2020, par le canal de partenariats avec les pétro-gaziers et avec ses acheteurs historiques, en vue de conserver un certain accès à la rente aval nonobstant l'ouverture du marché européen du gaz. La stratégie de Sonatrach est ainsi de prendre des participations dans des projets industriels consommateurs de gaz :

- en 1995, Sonatrach et BP ont créé une association pour développer les réserves de la zone d'In Salah, dont le potentiel est d'environ 10 Gm³/an, qui devaient être commercialisés en association. BP a dû se retirer en 2001 de l'activité de commercialisation à la demande de la Commission européenne, fermement opposée aux schémas de commercialisation conjointe de la part des producteurs ;



1/

Les marchés du gaz et les acteurs

- en 2000, Sonatrach et Cepsa (Total 45 %) ont constitué une société pour promouvoir la construction d'une nouvelle canalisation d'exportation via l'Espagne, le Medgas, dont le tracé - Oran-Almería - éviterait le Maroc. D'autres partenaires (ENI, Total, GDF...) se sont récemment joints au projet ;
- en juin 2000, GDF et Sonatrach ont conclu un accord de coopération prévoyant, notamment, la création d'une entité commune pour commercialiser 1 Gm³/an de GNL supplémentaire en Europe ;
- début 2001, GDF s'est associé avec Sonatrach et Petronas pour l'exploration et le développement du bassin gazier d'Ahnet, au sud d'In Salah. Le potentiel de la zone est estimé à 140 Gm³ de réserves - soit environ 7 Gm³/an sur 20 ans - et la participation de GDF est de 25 % ;
- en 2002, Sonatrach et Cepsa ont conclu un accord prévoyant la commercialisation via Cepsa de gaz naturel algérien en Espagne et une entrée de Sonatrach, avec une participation minoritaire dans le capital de la filiale de négoce commune à Cepsa et Total, ainsi que dans le capital d'une autre filiale de Cepsa produisant de l'électricité en cogénération.

Statoil, enfin, principal opérateur national en Norvège (les réserves gazières de ce pays sont d'environ 3,8 Tm³), semble désireux de poursuivre la montée en régime des exportations norvégiennes (44 Gm³ en 1999 devant passer à 100 Gm³ en 2020), en recherchant une coopération avec ses grands partenaires historiques européens :

- Statoil avait exprimé en 2001 un intérêt pour une

prise de participation dans le capital de GDF ; cette stratégie n'a pas été confirmée depuis lors ;

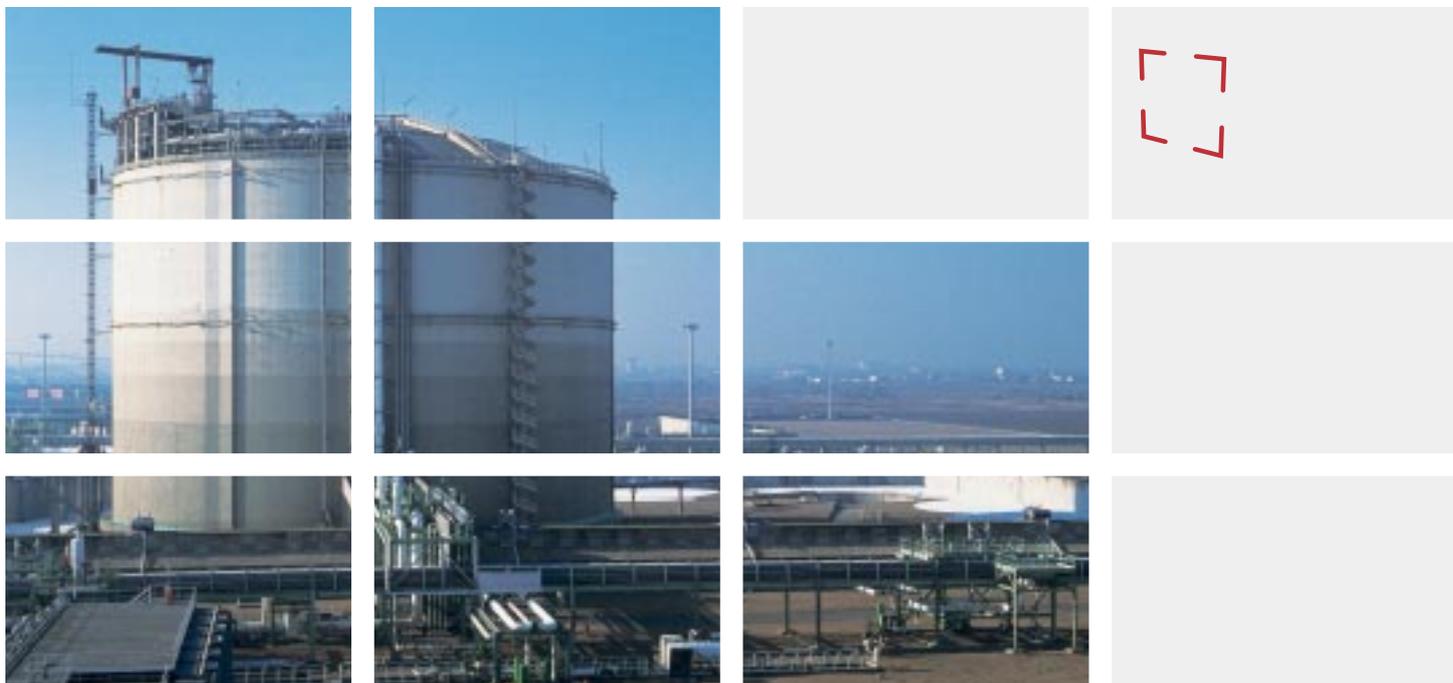
- en 2000, GDF a acquis de Statoil une participation de 20 % dans le gisement de Njord et de 12 % dans le champ gazier de Snohvit (plus de 200 Gm³ de réserves).

Cependant, Statoil a récemment entrepris des activités de commercialisation directe de gaz en Europe, notamment au Danemark, et envisage de les étendre à d'autres pays (France, Grande-Bretagne, Allemagne).

F - De nouveaux acteurs dans l'aval gaz et la commercialisation

Depuis quelques années, on voit apparaître une nouvelle catégorie d'acteurs. Il s'agit d'opérateurs électriques désireux d'intervenir également sur le marché gazier, soit par croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations), soit par croissance externe (acquisition de participations dans les sociétés de transport-distribution en Europe, notamment EDF en Italie via Edison, E.On en Allemagne via Ruhrgas). On note également l'apparition d'opérateurs mixtes gaz-électricité filiales de pétro-gaziers européens. C'est le cas notamment de Shell, BP, Total, ENI... Ces nouveaux acteurs, qui sont des producteurs de gaz, sont intéressés par la possibilité qu'ils ont de mettre en œuvre les stratégies suivantes :

- arbitrage gaz-électricité débouchant sur le trading de ces deux énergies. Cette première possibilité est, aujourd'hui, mise en œuvre par des opérateurs britanniques et hollandais (gaz de la mer



du Nord) et par certains opérateurs italiens et espagnols (notamment grâce à un accès aux ressources de long terme des opérateurs historiques dans le cadre de programmes de rétrocession de gaz) ;

- optimisation du fonctionnement du parc de centrales électriques pouvant conduire certains opérateurs à devoir remettre sur le marché des volumes significatifs de gaz destinés initialement à la production d'électricité ;
- capacité à proposer des engagements de moyen-long terme, à la fois massifs et réguliers, pour l'achat du gaz et à conclure de tels engagements directement avec les producteurs sans passer par les opérateurs historiques. Ils peuvent, de la sorte, en offrant aux producteurs la couverture du risque volume, négocier des contrats d'achat de gaz et de GNL dans de bonnes conditions. C'est notamment le cas en Italie avec l'achat par Edison de 2 Gm³/an de gaz russe et d'Enel avec l'achat de 3,5 Gm³/an de gaz nigérian et en Espagne avec l'achat par Iberdrola et Union Fenosa de gaz algérien et égyptien.

S'agissant de cette nouvelle catégorie d'acteurs, il est encore trop tôt pour estimer quelle pourrait être leur contribution à la diversification des approvisionnements et au fonctionnement des marchés de court terme. Cependant, les perspectives ambitieuses de croissance de la production d'électricité à partir du gaz en Europe permettent de penser qu'ils joueront un rôle positif dans l'ouverture des marchés en Europe. Dans le cas de la France, cependant, la structure du parc de production d'électricité ne laisse pas, à terme prévisible, de grande place au gaz pour cette production.

III/ Le marché français du gaz

1 > La problématique de l'offre et de la concurrence en France

Les importations assurent la quasi-totalité des approvisionnements français en gaz, la production en provenance du gisement de Lacq, qui est aujourd'hui en fin de vie, ne représentant plus que 4 % des besoins. Elles proviennent essentiellement de quatre pays : Norvège pour 27 %, Algérie et Russie pour 23 % chacun, Pays-Bas pour 11 % (voir figure 5).

Elles s'effectuent, pour les trois quarts, au travers des points d'entrée du nord et de l'est de la France (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach) et, pour un quart, au travers des terminaux de GNL situés sur les façades atlantique (Montoir, près de Nantes) et méditerranéenne (Fos).

GDF, dont le monopole d'importation a été supprimé par la loi du 3 janvier 2003, a couvert, dans le passé, les besoins français par des contrats à long terme comportant des clauses de « take-or-pay », dont la durée moyenne restant à courir est de l'ordre de 15 ans. Mais GDF a, par ailleurs, conclu récemment deux nouveaux engagements contractuels à long terme, avec l'Égypte et les Pays-Bas, pour des volumes significatifs, et a également prorogé jusqu'en 2015 son plus important engagement d'achat de gaz russe.

Il en résulte une saturation du bilan gazier français, au moins pour les cinq prochaines années, si la totalité des engagements souscrits devait être commercialisée sur le marché national, limitant

ainsi fortement les possibilités d'importation en France de ressources nouvelles de gaz à court et moyen terme. Les importations de gaz à court terme n'ont ainsi représenté qu'un peu plus de 6 % du bilan national en 2002 ; elles correspondent aux consommations des clients industriels ayant exercé leur éligibilité.

Dans ce contexte, GDF a une faculté bien plus grande que les nouveaux entrants d'arbitrer, à tout moment, entre les conditions de prix des contrats à long terme et celles des marchés « spot ».

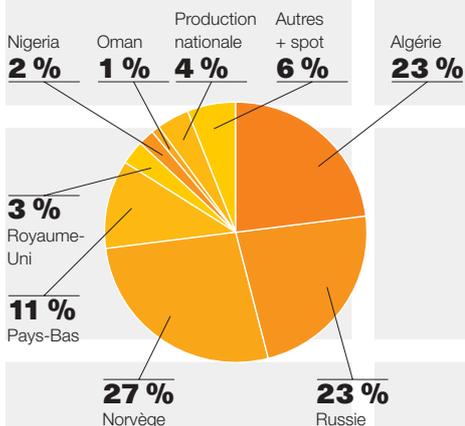
Il importe donc, en priorité, de faciliter l'accès des consommateurs éligibles français aux ressources de gaz disponibles sur les « hubs » gaziers du nord de l'Europe (Bacton, Zeebrugge et Emden/Bunde) et, d'autre part, provenant des cargaisons « spot » de GNL.

2 > L'évolution de la demande de gaz en France

La consommation de gaz naturel en France a été de 44,2 Gm³ en 2002, soit environ 10 % de la consommation totale de l'Union européenne. La part du gaz dans le bilan énergétique français est de 14 %. Elle est plus grande dans d'autres pays européens, notamment dans ceux qui sont d'importants producteurs de gaz. La moyenne européenne est de 21 %.

La répartition estimée de cette consommation est de 49 % pour l'industrie, 34 % pour le résidentiel et 17 % pour le tertiaire (voir figure 6). La croissance de la demande a été de 3,5 % par an au cours des cinq dernières années et devrait rester de l'ordre de 2 à 3 % par an au cours de la présente décennie.

Figure 5/ Approvisionnements gaziers en France en 2002



Sources : OE, Cedigaz, CRE.

Figure 6/ Consommation de gaz par secteur en France (données non corrigées du climat)



Sources : OE, AFG, CRE.

1/

Les marchés du gaz
et les acteurs

En raison notamment de l'absence de centrales électriques fonctionnant, en base, au gaz naturel, la demande de gaz en France est très fortement saisonnalisée. Ainsi, la consommation de la période hivernale (les cinq mois de novembre à mars) représente-t-elle près des deux tiers des consommations annuelles totales, ce qui constitue un niveau nettement plus élevé que la moyenne européenne (voir figure 7). Cette caractéristique particulière explique l'importance des stockages souterrains dans le fonctionnement du système gazier français et leur affectation prioritaire, inscrite dans la loi du 3 janvier 2003, aux missions de service public correspondant à l'alimentation des clients des secteurs tertiaire et résidentiel.

3 > Les nécessaires investissements de réseaux

Au-delà du développement normal des réseaux gaziers nationaux, cette croissance devra s'accompagner de la réalisation d'un lourd programme d'investissements portant, à la fois, sur les terminaux méthaniers, l'installation de nouvelles interconnexions et le développement des capacités de stockage souterrain :

- le système gazier français est affecté par un déséquilibre dans l'entrée des ressources dans la partie sud du pays. Cette situation, qui résulte du déclin du gisement de Lacq et de l'insuffisance de capacité du terminal de GNL de Fos, se traduit aujourd'hui par des congestions sur le réseau, essentiellement dans le sens nord-sud, très préjudiciables à une extension de la concurrence dans le sud de la France. À court terme, la réalisation de certains investissements devrait permettre d'améliorer cette situation. À plus long terme, la disparition de ces congestions ne pourra résulter que de la construction de nouveaux terminaux de GNL dans la moitié sud

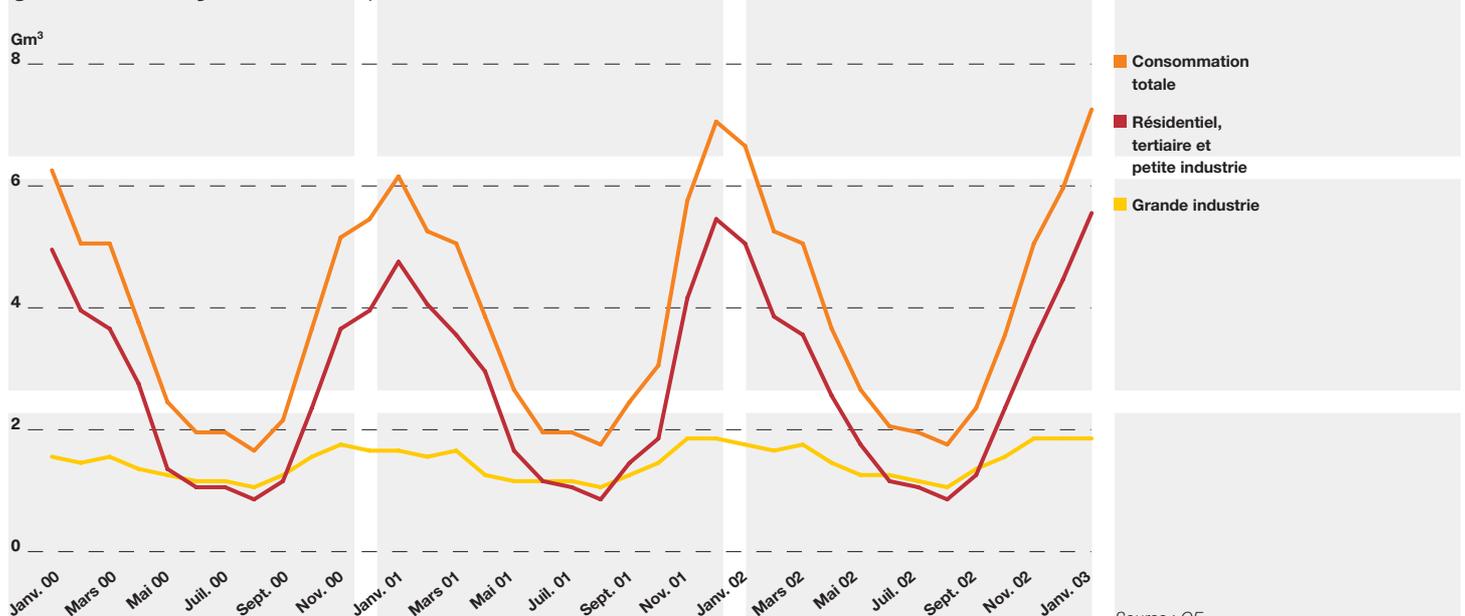
de la France et de nouvelles interconnexions avec l'Espagne. C'est à cette problématique que répondent les projets de GDF (Fos 2) et de ExxonMobil (Fos 3), sur la Méditerranée, ainsi que de Total (Le Verdon), sur l'Atlantique. Des investissements sont également nécessaires dans la moitié nord en vue de faciliter le transport du gaz dans les sens nord-ouest et nord-est ;

- les réseaux français sont, aujourd'hui, assez bien reliés aux réseaux belges et allemands, mais très insuffisamment aux réseaux italiens et espagnols. La réalisation de nouvelles interconnexions, en priorité avec l'Espagne (liaisons avec Bilbao et Barcelone), dans la double perspective de permettre la circulation des « liquidités » gazières de part et d'autre des frontières et de favoriser l'apparition de « hubs » gaziers en Europe du Sud. La forte probabilité d'occurrence d'une « bulle gazière » en Espagne et en Italie, résultant d'une couverture, sans doute excessive, de la part des opérateurs de ces pays en contrats à long terme, pourrait constituer un élément moteur de la promotion de ces nouvelles interconnexions ;
- la France dispose d'une capacité de stockage souterrain de 12 Gm³, répartie entre GDF et Total, et permettant de couvrir les besoins de modulation et la sécurité du marché. La capacité de stockage devra cependant être développée avec l'accroissement de la demande.

4 > L'ouverture du marché français

Entre le 10 août 2000 et le 3 janvier 2003, date d'entrée en vigueur de la loi transposant, en France, la directive 98/30/CE, certaines des dispositions de cette directive sont entrées en application et ont, notamment, rendu éligibles à la concurrence les consommateurs industriels de plus de 25 Mm³/an sur un site, ce qui correspond

Figure 7/ Consommations mensuelles de gaz en France (janvier 2000-janvier 2003)



à une ouverture théorique à hauteur de 20 % du marché français.

Mise en œuvre par les opérateurs gaziers, GDF, CFM et GSO, en l'absence de régulateur pour le gaz en France, cette ouverture comportait des modalités assez restrictives d'accès des tiers aux réseaux.

Cependant, dans le cadre d'une mission de préfiguration de la régulation gazière, confiée par le ministère de l'Économie et des Finances et par le ministère de l'Industrie à Jean Syrota, de mi-2000 à fin 2002, des discussions ont été ouvertes avec les opérateurs gaziers, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, et ont permis de remédier à certains dysfonctionnements constatés et de tracer des perspectives pour l'amélioration des conditions d'accès aux réseaux et aux services de modulation.

Ces différentes questions ont fait l'objet d'un rapport, présentant le bilan de l'ouverture du marché gazier français à fin 2002. Ce rapport mettait toutefois en évidence qu'après un peu plus de deux ans, l'ouverture réelle à la concurrence du marché gazier français était encore très éloignée de l'objectif théorique.

Le bilan de l'ouverture du marché gazier français est le suivant :

- l'ouverture du marché, depuis 2000, a eu des effets positifs sur les niveaux de prix du gaz pour les gros consommateurs industriels, par le double effet d'une certaine concurrence « gaz-gaz » dans la moitié nord de la France et d'un effort tarifaire consenti par les opérateurs historiques à leur propre clientèle industrielle dans le but de conserver leurs fonds de commerce. Dans le sud de la France, on n'observe aucun changement de fournisseur, à l'exception de la substitution de GDF Négocier à sa filiale CFM pour l'approvisionnement de plusieurs sites de deux grands groupes industriels dans la région lyonnaise ;

- au total, ce sont 24 sites éligibles appartenant à une dizaine de groupes industriels qui ont changé de fournisseur. Ils représentent une consommation d'environ 30 TWh/an, soit 21 % du potentiel industriel éligible et 6 % du marché gazier global ;

- cependant, sur les 30 TWh de consommation ayant fait l'objet d'un changement de fournisseur, 5 TWh ont été captés par GDF Négocier aux dépens de sa filiale, la CFM. Le changement de fournisseur ne porte donc que sur 25 TWh, soit environ 18 % du potentiel industriel éligible et 5 % du marché gazier global. On notera, toutefois, que, contrairement à la plupart des autres pays européens, la France n'offre pas de débouchés importants pour la production d'électricité à partir du gaz ;

- la consommation unitaire moyenne des sites ayant changé de fournisseurs est près de six fois supérieure au seuil d'ouverture en vigueur, soit 25 Mm³/an, ce qui semble indiquer qu'en l'absence d'améliorations dans les conditions globales d'accès aux réseaux, le seul abaissement du seuil d'éligibilité (7 Mm³/an) en août 2003, pourrait avoir peu d'effet sur l'ouverture réelle.

D'autres dispositions, également préconisées dans le rapport, ont été prises, en 2001 et 2002, par les opérateurs gaziers, en vue de répondre aux demandes exprimées par les nouveaux entrants et par les consommateurs industriels éligibles. Elles ont notamment porté sur les questions suivantes :

- un assouplissement des procédures imposées aux expéditeurs dans le cadre des contrats d'acheminement (nominations et renominations des quantités transportées, équilibrage journalier) ;
- un aménagement des contrats de raccordement (accès aux données de comptage, possibilités

d'appels d'offres pour la fourniture et l'installation des postes de livraison, déplacement des ouvrages de raccordement, recours à l'arbitrage) ;

- une réduction du tarif de « conversion » permettant aux consommateurs éligibles de la zone B (alimentés en gaz à bas pouvoir calorifique) d'alimenter leur site avec des ressources en gaz H (gaz à haut pouvoir calorifique sur lesquels portent les transactions sur les places de marché).

Il appartient désormais au régulateur de créer une véritable dynamique de l'ouverture du marché gazier, en contribuant à mettre en place un cadre réglementaire adapté et en facilitant, par une concertation permanente avec les parties prenantes, un mode de fonctionnement plus concurrentiel du système gazier français.

Le champ d'action doit couvrir chacun des éléments contribuant au développement d'une offre plus concurrentielle à la clientèle éligible, comprenant l'entrée en France des liquidités gazières disponibles sur le marché international, leur regroupement sur des « hubs » et des marchés spot, leur échange entre les acteurs du marché et leur stockage en fonction des besoins des différents utilisateurs. Les premières priorités du régulateur vont ainsi porter sur les questions suivantes :

- la transparence sur le fonctionnement des réseaux par la publication des informations nécessaires aux opérateurs ;
- l'accès aux capacités d'entrée des grands réseaux (transparence, traitement des congestions...);
- la tarification de l'ATR ;
- les conditions de l'accès aux terminaux méthaniens ;
- les modalités contractuelles de mise en œuvre de l'ATR ;
- les conditions de la fourniture du service de modulation.



1/

Les marchés du gaz et les acteurs

5 > La stratégie des acteurs

Le réseau français de transport, d'une longueur totale de 36 000 km, appartient pour 88 % à GDF, 10 % à GSO (filiale à 70 % de Total et à 30 % de GDF) et 2 % à SEAR (filiale à 70 % de Total et à 30 % de la Caisse des dépôts et consignations). Une partie du réseau de GDF, dans le centre de la France, est exploitée par la Compagnie Française du Méthane (CFM, filiale à 55 % de GDF et à 45 % de Total) (voir figure 8).

GDF, CFM et GSO sont les opérateurs de l'accès des tiers aux réseaux dans leurs zones respectives. Ils assurent également la commercialisation du gaz auprès de la clientèle industrielle et des distributions publiques. L'ouverture du marché met désormais ces sociétés en concurrence pour l'activité de négoce. Il paraît donc souhaitable, pour une bonne mise en œuvre de cette concurrence, que les participations conjointes de GDF et de Total soient dénouées.

Les nouveaux entrants les plus actifs aujourd'hui sur le marché français sont, outre Total déjà présent via CFM et GSO, Distrigaz, BP et Norsk Hydro, mais leur part du marché total reste encore

inférieure à 5 %. On notera que les traders sont absents du marché. D'autres opérateurs (Ruhrgas, Statoil) ont ouvert des représentations commerciales en France et pourraient entrer prochainement sur le marché.

GDF, de son côté, indique avoir pris des parts de marché dans d'autres pays de l'Union européenne (Allemagne, Grande-Bretagne, Belgique, Espagne). GDF déclare, d'autre part, s'être fixé l'objectif de couvrir 15 % de ses approvisionnements, à moyen terme, à partir des ressources de gaz correspondant à ses participations dans des gisements de gaz, cette couverture n'étant que d'environ 5 % en 2002.

Il reste que l'intérêt porté au marché par les opérateurs étrangers susceptibles d'investir dans de nouvelles infrastructures techniques (terminaux méthaniers et canalisations d'interconnexion) et commerciales (activités de marketing et de trading) dépend beaucoup de la confiance qu'ils auront dans la volonté et le pouvoir de l'autorité de régulation de créer des conditions d'accès aux réseaux et au marché offrant une bonne visibilité pour les investisseurs, dans la durée.



Figure 8/ Carte du réseau gazier français

- Réseau GDF, gaz B
- Réseau GDF
- Réseau CFM
- Réseau GSO
- Station de recompression
- Stockage souterrain
- + Terminal méthanier

2_La régulation du marché du gaz

V/ Le cadre juridique et institutionnel

1 > La loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

La loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie assure la transposition de la directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Elle sera modifiée par la nécessité de transposer la nouvelle directive, qui doit entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2004. On relèvera, en particulier, dans le texte de cette loi, les dispositions essentielles suivantes :

- sur l'éligibilité :

- les sites de cogénération sont éligibles, sans seuil minimal d'enlèvement, et pour l'ensemble de leurs consommations afférentes à la production simultanée d'électricité et de chaleur. Cette disposition rend éligibles environ 600 sites de cogénération, principalement raccordés aux réseaux de distribution ;

- les distributeurs non nationalisés (DNN), actuellement au nombre de 17, sont éligibles lorsque leur volume d'achat de gaz naturel est supérieur au seuil fixé par décret en Conseil d'Etat pour les consommateurs industriels. Les autres distributeurs, c'est-à-dire les distributions publiques de GDF, ne sont éligibles qu'à hauteur des consommations des clients de la distribution faisant effectivement jouer leur éligibilité ;

- les autres distributeurs, au titre de l'approvisionnement effectif de leurs clients éligibles, jusqu'au 1^{er} juillet 2004, et pour tous leurs clients, au-delà de cette date ;

- les consommateurs industriels sont éligibles au-delà de seuils de consommation, devant être fixés par décret en Conseil d'État, en vue d'atteindre les taux d'ouverture minimaux de 20 % jusqu'au 10 août 2003 et de 28 % au-delà (*) ;

- sur le statut des fournisseurs de gaz naturel :

- l'activité de fourniture de gaz est soumise à une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'Énergie, suivant des modalités devant faire l'objet d'un décret en Conseil d'Etat ;

- au titre de la sécurité des approvisionnements, le ministre chargé de l'énergie peut mettre en demeure un fournisseur autorisé à diversifier ses approvisionnements et, le cas échéant, soumettre à son approbation préalable tout nouveau contrat d'importation de gaz conclu par le titulaire de l'autorisation ;

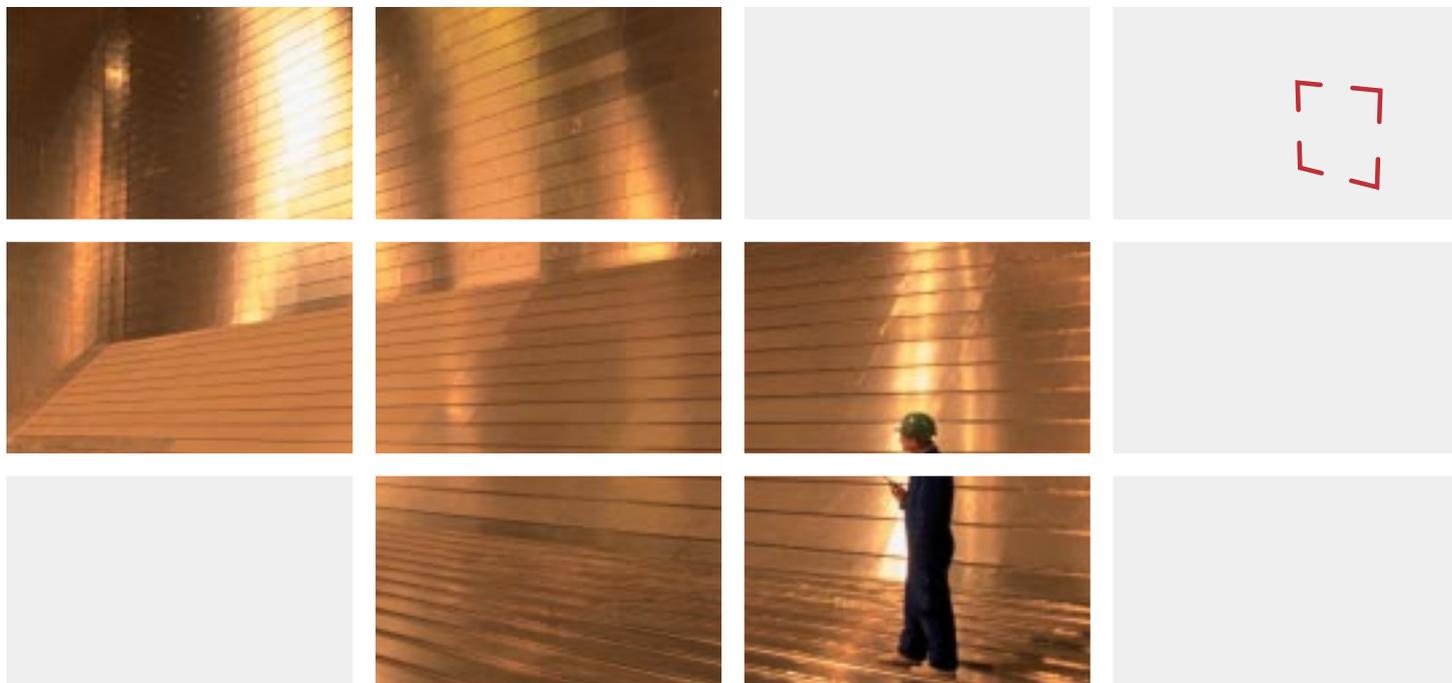
- sur les conditions encadrant un refus d'accès aux infrastructures gazières :

- les conditions dans lesquelles un opérateur gazier peut refuser l'accès de tiers aux infrastructures de transport et de distribution, ainsi qu'aux installations de GNL, sont encadrées de manière très restrictive, par le régulateur,

- s'il s'agit d'une limitation de capacité d'ordre technique, ou d'une difficulté de raccordement, le régulateur peut mettre en demeure l'opérateur concerné de réaliser les investissements nécessaires, dès lors qu'ils sont justifiés économiquement ou qu'un tiers s'engage à les prendre en charge ;

- si le refus est motivé par des engagements contractuels résultant de contrats d'approvisionnement à long terme de type « take-or-pay » pris par un opérateur intégré, une dérogation temporaire, limitée à un an, peut être demandée au régulateur ;

(*) On notera que, par le décret n° 2003-302 du 1^{er} avril 2003, les seuils d'éligibilité ont été fixés à 237 GWh (calculés à partir du pouvoir calorifique supérieur) jusqu'au 10 août 2003 et à 83 GWh au-delà.



- sur les tarifs de vente aux clients non éligibles et d'accès aux infrastructures gazières :
 - les décisions sur les tarifs sont prises conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Énergie, sur avis du régulateur pour les tarifs de vente du gaz aux clients non éligibles et sur sa proposition pour les tarifs d'accès aux infrastructures régulées ;
 - les tarifs de vente aux consommateurs non éligibles doivent couvrir l'ensemble des coûts, à l'exception de toute subvention croisée en faveur des clients éligibles. Ils doivent être « harmonisés » dans les zones respectives de desserte des différents distributeurs, les différences de tarifs n'excédant pas les différences de coûts de raccordement aux réseaux de transport de gaz ;
 - les tarifs d'accès aux infrastructures régulées sont déterminés sur la base des coûts et suivant des critères transparents et non discriminatoires. Les autres conditions contractuelles d'accès doivent être également communiquées au régulateur et publiées ;
- sur la dissociation comptable :
 - les entreprises intégrées doivent tenir des comptes séparés pour les différentes activités, respectivement le transport, la distribution, le stockage, les installations de gaz naturel et les autres activités hors gaz naturel ;
 - le régulateur approuve les règles d'imputation et les périmètres comptables ainsi que les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités, après avis du Conseil de la concurrence, en veillant à ne permettre aucune discrimination, distorsion de concurrence ou subvention croisée ;
- sur le rôle des opérateurs de transport et de distribution :
 - les opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel doivent informer le ministre chargé de l'Énergie et le régulateur des

projets de développement de ces réseaux et leur communiquer annuellement un état des programmes d'investissement ;

- sur le rôle du stockage souterrain du gaz :
 - le recours aux stocks souterrains de gaz naturel doit satisfaire, en priorité, les usages destinés à assurer l'équilibre des réseaux de transport et l'accomplissement des obligations de service public ;
 - l'accès aux capacités disponibles par les fournisseurs autorisés s'effectue en fonction de leurs missions de service public respectives, en particulier selon qu'ils sont eux-mêmes distributeurs ou fournisseurs aux distributeurs ;
- sur la régulation :
 - d'une manière générale, extension au gaz des pouvoirs de régulation conférés, par la loi du 10 février 2000, à la CRE, qui devient la « Commission de régulation de l'énergie » ;
 - les attributions de la CRE pour le gaz tiennent compte de certaines spécificités du secteur gazier (pas d'opérateur unique du réseau de transport, moindre importance des obligations de service public).

2 > Le projet de nouvelle directive européenne sur le marché intérieur du gaz

À la suite des réunions du Conseil européen de Lisbonne et du Conseil énergie, en mars et mai 2000, la Commission s'est engagée dans la préparation de nouvelles directives sur les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz, devant se substituer aux directives 96/92/CE et 98/30/CE, transposées en France, respectivement par les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003.

S'agissant du gaz, le projet de directive introduit, par rapport à la précédente, les principales modifications qui suivent :



- calendrier d'ouverture : le processus d'ouverture est accéléré à partir du 1^{er} juillet 2004, date à laquelle tous les clients industriels et tertiaires sont éligibles, sans considération de seuils de consommation. L'éligibilité totale des ménages est fixée au 1^{er} juillet 2007, cette dernière échéance pouvant cependant être réexaminée par le Conseil et le Parlement européens, au vu d'un rapport sur l'état et le fonctionnement du marché intérieur du gaz devant être présenté par la Commission, le 1^{er} janvier 2006 ;
- séparation des activités : la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de transport devient obligatoire, pour les opérateurs intégrés verticalement, celle des gestionnaires de réseaux de distribution devant intervenir avant le 1^{er} juillet 2007. Dans les deux cas, cette séparation juridique n'implique pas une séparation de propriété des actifs des réseaux ;
- accès aux stockages : l'accès aux stockages est garanti ; il pourra être régulé ou négocié ;
- autorités de régulation : les États membres sont tenus de mettre en place « un ou plusieurs organes compétents chargés d'exercer la fonction d'autorités de régulation », responsables, au minimum, d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Les autorités de régulation ont, en particulier, la responsabilité de fixer ou d'approuver – avant décision formelle par les États membres – les tarifs et conditions d'accès aux infrastructures régulées (réseaux de transport et de distribution, installations de GNL et, le cas échéant, stockages de gaz).

Le projet de directive prévoit la transposition de ses dispositions par les États membres avant le 1^{er} juillet 2004. Il a été adopté par le Parlement européen, le 4 juin 2003.

III/ L'accès aux réseaux, terminaux méthaniers et services de modulation

Le réseau de transport et les terminaux méthaniers français ont été dimensionnés en cohérence avec un ensemble de flux de long terme à chacun des points d'entrée du réseau, dans le cadre des contrats « take-or-pay » de GDF. En augmentant le nombre de fournisseurs, l'ouverture du marché entraîne une plus grande variabilité dans les flux d'importation de court et moyen terme et dans leur répartition entre les différents points d'entrée, alors que les infrastructures, et notamment les grandes artères et les terminaux méthaniers n'offrent pas de surcapacités importantes autorisant le degré supplémentaire de souplesse attendu.

Par ailleurs, les stockages souterrains, constitués, pour l'essentiel, dans des structures géologiques aquifères, ont un potentiel limité et leur développement est subordonné à de multiples contraintes portant sur la capacité d'extension des structures actuelles et la disponibilité de nouvelles structures adaptées, sur la protection de l'environnement, et sur la nécessité de constituer d'importantes réserves initiales de gaz (le gaz « coussin ») pour en assurer le fonctionnement.

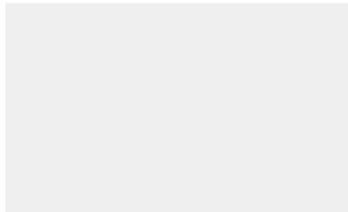
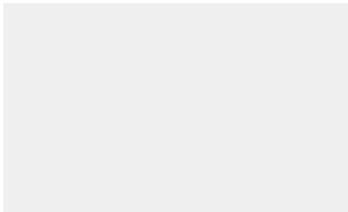
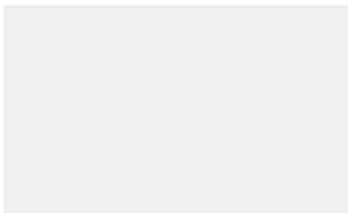
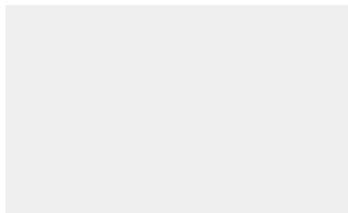
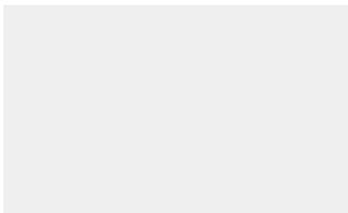
Cette situation conduit à prévoir, une répartition équitable entre l'opérateur historique et les nouveaux entrants de la ressource « rare » : capacités disponibles à l'entrée des réseaux et des terminaux méthaniers, capacités offertes dans le cadre du service de modulation. Il faudra aussi chercher à faciliter le développement des nouvelles infrastructures et leur financement par les opérateurs.

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

A - Assurer un accès transparent et fluide aux capacités d'entrée dans les réseaux

GDF Transport publie sur son site Internet des éléments relatifs aux capacités disponibles en chacun des points d'entrée des réseaux et aux terminaux de regazéification, pour des souscriptions contractuelles de un an. Cette publication n'est cependant pas suffisante, que ce soit pour permettre au régulateur de vérifier que la gestion des capacités disponibles répond bien aux critères de transparence souhaités, ou pour assurer aux concurrents de l'opérateur historique qu'ils pourront utiliser au mieux les infrastructures.

Il apparaît ainsi nécessaire de disposer d'une analyse plus détaillée des capacités, afin d'accéder aux capacités disponibles en connaissant les potentiels techniques existants et prévisionnels, ainsi que les capacités déjà souscrites (fermes et interruptibles). Il convient également de permettre à la CRE de faire, à tout moment, des rapprochements entre les capacités allouées et les flux de gaz constatés à l'entrée des réseaux. C'est pourquoi la CRE a procédé, du 24 avril au 15 mai 2003, à une consultation publique sur la transparence des capacités disponibles sur les réseaux publics de transport de gaz et sur les terminaux méthaniers. À la suite de cette consultation, par sa délibération du 28 mai 2003, la CRE a demandé aux trois opérateurs français de publier, à compter du 1^{er} juillet 2003, principalement : la capacité maximale ferme commercialisable, la capacité ferme souscrite et la capacité ferme disponible ainsi que les flux constatés de gaz sur une base quotidienne, pour les capacités d'entrée, de sortie et de liaisons entre zones tarifaires en France. Cette délibération



doit être considérée comme un premier pas, adapté à la situation actuelle du marché français et européen du gaz.

Par ailleurs, les modalités de mise à disposition des capacités disponibles soulèvent aujourd'hui, au plan de l'équité, deux séries de questions :

- les capacités sont offertes pour des durées de réservation d'un an minimum, ce qui avantage GDF Négocier, titulaire de contrats à long terme comportant des flexibilités annuelles ou pluriannuelles, aux dépens des nouveaux entrants, intervenant sur les marchés spot du nord de l'Europe avec un horizon de gestion plus court ;
- les réservations de capacité aux points d'entrée sont offertes aux différents expéditeurs suivant le principe « premier arrivé, premier servi » et il n'existe aucune disposition imposant la remise sur le marché des capacités inutilisées, lorsqu'il apparaît que les souscriptions excèdent les besoins réels.

La CRE examine les mesures susceptibles de répondre à ces préoccupations : l'une étant d'élargir le spectre des durées de souscription des capacités d'entrée dans les réseaux (par exemple entre un mois et plusieurs années), l'autre étant d'obliger les fournisseurs à remettre sur le marché les capacités souscrites et non utilisées afin de favoriser l'émergence d'un marché secondaire de capacités.

B - Faciliter l'ouverture du marché par une tarification de l'utilisation des réseaux adaptée

Élément essentiel du dispositif d'ouverture du marché, la tarification de l'utilisation des réseaux doit répondre à de multiples critères, tant en ce qui

concerne sa structure que son niveau. Elle a fait ainsi l'objet d'importants travaux conduits au plan européen, qui ont clairement mis en évidence que, à niveau identique de rémunération des opérateurs, certaines structures tarifaires sont plus favorables que d'autres à un fonctionnement fluide des échanges et des transactions sur les marchés.

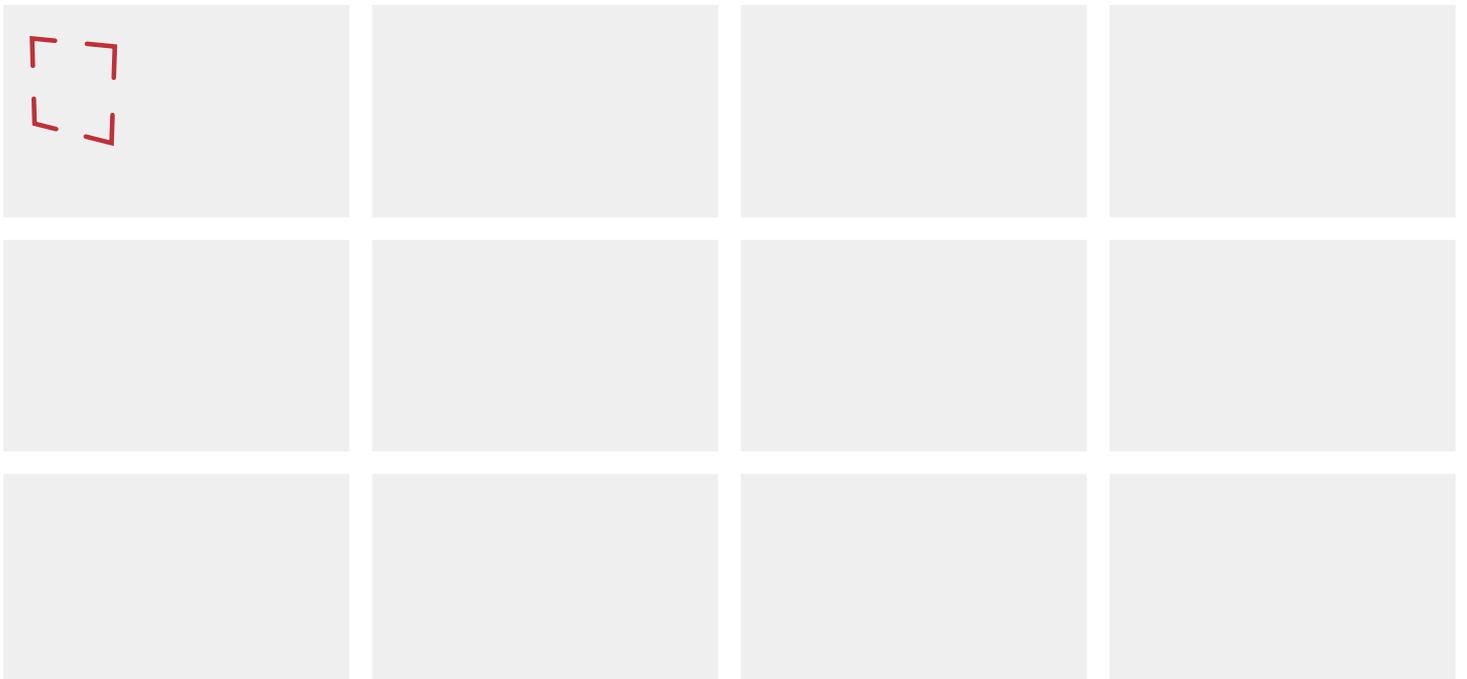
a. CHOISIR UNE STRUCTURE TARIFAIRE ADAPTÉE

La structure du tarif de transport doit, en premier lieu, refléter les coûts de l'activité et éviter des discriminations entre l'opérateur historique et les nouveaux entrants. Il est également souhaitable qu'elle facilite les échanges de gaz entre les parties prenantes et la création des « hubs » gaziers et des marchés spot.

La tarification « point à point, à la distance », qui a été pratiquée par GDF, CFM et GSO, d'août 2000 à fin 2002, ne répondait pas à ces conditions. Elle pénalisait les consommateurs éligibles situés dans la moitié sud de la France, les nouveaux fournisseurs ne disposant pas de la faculté, comme GDF, d'accéder au réseau par plusieurs points d'entrée. Elle avait un effet très restrictif sur les possibilités d'échanges de gaz.

C'est pourquoi les opérateurs français ont mis en place, le 1^{er} janvier 2003, de nouvelles tarifications provisoires, publiées sur leurs sites Internet, de type « entrée-sortie ». Elles supprimaient la notion de trajet contractuel entre les points d'entrée et les zones de sortie. Elles découplaient les souscriptions de capacité à l'entrée et à la sortie. Les principaux avantages attendus de cette structure sont les suivants :

- elle prend en compte les contraintes physiques du réseau de transport, tant à l'entrée (plus ou moins grande congestion des réseaux à partir du



point d'entrée contractuel) qu'à la sortie (distance du site de consommation au point d'entrée le plus proche sur le réseau et non au point d'entrée contractuel), et reflète mieux les coûts réels de l'activité de transport du gaz ;

- en limitant l'impact de la distance sur les coûts tarifaires, elle pénalise moins les consommateurs éligibles situés dans la moitié sud de la France, qui souhaiteraient accéder aux ressources alternatives généralement disponibles au nord de l'Europe, et devant entrer en France par Dunkerque ou Taisnières ; cependant cette évolution, positive en principe, n'a pas encore eu d'effet pratique ;

- elle pourrait permettre de faciliter la création d'un - ou de plusieurs - « hubs » gaziers en France, dans la mesure où les volumes de gaz ayant acquitté le terme d'entrée de la tarification peuvent être échangés librement en un point virtuel de chacune des zones tarifaires, comme cela se pratique au National Balancing Point (NBP) du réseau de transport britannique.

La mise en place d'une tarification « entrée-sortie » satisfait aux recommandations de la CRE. Toutefois, la présence alléguée par les gestionnaires de

réseaux de contraintes de capacités saisonnières ou permanentes en certains points du réseau les ont conduit à créer des zones d'équilibrage avec des termes tarifaires de transfert entre zones.

La représentation schématique des nouvelles tarifications provisoires du transport de gaz en France est indiquée dans la figure 9 ci-dessous. Ces tarifications respectent la pluralité des opérateurs de transport (GDF, CFM, GSO), qui continuent de percevoir leurs recettes tarifaires de manière indépendante les uns des autres.

Elles comportent un ensemble de zones d'équilibrage - chacune d'elles étant rattachée à un ou plusieurs points d'entrée - au sein desquelles le maillage des infrastructures existantes le transport et de stockage confère aux mouvements de gaz une fluidité suffisante pour permettre une tarification disjointe de l'entrée du gaz et de sa sortie dans la zone considérée.

Ces zones d'équilibrage sont au nombre de sept pour le gaz H et de un pour le gaz B, comme indiqué dans la figure 9 ci-dessous.

La CRE considère que la création de ces huit zones sur le territoire national constitue un frein au développement d'un marché concurrentiel du gaz

et que le nombre de zones doit être réduit lorsque cela peut se faire dans des conditions économiques acceptables.

Pour ce faire, le renforcement du réseau de transport doit être étudié et l'introduction du gaz dans le sud de la France par la construction d'un nouveau terminal sur la façade méditerranéenne et par des interconnexions avec l'Espagne, doit être favorisée.

b. AJUSTER LES NIVEAUX DES TARIFS

La mise en place de tarifs régulés d'accès aux réseaux de transport et de distribution implique un examen approfondi, avec les opérateurs, de l'ensemble des charges des comptes dissociés de ces activités.

Les premières réflexions de la CRE sur ces questions peuvent être résumées comme suit :

- la base d'actifs régulés devrait retenir les actifs immobilisés à leur valeur économique, telle que déterminée par la commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative pour 2001 (commission Hourri). Ces éléments figurent aux bilans de GDF et GSO, au 31 décembre 2002 ;

- les amortissements seraient déterminés suivant

Figure 9/ Zones tarifaires de transport



Source : CRE.

2/

La régulation du marché du gaz

le mode linéaire, sur des durées correspondant à la vie économique des différents équipements, soit 50 ans pour les canalisations et 30 ans pour les stations de compression ;

- le taux de rémunération du capital serait en ligne avec les pratiques des autres grands opérateurs européens, toutes choses égales par ailleurs, ce qui devrait conduire à une fourchette de taux allant de 7 à 8 %. Un taux de rémunération supérieur pourrait être consenti pour les nouveaux investissements ;
- les charges d'exploitation devraient découler des comptes dissociés des activités de transport et de distribution des opérateurs, établis en conformité avec les principes et règles approuvés par la CRE, conformément à l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 ;
- des objectifs de productivité, tenant compte des performances déjà réalisées par chaque opérateur, seraient introduits dans la tarification, sous la forme, par exemple, d'un plafonnement de la croissance des charges tarifaires d'exploitation unitaires, par rapport à l'inflation générale des coûts industriels.

De nouveaux tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution seront élaborés en 2003, suivant ces principes généraux, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, en vue d'une entrée en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2004. Ils seront, le moment venu, proposés par la CRE à la décision des ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003.

La CRE a lancé, le 3 juin 2003, une consultation publique sur les principes et dispositions tarifaires, tant en ce qui concerne la structure que les niveaux de tarifs.

2 > L'accès aux terminaux méthaniers

A - Faciliter l'accès des nouveaux entrants aux terminaux méthaniers

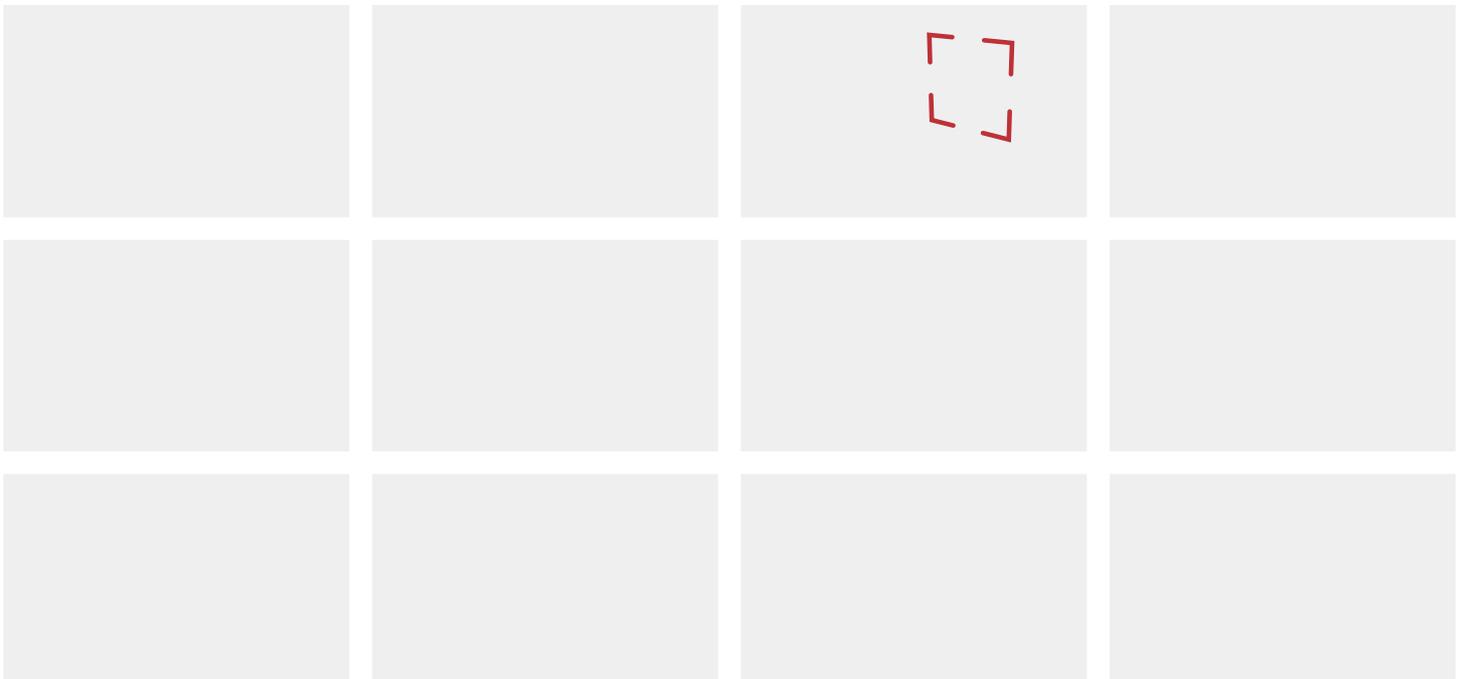
Le commerce du gaz naturel sous forme de GNL est soumis à la contrainte particulière de la livraison par des navires méthaniers de grande capacité, généralement 135 000 m³, soit l'équivalent de 80 Mm³ sous forme gazeuse, ce qui représente plus de trois fois le niveau actuel du seuil d'éligibilité des industriels. Or, une telle cargaison est regazéifiée en quelques jours. Un importateur ne disposant pas d'un marché suffisamment important pour justifier un flux régulier de cargaisons de GNL sur l'année se voit, dans la tarification provisoire de GDF pour l'accès aux terminaux méthaniers, imposer de lourdes charges de stockage.

Dans le contexte de l'ouverture du marché français, la concurrence entre GDF et un nouvel entrant, dans l'accès aux cargaisons spot de GNL, est ainsi naturellement déséquilibrée.

L'examen des tarifs provisoires de GDF, pour l'accès aux terminaux de Fos et de Montoir, fait ainsi apparaître que :

- la tarification proposée n'est économiquement compétitive que pour des flux d'importation de GNL importants (plus de 2 Gm³ par an). De telles conditions équivalent à l'exclusion, en pratique, de la plupart des nouveaux entrants sur le marché ;
- la tarification est également prohibitive pour des importations occasionnelles faisant appel au marché spot mondial du GNL.

Il apparaît donc nécessaire de prévoir un service de « lissage » en aval de la regazéification, de manière à donner la possibilité aux importateurs de cargaisons isolées de pratiquer un certain étalement des volumes mis sur le marché.



B - Mettre en place une tarification de l'accès aux terminaux méthaniers

La tarification de l'accès aux terminaux de GNL devra également être fondée sur des coûts convenablement identifiés dans les comptes de GDF. La nature des risques de l'activité GNL, pouvant comporter des arbitrages commerciaux de la part des fournisseurs entre différents marchés, pourrait justifier un traitement différent de celui retenu pour l'activité transport. On notera, à cet égard, que les lois gazières de l'Italie et de l'Espagne autorisent, pour l'activité GNL, des taux de rémunération des bases d'actifs régulés supérieurs à ceux de l'activité de transport et de distribution. De nouveaux tarifs d'accès aux terminaux méthaniers, traitant à la fois des flux réguliers et des cargaisons « spot » devront également entrer en vigueur, au plus tard, le 1^{er} janvier 2004.

3 > L'accès aux services de modulation : améliorer l'offre des opérateurs

En complément de l'offre de transport, les opérateurs, GDF, CFM et GSO, proposent un service de modulation permettant aux utilisateurs d'ajuster leurs profils de débits de gaz, tant pour l'alimentation aux points d'entrée que pour l'enlèvement dans les zones de sortie. Depuis le 1^{er} janvier 2003, ce service est assuré, en cohérence avec la nouvelle structure tarifaire « entrée-sortie », en huit points virtuels, ou points de modulation, rattachés chacun à une zone d'équilibrage du réseau : Nord H et Nord B, Est, Sud (GDF et CFM), Ouest (GDF et CFM) et Sud-Ouest (GSO) (voir figure 9). Il s'agit d'un service négocié, sur la base de tarifs indicatifs publiés sur les sites Internet des opérateurs.

L'accès à ce service constitue, pour tous les fournisseurs de gaz, un complément indispensable de l'accès aux réseaux, s'ils veulent faire face à leurs obligations de continuité de la fourniture à un coût compétitif.

Ces obligations recouvrent des contenus différents, selon qu'il s'agit d'approvisionner des consommateurs industriels importants, ce qui correspond à la situation actuelle, ou de desservir également le secteur tertiaire et la distribution, ce qui sera possible dès le 1^{er} juillet 2004.

En effet, la saisonnalité des consommations de ces deux derniers secteurs rend l'accès au service de modulation absolument nécessaire et les nouveaux entrants doivent en bénéficier dans des conditions transparentes et non discriminatoires, par rapport aux entités de négoce des opérateurs historiques :

- il est nécessaire que le service de modulation de GDF, actuellement assuré par l'entité négoce, soit transféré à une entité dotée d'une complète indépendance fonctionnelle par rapport à celle-ci ;
- le coût du service de modulation ne doit pas excéder la composante « modulation » incorporée dans les tarifs (en particulier dans le tarif STS) applicables à la clientèle éligible n'ayant pas fait jouer son éligibilité, afin de ne pas créer de distorsion de concurrence.

Par ailleurs, tout en reconnaissant le caractère « négocié » de la prestation de modulation, il convient de s'assurer qu'elle est offerte à des conditions compétitives, dans la durée, par rapport à celles pratiquées dans les autres pays européens disposant d'importantes capacités de stockage, comme l'Allemagne, l'Italie et l'Autriche, et qu'elle est d'un niveau comparable à celui proposé au travers du tarif STS, aux clients ne faisant pas jouer leur éligibilité.

Des espaces de liberté

L'objectif principal de la nouvelle organisation du marché étant de créer un cadre favorable à l'émergence d'une véritable concurrence, il est légitime que le régulateur se préoccupe d'introduire, en concertation avec les acteurs du secteur (fournisseurs, gestionnaires des réseaux, consommateurs éligibles, entités commerciales assurant l'agrégation de consommateurs...), certains « espaces de liberté » leur permettant de prendre, avec plus de visibilité, des initiatives de nature industrielle ou commerciale.

Ces « espaces de liberté » sont, bien évidemment, à rechercher dans le respect de la directive de 1998, de la loi du 3 janvier 2003 et de ses décrets d'application. Au stade actuel du processus d'ouverture du marché, l'action dans ce domaine doit viser trois principaux objectifs :

- promouvoir les initiatives de la part des fournisseurs et des opérateurs gaziers en vue de la création de nouvelles infrastructures améliorant la sécurité et la diversification des approvisionnements ;
- faciliter l'accès à l'offre concurrentielle de gaz des futurs consommateurs éligibles, notamment les clients professionnels du secteur tertiaire à partir de mi-2004 ;
- accompagner le développement de places de marché, en France et dans les autres pays européens, afin d'améliorer la liquidité de l'offre concurrentielle.

1 > Promouvoir la réalisation des nouvelles infrastructures

Jusqu'à un passé récent, le financement et la construction des nouvelles grandes infrastructures



2/

La régulation
du marché du gaz

gazières européennes, en particulier les canalisations internationales de transit et les terminaux de GNL, bénéficiaient de conditions globalement très favorables : pérennité de l'activité garantie par les contrats « take-or-pay » ; couverture des coûts assurée par le mécanisme du « netback » ; dérogation aux monopoles nationaux d'importation, d'exportation et de transport du gaz, pour le transit intra-européen, conférée par la directive 91/296/CEE.

Comme on le sait, cette architecture contractuelle et réglementaire est partiellement remise en question par l'ouverture des marchés, alors que le besoin de nouvelles infrastructures gazières, notamment en ce qui concerne les interconnexions et les terminaux de GNL, restera très important au cours des prochaines années. À cet égard, la loi du 3 janvier 2003 confère à la CRE la faculté de demander aux opérateurs de réseaux – ou de les mettre en demeure – de « procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement », en vue de faciliter l'accès des tiers aux ouvrages de transport et aux terminaux méthaniers.

Cette considération est prise en compte, au plan européen, par le projet de directive. Il prévoit que, sous certaines réserves, les nouvelles grandes infrastructures gazières pourront, sur demande exprimée auprès du régulateur du pays concerné, bénéficier d'une dérogation aux dispositions générales. Les dispositions prévoient que tous les ouvrages de transport, les terminaux de GNL et les stockages seront soumis à l'accès des tiers. Elles exigent aussi que les tarifs d'accès à ces installations soient établis suivant des principes et méthodes communs fixés par le régulateur.

La CRE partage ces préoccupations, dans la mesure où elle est très favorable à la réalisation

de nouvelles infrastructures telles que les terminaux méthaniers de Fos 2 (GDF), Fos 3 (Exxon-Mobil), le Verdon (Total) et les interconnexions avec l'Espagne (Perpignan-Barcelone et Lacq-Bilbao). Elle est, en particulier, disposée à rechercher, avec les opérateurs concernés, un cadre de régulation répondant à la fois au souci d'une ouverture des nouvelles infrastructures suivant les règles communes de l'ATR et d'une prise en compte du niveau particulier de risque lié à ces investissements.

Les réflexions en cours sur ces questions visent à concilier l'objectif de maintenir un accès suffisant des tiers aux nouvelles grandes infrastructures et celui d'encourager les investissements, ce qui pourrait conduire à :

- prévoir qu'une partie de leur capacité (de l'ordre de 20 à 30 %) soit ouverte à des opérateurs autres que les investisseurs, tout en préservant un droit d'accès prioritaire pour ces derniers ;
- envisager, pour la tarification de l'accès à la capacité ouverte aux tiers, une rémunération adaptée à la nature de l'investissement et au niveau de risque encouru par les investisseurs ;
- veiller à ce que le développement des réseaux de transport soit bien coordonné avec celui des nouvelles infrastructures, afin d'assurer l'écoulement et la commercialisation des ressources importées et/ou exportées à travers ces ouvrages.

2 > Faciliter l'accès des futurs consommateurs éligibles à l'offre alternative

La problématique de l'accès à l'offre alternative de gaz est évidemment bien différente pour un client industriel et un client du secteur tertiaire. Le



premier dispose de l'équipement (systèmes d'information, accès aux comptages) et des compétences nécessaires pour maîtriser et gérer les différentes composantes de sa fourniture (données de comptage relatives aux débits et volumes, contrats de transport, service de modulation...). En revanche, le client du secteur tertiaire, pour faire jouer son éligibilité, devra assumer les complexités et les risques de ce nouveau mode d'approvisionnement.

Il en va de même pour les professionnels du secteur des services d'efficacité énergétique, qui envisagent généralement d'ajouter de la valeur à l'éligibilité de leurs clients finals, en mettant en œuvre une agrégation de leurs consommations.

3 > Accompagner le développement des places de marché

Le marché gazier français est resté, même pour la clientèle éligible ayant changé de fournisseur, organisé selon le mode de fonctionnement traditionnel, c'est-à-dire sur la base de contrats bilatéraux d'une durée de un à trois ans.

À l'opposé, le marché gazier britannique a été profondément reconfiguré, depuis plusieurs années. Le volume des transactions physiques au jour le jour au National Balancing Point (NBP) représente désormais près de 40 % des consommations du pays, le volume des transactions « papier » s'élevant à environ 25 fois ce montant.

Le développement de « hubs » gaziers, où les acteurs peuvent échanger librement du gaz et procéder à des achats et à des ventes découplés, et celui des « places de marché », offrant en complément des produits commerciaux adaptés et des instruments de couverture des risques, jouent un rôle déterminant dans l'ouverture des marchés.

La mise en place, fin 2002, d'une tarification du transport en France de type « entrée-sortie » rend possible la création d'un ou plusieurs « hubs » d'échange au sein des zones d'équilibrage du réseau principal. Encore convient-il maintenant d'identifier et de développer les outils, de nature technique (système d'information), contractuelle (contrats d'accès au « hub », garanties demandées et données aux intervenants) et commerciale (conditions d'accès et tarification des prestations) devant accompagner cette évolution.

La CRE est favorable à ce que des initiatives soient prises, dans ce domaine, par les opérateurs et les fournisseurs, en vue de la création d'un premier « hub » d'échange en France, vraisemblablement dans la zone nord.

Un fonctionnement suffisamment actif de ce nouveau « hub » pourrait conduire à l'émergence d'une véritable place de marché du gaz en France, sans doute en relation avec les places existantes en Belgique (Zeebrugge) et en Grande-Bretagne (NBP/IPE).

À moyen terme, la création d'un autre « hub », dans le sud de la France, serait également souhaitable pour jouer le rôle de plaque tournante au cœur d'un vaste marché desservi par les réseaux de GSO et de GDF en France, d'Enagas et de Gas de Euskadi en Espagne, et de GDP au Portugal. À plus long terme, un maillage complémentaire des réseaux français et la construction de nouveaux terminaux méthaniers pourraient permettre de constituer un seul « hub » d'importance nationale, relié fonctionnellement et commercialement aux plus grandes places de marché européennes.

IV La régulation du marché européen

Les directives de 1996 et 1998, et les lois de transposition par les États membres qui ont conduit, en particulier, à la mise en place de régulateurs nationaux, ont donné l'impulsion permettant une première ouverture des différents marchés. Elles n'ont cependant pas suffi à assurer le fonctionnement harmonieux du grand marché intérieur qu'elles visaient à instaurer.

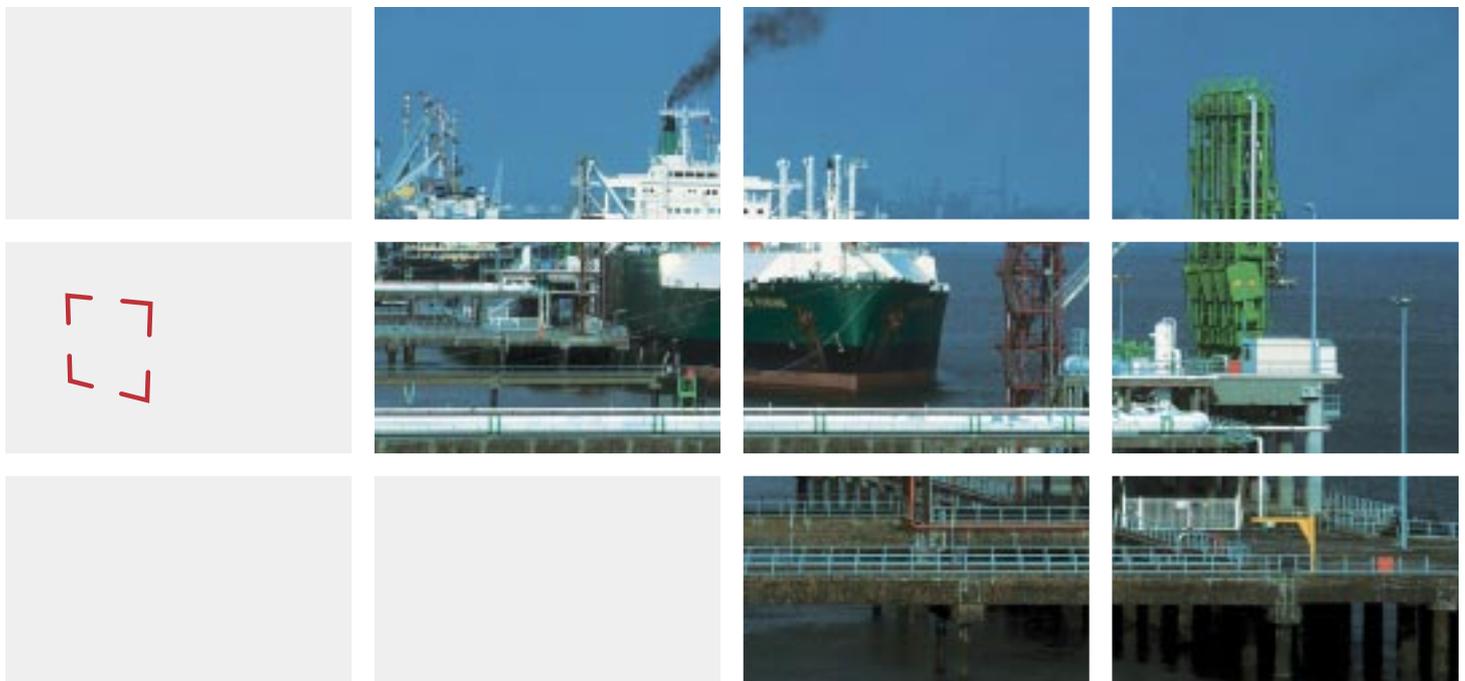
Aussi la nécessité s'est-elle fait sentir de rechercher cette harmonisation à différents niveaux, en faisant circuler l'information et les retours d'expérience au plan européen.

Cette démarche s'est traduite, en particulier, par la constitution des entités suivantes :

- à l'initiative de la Commission européenne, le Forum de Madrid (gaz), créé en 1999, où se réunit, en principe deux fois par an, sous l'égide de la Commission (DG-TREN), l'ensemble des acteurs du processus : États membres, régulateurs, associations des gestionnaires de réseaux (GTE pour le gaz), fournisseurs, traders, associations de consommateurs... ;
- le Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), créé en 2000, qui réunit les autorités de régulation de 14 États membres (l'Allemagne n'a pas de régulateur). La Norvège est associée aux travaux.

1 > Le Forum de Madrid

Le Forum de Madrid a, au cours de ses trois premières années de fonctionnement, permis de faire progresser l'harmonisation des modalités d'accès aux réseaux et d'ouvrir un dialogue constructif entre les opérateurs de réseaux, les utilisateurs et les régulateurs.



En 2003, son activité s'est concentrée sur l'élaboration d'un projet de « code de bonnes pratiques » couvrant les principaux thèmes transverses liés à l'ouverture des réseaux et à la création d'un marché intérieur plus transparent et fluide.

Ce projet de code traite, sous la forme de recommandations, des six questions suivantes :

- les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux services de modulation, avec pour objectif une certaine normalisation relative à la qualité des gaz et aux systèmes d'information et de comptage ;
- la répartition des capacités contraintes et la gestion des congestions ;
- la mise en œuvre des exigences de transparence dans les différentes activités des opérateurs (capacités disponibles, tarification...) et sa traduction dans des systèmes d'information efficaces et compatibles ;
- les structures tarifaires applicables pour l'accès aux réseaux et leur harmonisation ;
- les régimes et conditions d'équilibrage des réseaux par les utilisateurs, y compris les pénalités en cas de déséquilibre ;
- les mesures de nature à améliorer la liquidité du marché et à promouvoir les marchés secondaires de capacités.

La CRE participe activement à ces travaux, directement et par l'intermédiaire du CEER.

2 > L'activité du CEER

La CRE participe également aux travaux du CEER dans le domaine du gaz. Ceux-ci recouvrent assez largement les thèmes du Forum de Madrid, auxquels le CEER apporte l'éclairage spécifique de la régulation.

Par ailleurs, la CRE a pris l'initiative et la responsabilité, au sein du CEER, de conduire une étude de caractère plus prospectif, sur la création des « hubs » gaziers en Europe et leur contribution à l'ouverture du marché intérieur.

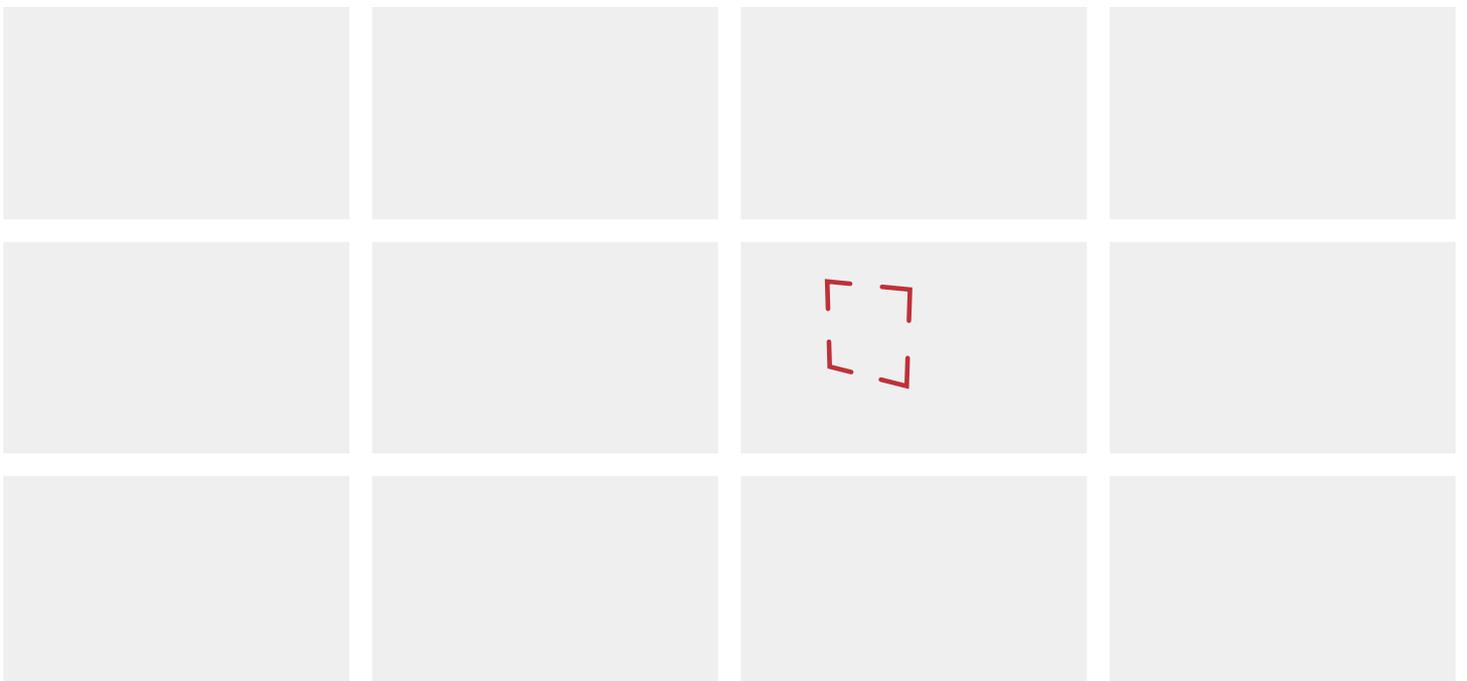
V/ Le service public

N'entrant pas, comme l'électricité, dans le champ du service universel, la desserte en gaz naturel est néanmoins soumise à certaines obligations de service public relatives à la sécurité des approvisionnements et à la continuité de la fourniture.

1 > Sécurité et diversification des approvisionnements

La loi du 3 janvier 2003 fixe le cadre général dans lequel la puissance publique exerce ses responsabilités en matière de sécurité et de diversification des approvisionnements de la France en gaz naturel :

- élaboration, par le ministre chargé de l'Énergie, d'un « plan indicatif pluriannuel » de la demande en gaz du pays, mentionnant les investissements programmés pour compléter les infrastructures (canalisations de transport et interconnexions, terminaux de GNL, stockages souterrains) et devant faire l'objet d'un rapport présenté chaque année au Parlement ;
- délivrance, par le ministre, des autorisations de fourniture s'accompagnant de la soumission d'un plan prévisionnel d'approvisionnement en gaz naturel traduisant une « diversification suffisante » ;



- faculté donnée au ministre, en cas de « menace pour la sécurité des approvisionnements », de prendre des mesures conservatoires « notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations de fourniture ou de transport... ».

La CRE entend contribuer à la mise en place de conditions favorables à la bonne exécution du plan pluriannuel de développement des infrastructures, en entretenant une concertation permanente avec la profession.

2 > La fourniture à la clientèle ressortissant du service public

La loi du 3 janvier 2003 inscrit la continuité de la fourniture de gaz parmi les obligations de service public, en précisant que les obligations « varient selon les différentes catégories d'opérateurs ».

Les stockages souterrains jouent un rôle déterminant dans la continuité de la fourniture aux secteurs de la distribution et du tertiaire et, à travers ces derniers, au secteur résidentiel. Le régulateur doit donc assurer aux fournisseurs des conditions d'accès transparentes et non discriminatoires aux services de modulation, proposés, en France, par GDF, CFM et GSO.

Cette exigence constitue ainsi une des priorités de la CRE à l'horizon de mi-2004, qui marquera l'ouverture totale des secteurs de la distribution et du tertiaire.

La loi du 3 janvier 2003 prévoit également que la CRE donne son avis sur les tarifs de vente du gaz applicables aux clients éligibles qui n'ont pas fait jouer leur éligibilité (tarifs STS) ainsi que sur ceux applicables aux clients non éligibles (tarifs des distributeurs).

VII Activités et priorités de la CRE, pour le gaz, en 2003

Les activités et priorités de la CRE, pour le gaz, en 2003, visent à répondre, dans le cadre de la loi du 3 janvier 2003, aux principales attentes du marché. Elles correspondent, pour l'essentiel, aux recommandations exprimées dans le rapport Syrota et résumées dans l'encadré ci-dessous.

1 > Les principes de dissociation comptable applicables aux opérateurs gaziers

En vertu des dispositions de l'article 8 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, « toute entreprise exerçant, dans le secteur du gaz naturel, une ou plusieurs des activités concernées tient, dans sa comptabilité interne, des comptes séparés au titre, respectivement, du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble de ses autres activités en dehors du secteur du gaz naturel ».

« La CRE approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités, qui sont proposés par les opérateurs concernés [...]. Elle veille à ce que ces règles, périmètres et principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ». En application de ces dispositions, les trois opérateurs concernés, GDF, GSO et CFM, ont présenté,

au mois d'avril, à la CRE, les principes de dissociation comptable qu'ils se proposent d'appliquer à leurs activités.

Les principes retenus, sur lesquels, à ce stade, il n'est porté aucun jugement, peuvent être synthétiquement exposés de la manière suivante, sans préjudice des avis qui seront rendus respectivement par le Conseil de la concurrence puis par la CRE :

A - Propositions de GDF

GDF se propose de scinder, comptablement, ses activités en cinq groupes :

- le transport de gaz qui comprend, d'une part, des activités relevant de la régulation (y compris l'activité de transit), d'autre part, des activités non régulées, comme des prestations périphériques (ingénierie...) ainsi que l'affermage d'une partie du réseau et les prestations de service afférentes ;
- le stockage ;
- la distribution, qui comprend, outre les activités régulées d'acheminement du gaz par l'intermédiaire de réseaux locaux ou régionaux de gazoducs, des activités périphériques non régulées (ingénierie, maintenance des postes de livraison des clients..);
- les activités non liées au gaz naturel (distribution et vente de propane en Corse) ;
- les autres activités, qui recouvrent le négoce de gaz, l'affrètement des réseaux, l'action commerciale et certaines fonctions partagées, comme la gestion centralisée de trésorerie.

Les terminaux méthaniers, qui ont vocation à faire l'objet d'un compte séparé au 1^{er} janvier 2004, sont, dans un premier temps, inclus dans le périmètre du compte transport, mais peuvent être isolés par retraitements analytiques.

Tableau 7/ Principales recommandations du rapport Syrota du 24 octobre 2002

Sur les tarifications du transport, de l'accès aux terminaux méthaniers et de la distribution :

- « mettre en place une tarification "entrée-sortie" en vue de réduire l'impact de la distance, de faciliter les échanges de gaz et de permettre l'émergence de marchés secondaires en France » ;
- « réviser les conditions d'accès des tiers aux terminaux de regazéification de GNL, en particulier pour permettre un accès plus facile au marché français de cargaisons spot de GNL » ;
- « déterminer les conditions d'accès aux réseaux de distribution, en particulier les conditions tarifaires, pour permettre notamment à l'ensemble des sites de cogénération d'exercer leur éligibilité ».

Sur les modalités d'accès aux réseaux :

- « assurer la transparence des capacités disponibles aux points d'entrée des réseaux de transport et des terminaux méthaniers » ;
- « assouplir les conditions de réservation de capacités de transport, à la fois dans le sens de durées plus courtes (contrats infra-annuels) et plus longues (contrats pluriannuels) » ;
- « permettre la création de marchés secondaires comparables aux "hubs" en voie de généralisation en Europe » ;
- « instaurer un service de modulation/équilibre transparent et non discriminatoire pour l'ensemble de la clientèle éligible ».

Sur les tarifs de vente à la clientèle non éligible :

- « assurer l'égalité de traitement entre les clients éligibles, qu'ils aient ou non changé de fournisseur » ;
- « supprimer la discrimination tarifaire entre le coût du service de modulation et celui incorporé dans les tarifs des opérateurs historiques dans le cas d'une fourniture intégrée de gaz (barème STS) ».

Pour l'imputation des postes d'actif et de passif et de charges et de produits, c'est le principe de l'imputation directe qui a été retenu dans toute la mesure du possible. À défaut, le poste a été imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal et a été ensuite affecté aux activités utilisatrices à l'aide de clés de répartition.

Ces clés de répartition sont détaillées et formalisées par des notes de doctrine validées par les directions concernées de GDF. Les relations financières correspondant à des prestations rendues entre activités dissociées sont régies par des protocoles.

La pondération entre dettes financières et fonds propres au sein de chaque activité résulte d'une approche normative de leur niveau d'endettement. Le principe d'élaboration des comptes dissociés permet, par agrégation desdits comptes, de retrouver le bilan et le compte de résultat de l'Établissement Public Industriel et Commercial (EPIC), GDF.

B - Proposition de GSO

GSO se propose de retracer l'ensemble de ses activités en deux comptes :

- un compte transport, qui comprend les activités de transport (y compris un service flexibilité) et de transit de gaz naturel ;
- un compte négoce, qui recouvre l'achat et la commercialisation du gaz naturel ainsi que les capacités de stockage utilisées principalement pour l'alimentation des distributions publiques.

Comme pour GDF, c'est le principe de l'imputation directe des postes de bilan et de compte de résultat qui a été retenu, dans toute la mesure du possible. À défaut, chaque poste a été imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal et a été ensuite affecté aux activités utilisatrices à l'aide de clés de répartition.

L'agrégation des comptes de transport et de négoce permet de retrouver les montants figurant dans les comptes sociaux de la société GSO.

C - Proposition de CFM

CFM se propose de scinder ses activités en deux comptes, élaborés à partir des comptes consolidés au niveau de CFM-Holding (qui agrège les comptes de CFM et ceux de CFM-H) :

- un compte transport, qui retrace l'activité relative à l'utilisation, l'entretien et l'exploitation des ouvrages de gazoducs et des ouvrages techniques associés, qui ont été affermés à CFM ;
- un compte autres activités, qui comprend l'activité de négoce, l'offre de modulation ainsi que les prestations de service et actions commerciales auprès de la clientèle industrielle.

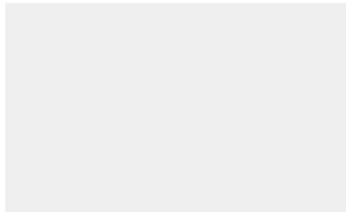
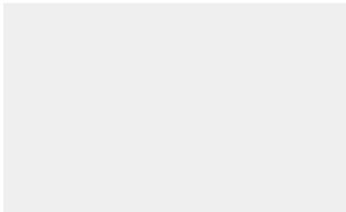
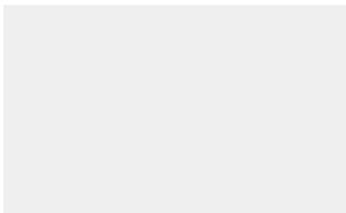
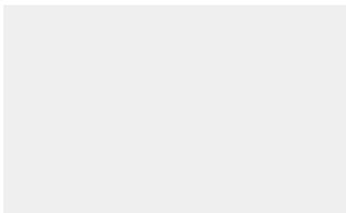
Les relations financières entre ces deux activités sont régies par un protocole ayant vocation à être revu annuellement.

Pour les postes de bilan, la règle qui a prévalu est celle de l'imputation directe. Notamment, les fonds propres ont été affectés selon leur nature d'origine et les actifs et passifs financiers à court terme ont été affectés à partir d'un constat du cycle d'exploitation de chaque activité.

De même, au compte de résultat, la majorité des produits et des charges a fait l'objet d'une affectation directe à chaque activité.

Les postes qui n'ont pu faire l'objet d'une imputation directe ont été répartis selon des clés spécifiques.

Enfin, les principes retenus permettent de retrouver, pour le bilan comme pour le compte de résultat, les éléments consolidés de l'ensemble CFM-CFM-H.



Il reviendra à la CRE, après avoir pris connaissance de l'avis du Conseil de la concurrence, de se prononcer sur la conformité de ces principes aux dispositions de la loi du 3 janvier 2003, et notamment sur l'absence de discriminations et de subventions croisées.

2 > Les tarifications du transport, de l'accès aux terminaux méthaniers et de la distribution

S'agissant de la tarification du transport, l'objectif de la CRE est de parvenir à la mise en application du tarif qu'elle proposera, dès le 1^{er} janvier 2004.

La structure de ce tarif restera du type « entrée-sortie », déjà en vigueur dans les barèmes provisoires actuels, et qui a été retenue par les opérateurs GDF et CFM, fin 2002, en cohérence avec les recommandations du rapport du 24 octobre 2002.

Le niveau du tarif, qui sera proposé à l'approbation du ministre chargé de l'Énergie, prendra en compte les recommandations de ce rapport, en ce qui concerne la détermination de la base d'actifs régulés, sa rémunération, le calcul des amortissements ainsi que l'identification des charges comptables des opérateurs devant être affectées à chacune de leurs activités régulées, comme cela a été résumé dans le présent document (tableau 7).

Des tarifs d'accès aux terminaux méthaniers seront mis en place à la même échéance. Ils pourraient prendre en considération, dans le calcul de la rentabilité de la base d'actifs, la nature particulièrement compétitive du commerce international du GNL. Il est, par ailleurs, souhaitable qu'ils permettent un accès moins coûteux sur le marché

français des flux de GNL de moyen et court terme (cargaisons spot), ce mode de commercialisation connaissant un important développement depuis quelques années.

Parallèlement, il sera tenu compte du retour d'expérience sur le fonctionnement du système gazier français depuis août 2000, qui suggère d'apporter des améliorations dans les conditions d'accès aux installations régulées, dans deux principaux domaines :

- une meilleure transparence et une plus grande flexibilité dans le mécanisme de réservation des capacités d'entrée dans les réseaux et terminaux ;
- une simplification de la structure tarifaire du transport par la réduction du nombre de « zones de tarification ». Cette réduction pourrait être obtenue, à court terme, en dénouant les participations conjointes de GDF et de Total dans CFM (permettant ainsi la suppression de deux zones sur les huit existantes) et, à moyen terme, en réalisant les investissements nécessaires pour permettre l'élimination des contraintes directionnelles de transport, actuellement constatées. Le renforcement des artères de transport du réseau français, dans le sens des écoulements nord-sud et nord-est ainsi que la construction du terminal méthanier de Fos 2 constituent, de ce point de vue, des objectifs prioritaires.

Ces efforts apparaissent comme essentiels pour favoriser la création de « hubs » gaziers en France, dont le rôle pour permettre l'émergence d'un marché liquide et concurrentiel a été mis en lumière par de nombreuses expériences étrangères, comme le montre une étude faite, en 2003, par la CRE dans le cadre des travaux du CEER. Une telle évolution permettrait, en outre, d'élargir à d'autres marchés européens les possibilités

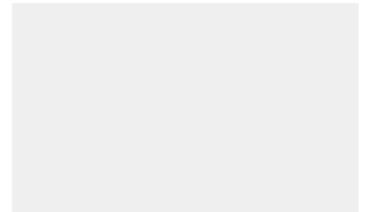
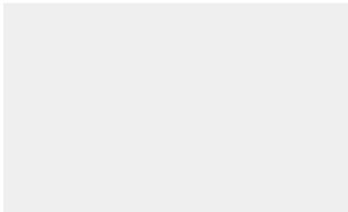
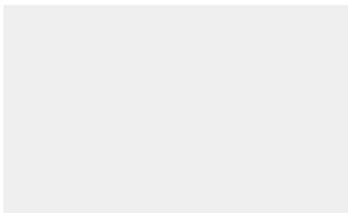
d'échanges de gaz intéressant les fournisseurs et consommateurs français, avec, à terme prévisible, le rattachement de la France à deux grands pôles de marché :

- un marché régional couvrant la moitié nord de la France et les pays d'Europe du Nord (Belgique, Grande-Bretagne, Allemagne, Pays-Bas), avec création en France d'une « place de marché » représentative et crédible, dont les cotations seraient reliées à celles des autres « hubs » concernés (Zeebrugge et Emden/Bunde, notamment), par l'intermédiaire de « cotes de place » comparables à ce que l'on observe, pour le gaz, aux États-Unis et, pour les produits pétroliers, en Europe ;
- un marché régional couvrant la moitié sud de la France, l'Espagne et le Portugal, avec également création en France d'une « place de marché » alimentant des échanges de gaz et de modulation, dès lors que les futures interconnexions à l'étude (liaisons du réseau GSO avec Bilbao à l'ouest et avec Barcelone à l'est) auront été construites.

S'agissant de la distribution, l'objectif de la CRE est de parvenir à la mise au point de propositions tarifaires devant entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} juillet 2004, date à laquelle 500 000 consommateurs, situés sur les réseaux de distribution, deviendront éligibles.

3 > L'amélioration des modalités contractuelles d'accès aux réseaux

La CRE s'efforce de faire progresser les mécanismes contractuels d'accès aux réseaux et aux terminaux méthaniers, dans la direction d'une plus grande transparence et d'une simplicité accrue pour les utilisateurs. Cette action se



développe en concertation étroite avec les opérateurs et les clients éligibles, afin de s'assurer que les priorités du marché sont convenablement prises en compte.

De fréquents contacts ont ainsi lieu entre les opérateurs, les nouveaux entrants, les consommateurs éligibles et la CRE. À titre d'exemple, la CRE organise des « ateliers » avec les clients éligibles, pour recueillir leurs souhaits et avis. Deux réunions de ce type ont eu lieu au cours du premier semestre 2003. Un « Guide de l'éligible », pour les consommateurs de gaz, comparable à ce que la CRE a déjà fait pour l'électricité, a, par ailleurs, été mis en chantier.

La transparence des informations publiées par les opérateurs sur les capacités disponibles constitue un enjeu essentiel pour l'ouverture du marché et l'utilisation optimale des facilités régulées. Dans ce domaine, la CRE souhaite que les opérateurs publient sur leurs sites Internet, avec une mise à jour hebdomadaire, les données pertinentes sur les capacités des réseaux (points d'entrée et points de liaisons interzones) et des terminaux de GNL, à savoir :

- les capacités théoriques (potentiel technique des installations), les capacités souscrites (fermes et interruptibles) et les capacités disponibles ;
- l'historique de ces données de capacités en 2000, 2001 et 2002 ;
- les prévisions, à douze mois, des réductions de capacités pour travaux et maintenance.

Cette question a fait l'objet d'une consultation publique de la CRE, auprès des intervenants sur le marché, entre le 24 avril et le 15 mai 2003.

Ultérieurement, la CRE examinera avec les intéressés la nature et les modalités d'attribution des capacités disponibles (actuellement cette attribu-

tion se fait suivant le principe « premier arrivé, premier servi ») ainsi que les conditions de remise sur le marché des capacités souscrites mais non utilisées.

Les relations nouées avec les intervenants depuis août 2000 ont également permis d'aménager, sur de nombreux aspects pratiques, les modalités contractuelles d'accès aux réseaux de transport, en y apportant, en particulier, les améliorations suivantes :

- la possibilité de renomination des quantités souscrites ;
- une réduction des pénalités en cas de déséquilibre journalier ;
- un droit d'accès des consommateurs éligibles aux données de comptage ;
- la possibilité d'appels d'offres pour la fourniture et l'installation des postes de livraison ;
- un accroissement du seuil d'indemnisation des intervenants par les opérateurs de transport, en cas de défaillance de ces derniers.

4 > La préparation de l'ouverture du secteur tertiaire, à mi-2004

L'ouverture du secteur tertiaire à mi-2004 va se traduire par un changement à la fois quantitatif et qualitatif, le nombre de sites éligibles passant de 650 (10 août 2003) à 500 000, et les nouveaux clients éligibles étant situés non plus essentiellement sur les réseaux de transport, mais raccordés à ceux de distribution.

L'importance de ce changement a conduit la CRE à constituer un groupe de travail, le GTG 2004, répondant aux trois objectifs suivants :

- assurer à tous les clients professionnels qu'ils peuvent, quand ils le veulent et de manière simple, changer de fournisseur ;



- permettre aux gestionnaires de réseaux de distribution de confronter leur point de vue aux attentes des utilisateurs ;
- assurer aux concurrents des fournisseurs historiques que les gestionnaires de réseaux de distribution sont en mesure de servir leurs clients avec la même qualité de service.

Le GTG 2004 a commencé ses travaux en avril 2003, avec la participation de 80 intervenants. Le programme des travaux conduira, fin 2003, à la rédaction d'un cahier des charges complet et détaillé du processus de changement de fournisseur. Le premier semestre 2004 permettra de tester et de valider ce processus.

Le travail est réparti entre cinq sous-groupes pluridisciplinaires, respectivement en charge de l'étude des questions suivantes :

- schéma contractuel et changement de fournisseur ;
- acheminement du gaz dans le réseau de distribution, en particulier la question du « profilage » des enlèvements de gaz des consommateurs ne disposant pas d'un comptage journalier ;
- raccordement au réseau et services associés ;
- système d'information ;
- identification et gestion des risques.

5 > Les tarifs de vente du gaz à la clientèle non éligible et aux industriels n'ayant pas exercé leur éligibilité

La loi du 3 janvier 2003 a confié à la CRE la mission de formuler des avis sur l'évolution des tarifs de vente du gaz aux consommateurs non éligibles, l'impératif principal étant d'éviter toute subvention croisée en faveur des clients éligibles. Les tarifs de vente du gaz étant révisables, respec-

tivement au début de chaque trimestre pour les clients industriels non éligibles (ou n'ayant pas fait jouer leur éligibilité) et le 1^{er} mai et le 1^{er} novembre de chaque année pour les clients en distribution, la CRE a émis des avis sur les mouvements de prix du 1^{er} avril 2003 (tarif industriel STS) et du 1^{er} mai 2003 (tarifs en distribution).

Ces avis ont permis à la CRE de préciser sa position sur la problématique de la coexistence, au regard des impératifs de non discrimination et d'absence de subventions croisées, de consommateurs éligibles ayant opté pour un changement de fournisseur, et de clients encore approvisionnés dans le cadre de tarifs de vente intégrant toutes les composantes de la fourniture (molécule de gaz, transport, modulation, distribution).

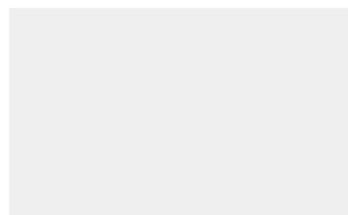
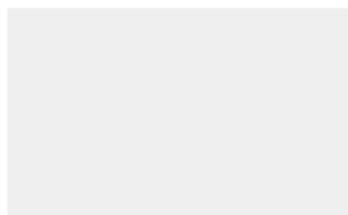
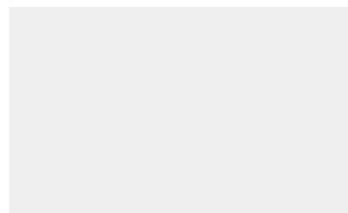
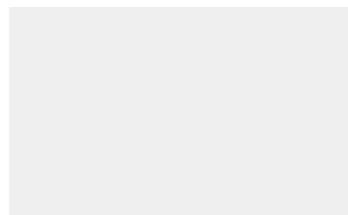
Les avis de la CRE, en date respectivement du 20 mars 2003 pour les tarifs STS et du 24 avril 2003 pour les mouvements de prix en distribution, mettent en relief les considérations suivantes :

a POUR LES TARIFS À L'INDUSTRIE (STS) :

- l'impératif de non discrimination entre les clients, qu'ils aient ou non fait jouer leur éligibilité, implique que les tarifs STS ne peuvent pas donner lieu à une négociation commerciale ;
- pour les mêmes raisons, les conditions extratarifaires de fourniture du gaz (charges de raccordement, rémunération de l'éligibilité, qualité et pression du gaz, nominations et pénalités d'équilibrage), doivent être harmonisées, que le client ait fait jouer l'éligibilité ou qu'il ait conservé un tarif intégré ;
- la généralisation de l'éligibilité à tous les sites de cogénération, depuis début 2003, rend caduc le recours au tarif STS pour le calcul du prix de reprise de l'électricité et une nouvelle référence de prix de marché doit lui être substituée dès que possible.

b POUR LES MOUVEMENTS DE PRIX EN DISTRIBUTION :

- dans la perspective de l'ouverture du marché tertiaire en juillet 2004, il importe de s'assurer que la structure des tarifs est fondée sur les coûts réels des entreprises et que leur affectation est effectuée en cohérence avec la séparation comptable des activités ;
- il convient que la formule utilisée pour le calcul des variations tarifaires reflète les coûts d'approvisionnements de GDF et prenne en compte les gains de productivité qui seront demandés aux opérateurs de transport et de distribution dans le cadre des tarifs régulés, à l'exclusion, en outre, de toute subvention croisée en faveur des éligibles.



1/

Les marchés
de l'électricité

La régulation du marché de l'électricité



1_Les marchés de l'électricité

V Les marchés électriques européens

1 > Des marchés inégalement ouverts en Europe

La directive 96/92/CE libéralisant le marché électrique européen a prévu, dans son article 19, des seuils minimaux d'ouverture du marché. Le dernier seuil prévu est entré en vigueur le 19 février 2003 et correspond à un taux minimal de 34,5 %, soit la part, au niveau de l'Union européenne, des sites consommant plus de 9 GWh par an.

Pour autant, les États membres avaient la possibilité d'ouvrir plus largement leur marché, anticipant en cela la directive européenne en préparation, qui, en l'état actuel des discussions, prévoit une ouverture du marché à tous les professionnels le 1^{er} juillet 2004 et à tous les clients domestiques le 1^{er} juillet 2007.

Le tableau ci-dessous donne la taille du marché électrique ouvert à la concurrence dans chacun des pays de l'Union européenne. La France est actuellement le cinquième pays pour la taille de son marché ouvert à la concurrence.

Au-delà du taux légal d'ouverture, il est important d'examiner les conditions réelles de l'ouverture du

marché électrique. Malheureusement, peu de chiffres sont publiés, hormis l'étude comparative menée par la Commission européenne, dont les résultats doivent toutefois être interprétés avec prudence.

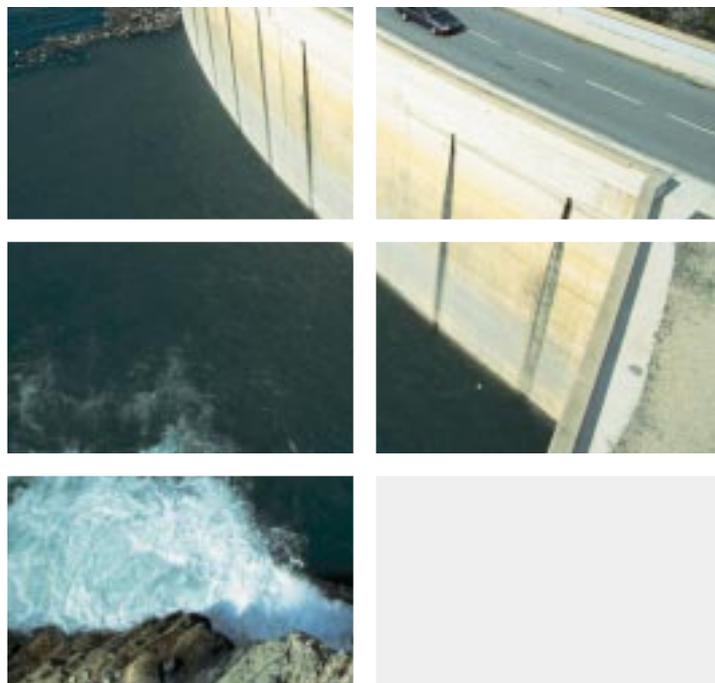
Un critère utile, quoique insuffisant à lui seul, est celui du taux de changement de fournisseur. Avec environ 17 % des clients éligibles qui ont changé de fournisseur (part en énergie) et même près de 25 % si l'on tient compte des ventes à RTE pour la compensation de ses pertes, la France se situe plutôt dans le haut de la liste des pays pour le taux de changement des gros clients. En outre, la quasi-totalité des clients consommant plus de 16 GWh par an (30 % du marché français total, soit plus de 80 % du marché ouvert) ont procédé à la séparation de leur ancien contrat intégré, détenant désormais un contrat d'accès au réseau et un contrat de fourniture. C'est donc une part très importante des éligibles français qui a soit changé de fournisseur, soit renégocié son contrat. Les quelques chiffres dont on peut disposer semblent montrer que seuls le Royaume-Uni et la Suède, où l'ouverture est plus ancienne, et l'Italie, où le gouvernement a contraint Enel à vendre une part significative de ses actifs de production, ont des taux de changement et/ou de renégociation significativement plus élevés.

Tableau 8/ Ouverture des marchés européens

	Ouverture légale ⁽¹⁾ avril 2003	Marché éligible ⁽²⁾ (TWh)
Allemagne	100 %	483
Royaume-Uni	100 %	330
Italie	70 %	191
Espagne	100 %	188
France	37 %	160
Suède	100 %	129
Finlande	100 %	84
Pays-Bas	63 %	62
Autriche	100 %	52
Belgique	52 %	40
Danemark	100 %	32
Portugal	45 %	17
Grèce	34 %	15
Irlande	56 %	8
Luxembourg	57 %	3

(1) Source : Commission européenne - Rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité du 7 avril 2003.

(2) Idem - le chiffre donné par l'étude publiée par la Commission européenne pour la France (131 TWh) a été corrigé (ce chiffre correspondrait à un marché de 354 TWh, alors que la consommation intérieure est en réalité proche de 430 TWh).



1/

Les marchés
de l'électricité

Cela montre que le taux légal d'ouverture du marché est très peu significatif et que ce qui compte avant tout est la possibilité réelle de venir prendre des clients aux fournisseurs historiques d'un pays donné. La Commission européenne a d'ailleurs indiqué vouloir se rapprocher des analyses de la CRE dans ce domaine pour l'élaboration de ses rapports comparatifs sur l'ouverture du marché en Europe. La CRE a en effet toujours mis en avant la nécessité d'avoir des règles extrêmement claires et les plus simples possible afin de permettre aux consommateurs et aux fournisseurs de pouvoir nouer des contrats sans difficulté et sans surprise.

Elle continue de souligner que l'appréciation de la concurrence doit reposer sur une batterie de critères multiples quantitatifs et qualitatifs. Ainsi, le taux d'ouverture doit être pondéré par le volume (qui suffit à faire passer la France du dernier au cinquième rang européen), le nombre de clients par le montant de leur consommation. Le taux de changement de fournisseur peut être trompeur s'il comporte l'effet mécanique du démantèlement de l'opérateur historique (la partition du monopole n'entraîne qu'un changement du nom du fournisseur sans choix du client). Dans la période initiale d'ouverture, les critères qualitatifs sont d'une importance plus grande encore : existence d'un régulateur indépendant, spécialisé et doté des compétences nécessaires, ATR régulé, transparence... sont parmi les critères dont l'utilisation systématique donnerait du degré réel de concurrence une image très différente de celle construite à partir des déclarations des différents États.

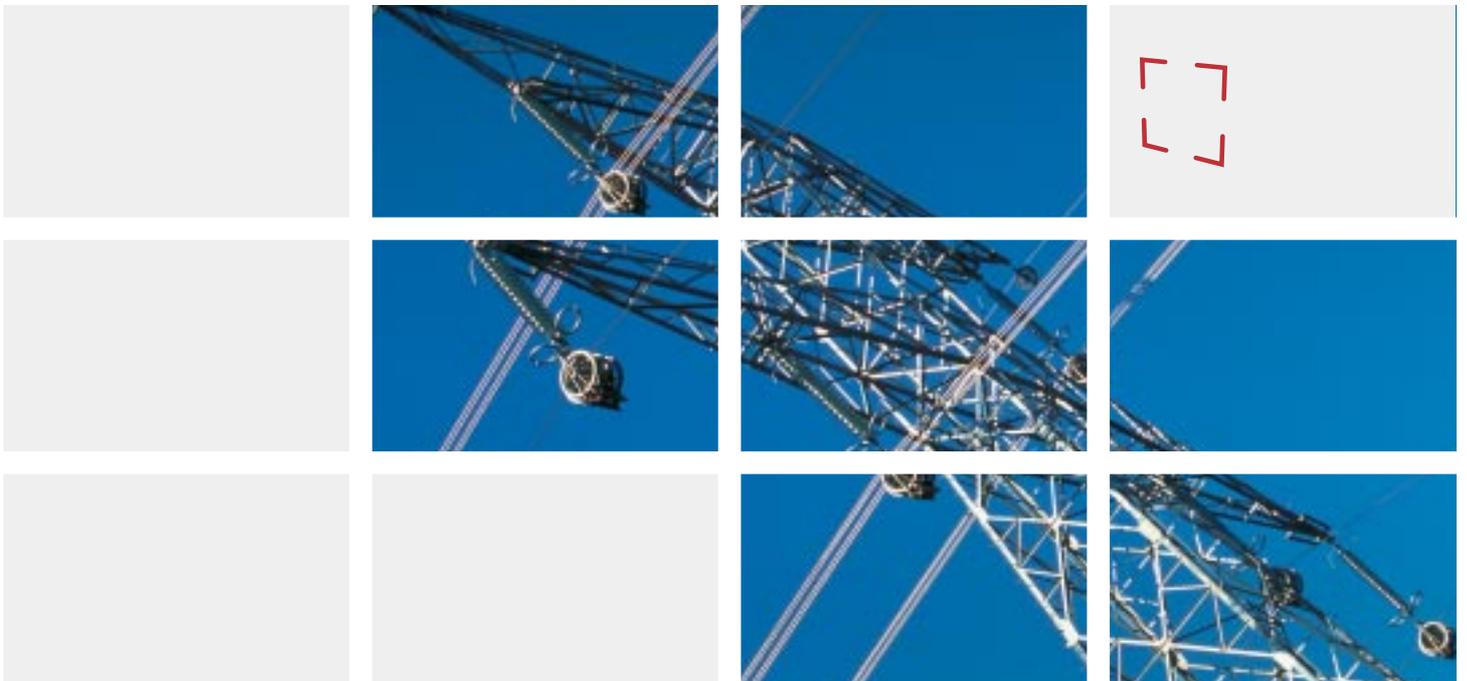
Enfin, considérer seulement les marchés nationaux ne correspond pas à l'esprit de la directive européenne, qui est de créer un marché unique

de l'électricité en Europe. Compte tenu de l'insuffisance des interconnexions entre certaines zones, un objectif plus réaliste dans un premier temps est de favoriser l'émergence de marchés régionaux entre pays pouvant être interconnectés relativement rapidement. Actuellement, on peut considérer qu'il existe cinq zones :

- la plaque continentale (France, Allemagne, Autriche, Suisse), à laquelle on peut adjoindre le Royaume-Uni dans la mesure où les prix britanniques sont assez liés aux prix continentaux ;
- le Benelux ;
- la Scandinavie (Norvège, Suède, Finlande, Danemark) ;
- la péninsule ibérique (Espagne, Portugal) ;
- l'Italie et la Grèce.

2 > Les marchés de gros en Europe

Avec l'ouverture des marchés électriques, le développement des échanges bilatéraux de gré à gré (dits OTC, « over the counter »), a conduit à la création de marchés de gros qui permettent aux différents acteurs d'acheter et de vendre l'électricité, à différentes échéances et sous diverses formes. En effet, par rapport au modèle du monopole où le producteur vendait directement au client, ou éventuellement à un réseau de distribution qui revendait ensuite au client, se développe un marché dans lequel les fournisseurs peuvent ne pas disposer de moyens de production et doivent alors s'approvisionner directement auprès d'un autre fournisseur en gros, de divers producteurs, d'une bourse organisée si elle existe ou bien en important de l'électricité de l'étranger. De la même façon, ils peuvent vendre directement à des clients finals, mais aussi à d'autres intermédiaires, sur la bourse ou à l'étranger.



L'insuffisance de capacités d'interconnexion entre la plupart des pays retarde la création de marchés régionaux, a fortiori, d'un marché européen. Seule la Scandinavie, avec Nordpool, est parvenue à créer un marché régional qui fonctionne actuellement. L'Espagne et le Portugal ont annoncé leur volonté de créer un marché ibérique, et la Belgique et les Pays-Bas réfléchissent à la possibilité de créer un marché Benelux, mais, pour l'heure, ces projets ne se sont pas concrétisés.

Dans la plupart des pays, le marché de gros comporte deux segments principaux :

- le marché organisé, sous la forme d'une bourse ou d'un pool de l'électricité (Powernext en France, EEX en Allemagne, Nordpool pour les pays nordiques...);
- le marché OTC où les échanges ont lieu de façon bilatérale.

Sur les marchés de gros, les transactions OTC sont beaucoup plus importantes que celles sur le marché organisé, à l'exception de l'Espagne où la quasi-totalité des transactions doivent transiter par le pool, l'OMEL, du fait des règles en vigueur. Dans les autres pays, les bourses sont facultatives (la Grande-Bretagne a abandonné son pool obligatoire en mars 2001). Bien que les volumes OTC soient par définition très difficiles à appréhender, on peut considérer que les marchés organisés représentent moins de 10 % des volumes échangés sur le marché de gros (Nordpool avec environ 25 % est une exception). Cela peut s'expliquer par diverses raisons :

- la jeunesse des marchés organisés et le niveau élevé des tickets d'entrée ;
- le fait que les marchés organisés ne proposent que des produits standards et qu'un certain nombre de produits ne sont disponibles qu'en OTC (par exemple en France, seuls les achats

d'électricité la veille pour le lendemain sont possibles actuellement sur Powernext, alors qu'on trouve en OTC des produits dits forward qui permettent d'acheter à l'avance de l'électricité pour le mois, le trimestre ou l'année suivants);

- le nombre relativement faible des acteurs présents, en raison de relations contractuelles anciennes, qui n'éprouvent pas le besoin d'utiliser la bourse pour trouver une contrepartie.

Les questions de limitation de crédit et de risque de contrepartie, qui sont devenues d'actualité à la suite de la faillite retentissante d'Enron, pourraient inciter les acteurs à utiliser plus les services des bourses de l'électricité.

La figure 10 montre les volumes échangés sur les principales bourses européennes depuis janvier 2002 (compte tenu de son caractère quasi-obligatoire qui le rend peu comparable aux autres places, le pool espagnol OMEL n'est pas représenté). L'Allemagne (EEX) a vu ses volumes augmenter depuis l'introduction de produits à terme sur la bourse, en juillet 2002, et atteint des volumes près de huit fois supérieurs aux volumes de Powernext au cours du premier trimestre 2003. Nordpool reste un cas à part, avec un volume quotidien échangé significatif par rapport à la consommation totale de la zone (environ un quart, contre 5 % environ pour l'Allemagne et moins de 2 % pour la France).

Les volumes des marchés de gré à gré sont extrêmement difficiles à connaître. Les quelques estimations dont on dispose font état de 140 TWh pour la France, environ dix fois plus pour l'Allemagne et l'Angleterre, et 2 000 TWh pour la zone de Nordpool.

Les traders indiquent une stagnation, voire un fléchissement des volumes échangés, qui pourrait être due à la diminution de leur nombre (départ des traders américains) mais aussi à la volonté des

acteurs restants d'être plus prudents et de prendre moins de positions spéculatives : le trading servirait désormais essentiellement à couvrir ses positions (clients à fournir ou production à écouler) et non plus à faire des paris sur l'évolution du marché. Cette évolution serait une conséquence de l'affaire Enron.

3 > Les prix de gros

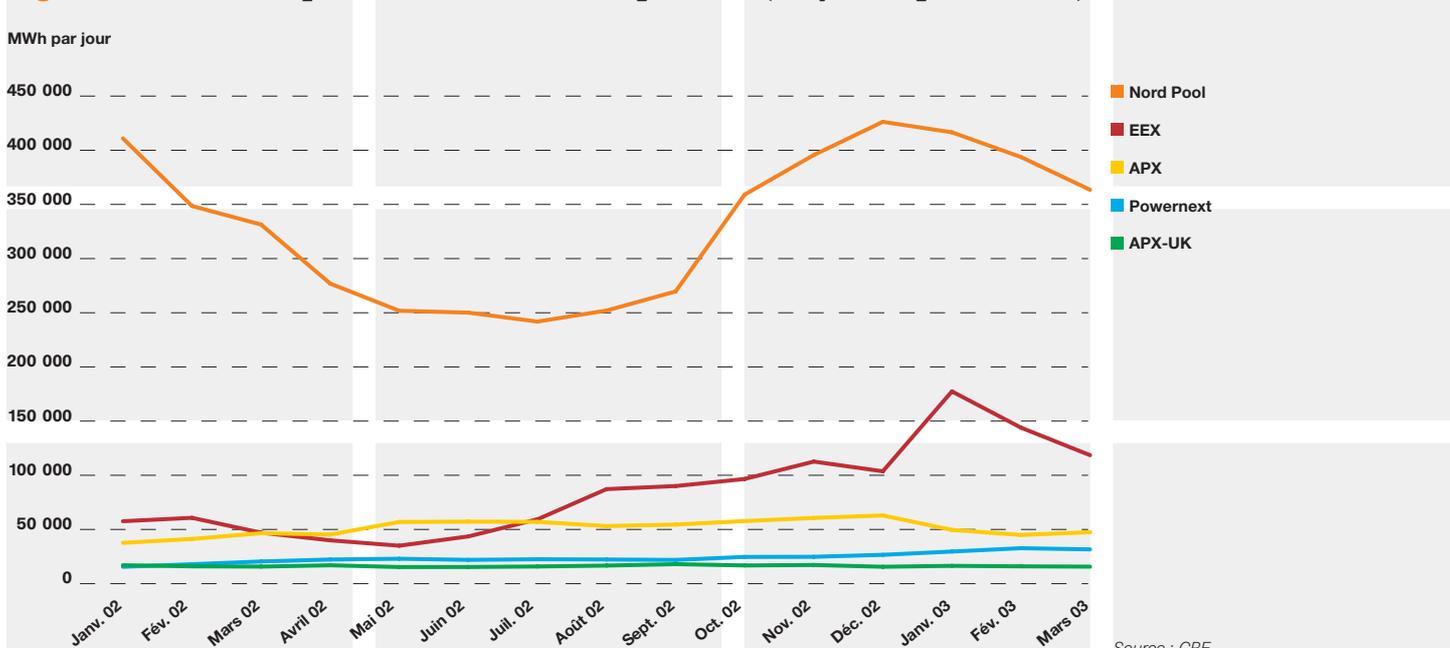
Pour suivre les prix de gros, deux sources d'information sont disponibles :

- les prix des bourses de l'électricité : ils correspondent au fonctionnement d'un marché organisé et transparent, et peuvent être considérés comme fiables, mais, comme souligné plus haut, le volume parfois trop faible de ces bourses peut limiter la signification de ces prix, qui de fait peuvent subir des mouvements brusques lorsqu'un acteur propose à l'achat ou à la vente des volumes importants ;
- les indices de prix publiés par la presse spécialisée (Platts, Heren, Dow Jones...): il s'agit en général de prix élaborés à partir de données transmises volontairement par les acteurs sur leurs transactions OTC de la journée. Bien que la méthodologie utilisée pour leur élaboration puisse être sujette à caution, l'ensemble des opérateurs utilisent quotidiennement ces indices, faute de mieux.

La figure 10 montre l'évolution des prix sur différentes bourses européennes sur les seize derniers mois.

Les prix allemands (EEX) et français (Powernext) sont bien corrélés, malgré un décrochage entre les deux pays au cours de l'été 2002 (les congestions étaient alors importantes sur la frontière franco-allemande).

Figure 10/ Volumes spot sur les bourses européennes (moyenne quotidienne)



Source : CRE.

1/

Les marchés
de l'électricité

La Grande-Bretagne (APX-UK) a des niveaux de prix similaires à ceux du continent. Il y a eu des prix plus élevés au Royaume-Uni à l'automne 2002 (incertitudes avec le départ des traders américains, dont certains possédaient des actifs de production, et inquiétudes sur l'avenir de British Energy), alors que depuis le début de 2003 la situation s'est inversée.

L'Espagne a traditionnellement des prix plus élevés qu'en France, compte tenu de son parc de production et de la capacité d'interconnexion relativement faible avec son voisin, mais la bonne hydraulité de la fin d'année 2002 a fait baisser les prix de façon importante, au point qu'ils sont passés en dessous des prix français et que c'est l'Espagne qui a exporté de l'électricité en France au début de 2003.

Les prix varient d'ordinaire assez peu sur le Nordpool, mais la sécheresse de l'automne 2002 (la plus sévère depuis soixante-dix ans, alors que plus de la moitié de la production de la zone Nordpool est hydraulique) a fait monter les prix au cours de l'hiver 2002-2003 à des niveaux inédits, provoquant d'ailleurs des critiques sur la façon dont serait traitée la question de la sécurité d'approvisionnement dans un marché libéralisé.

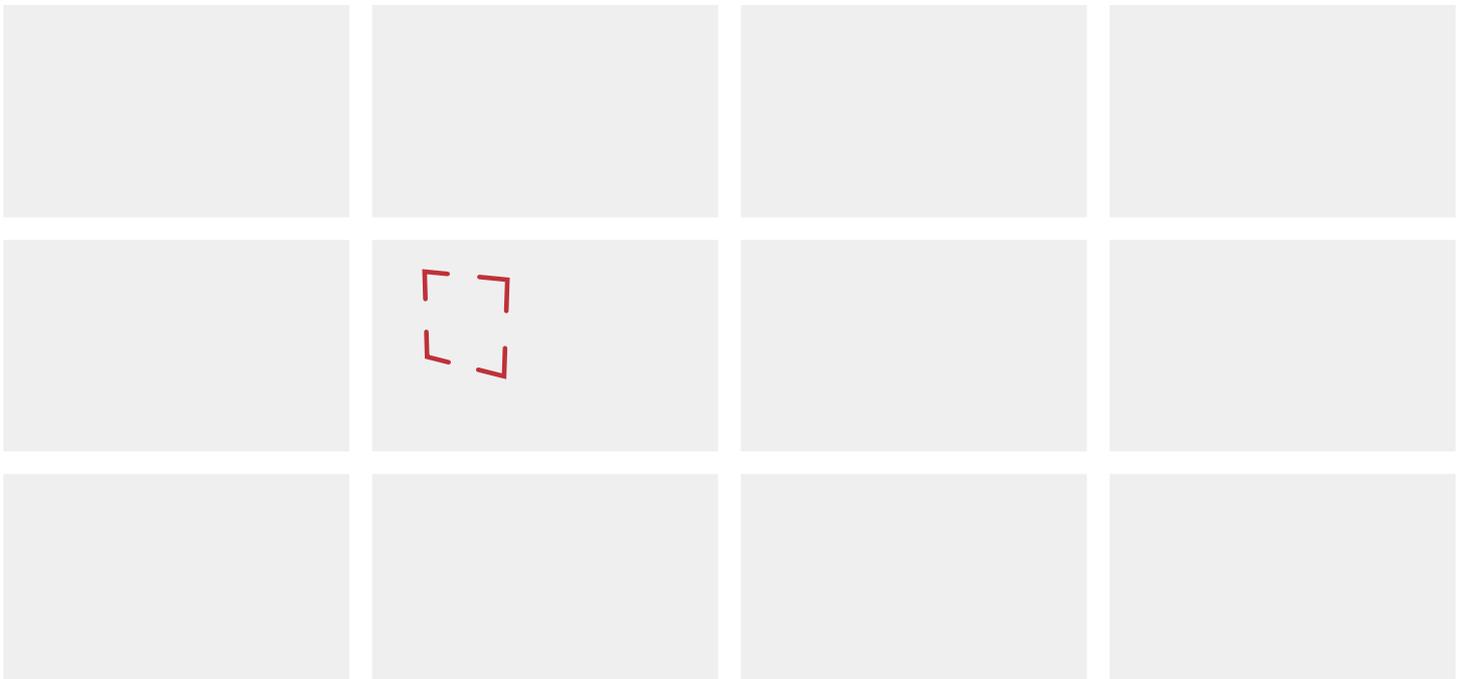
4 > Les opérateurs : départ des traders américains et consolidation européenne

L'année écoulée a vu des évolutions importantes du paysage électrique européen. Un premier élément est le départ de la plupart des traders américains, qui avaient été parmi les premiers à se positionner sur les marchés électriques européens nouvellement ouverts, suivant l'exemple d'Enron. Il semble que leur retrait d'Europe soit directement lié à la faillite de ce dernier : toutes les entreprises

du secteur énergétique ont fait l'objet d'examen beaucoup plus poussés qu'auparavant, et leur cours de bourse a connu une chute beaucoup plus importante que la moyenne (les dix plus grandes sociétés de négoce sont passées d'une capitalisation boursière de 140 milliards de dollars en 2001 à 8 milliards actuellement). Sommées par les marchés financiers et les banques d'améliorer leur structure de bilan en se désendettant, les entreprises américaines se sont repliées sur leur marché de base et ont vendu leurs filiales européennes qui, au-delà du trading, possédaient parfois des actifs de production ou de distribution, notamment en Grande-Bretagne.

La raison première du départ des entreprises américaines serait donc les difficultés qu'elles ont connues dans leur pays d'origine. La question de savoir si les filiales européennes n'ont pas été fermées aussi en raison de difficultés propres aux marchés européens mérite toutefois d'être posée, bien qu'il ne soit pas possible d'y apporter une réponse claire, ne serait-ce que parce que la présence de ces traders a été très limitée dans le temps. Parmi les difficultés que l'on peut essayer d'identifier figurent :

- l'absence de moyens de production pour beaucoup de traders, alors que ces moyens, qui peuvent être vus comme des options, complètent utilement un portefeuille ;
- l'éclatement du marché européen en plusieurs marchés nationaux, chaque marché demandant un certain investissement ;
- les conditions générales du marché européen de la production, souvent considéré comme sur-capacitaire, ce qui peut limiter la perception du risque par les acteurs, alors que les traders vendent essentiellement leur capacité à gérer le risque.



Le marché européen est dominé par quelques grandes firmes, bien implantées, et qui utilisent tous les instruments des marchés électriques (production, trading, fourniture...): la concurrence peut donc être rude pour de nouveaux entrants. Parallèlement au départ des américains, la concentration des entreprises de l'énergie en Europe s'est poursuivie, tendance déjà observée l'année précédente, mais avec des opérations de moindre ampleur: on peut donc parler plutôt de consolidation. Les entreprises énergétiques, handicapées par un endettement assez lourd, désormais critiquées par les analystes financiers, ont d'ailleurs en général annoncé qu'elles allaient désormais concentrer leurs efforts sur la réussite des fusions passées et la croissance interne. Certains opérateurs ont néanmoins profité de la vente des actifs détenus par les firmes américaines.

A - E.On

Une des opérations les plus importantes au cours de l'année écoulée a été la fusion d'E.On et de Ruhrgas, respectivement le deuxième groupe électrique et le premier groupe gazier en Allemagne. L'opération, contestée par l'autorité allemande de la concurrence mais acceptée par une dérogation exceptionnelle du ministre de l'Économie, a été officialisée le 31 janvier 2003, donnant ainsi naissance au leader européen dans le secteur gaz/électricité. La fusion permet à E.On de compléter ses activités de distribution d'électricité et de gaz par des activités dans l'amont de la filière gaz.

E.On, un des deux principaux producteurs électriques en Allemagne, a poursuivi son expansion dans ce pays par une série d'acquisitions ou de prises de participations (achat de 49,9 % de Lübecker Stadtwerke, régie de Lübeck; montée à 86 % contre 62 % auparavant dans le capital de

Thüga, fournisseur de gaz et d'électricité via un réseau de 130 entreprises communales partenaïres; montée à 73 % contre 48 % auparavant dans le capital du producteur et distributeur EAM...).

À l'étranger, E.On a complété, via sa filiale Powergen, ses acquisitions en Grande-Bretagne par le rachat des activités de production et de fourniture de TXU, qui s'est retiré du marché européen au cours de 2002. E.On a également investi dans la production et la fourniture d'électricité et de gaz en Finlande et dans les pays d'Europe centrale et orientale, notamment en Hongrie, Slovaquie, Lituanie. E.On n'a pour le moment qu'une faible présence en France.

Par ailleurs, E.On a effectué un recentrage général sur les métiers de l'électricité et du gaz, et a continué à se désengager de ses participations dans les autres secteurs:

- chimie: E.On, en échange d'une participation dans Ruhrgas, a vendu à RAG une partie de sa participation dans le chimiste Degussa (dont E.On ne détient plus actuellement que 46,5 %);
- industrie: vente de la filiale d'aluminium à Norsk Hydro (janvier 2002) et de la filiale d'emballages à Schmalbach-Lubeca (août 2002);
- télécommunications: vente des 15,9 % de Bouygues Telecom à Bouygues (janvier 2003);
- transports: vente de la filiale de logistique Stinnes à Deutsche Bahn (juillet 2002).

E.On a également vendu à CVC Partners sa filiale Viterra Energy Services de compteurs d'eau et d'électricité (avril 2003).

B - RWE

Premier producteur d'électricité en Allemagne, mais deuxième groupe énergétique, RWE semble avoir une stratégie similaire à celle d'E.On d'inté-

gration verticale dans les secteurs du gaz et de l'électricité (achat de 20 % de la régie de Wuppertal, qui dessert électricité, gaz et eau à quelque 236 000 clients, de 20 % d'EWR, une régie locale qui fournit gaz et électricité à quelque 120 000 habitants en Westphalie, de 40 % de GKM à Mannheim, opérateur d'une centrale à charbon de 1 695 MW...).

Comme E.On, RWE a également investi dans la production d'électricité et la fourniture d'électricité et de gaz dans les pays européens de l'Est, notamment en Slovaquie (49 % des parts de la société de distribution d'électricité VSE), en Pologne (85 % du distributeur d'électricité de Varsovie, Stoen) et en République tchèque (97 % de Transgas, et des participations entre 46 % et 58 % dans chacune de huit entreprises gazières régionales, faisant de RWE la quatrième entreprise gazière en Europe). En revanche, RWE n'a à ce stade qu'une présence limitée en France.

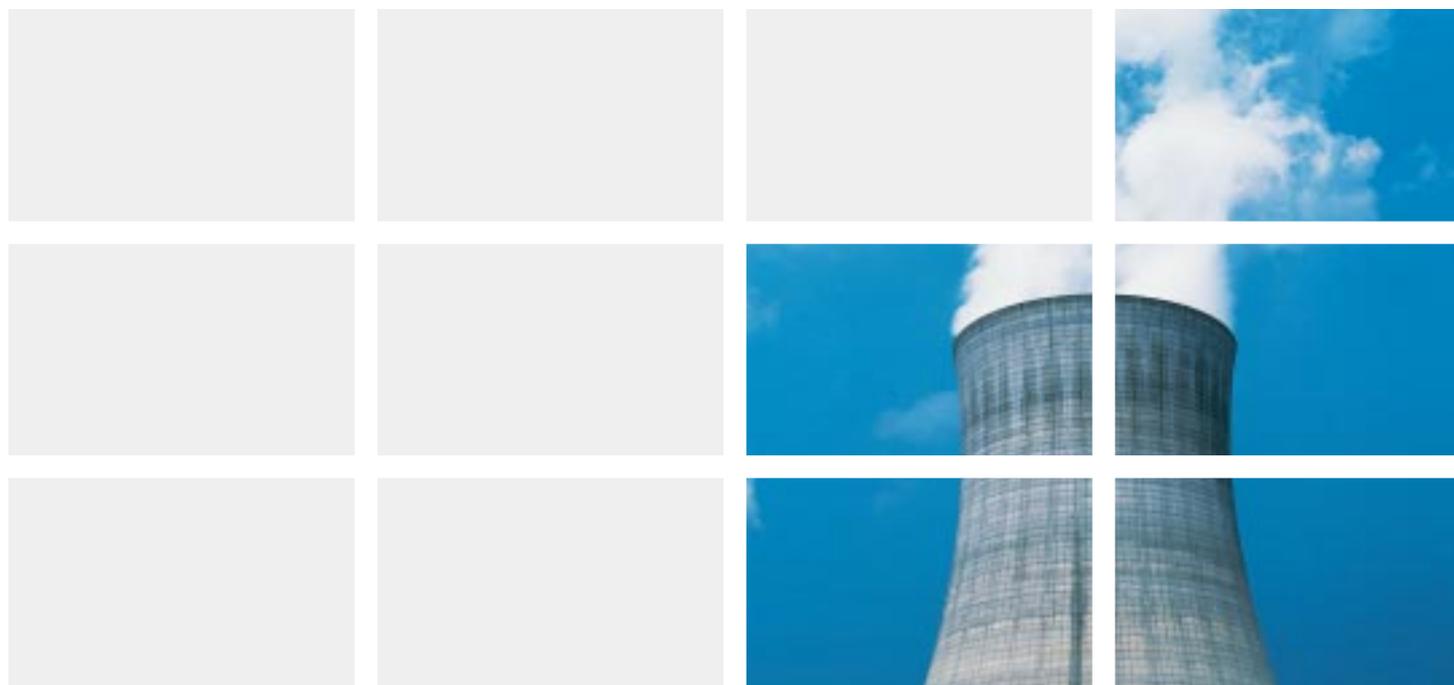
C - Vattenfall

Le suédois Vattenfall a pris le contrôle et ensuite fusionné au cours de l'année 2002 ses quatre entreprises allemandes HEW, VEAG, LAUBAG et Bewag, sous le nom de Vattenfall Europe. La fusion était effective début 2003.

D - EDF

EDF, moins active que sur la période précédente, a fait quelques acquisitions:

- la filiale britannique Seaboard de l'américain AEP. L'opération permet à EDF de se hisser parmi les cinq premiers distributeurs d'électricité et de gaz en Angleterre;
- 49 % de la société régionale de distribution d'électricité en Slovaquie centrale, SSE;
- 62 % de la société basque de gaz Naturcorp avec



1/

Les marchés de l'électricité

le portugais EDP, via leur entreprise espagnole commune Hidrocantabrico ;

- l'opérateur gazier allemand GVS, dans le cadre d'une joint-venture entre l'italien ENI et EnBW, la filiale allemande d'EDF.

E - Electrabel

Le belge Electrabel s'est focalisé au cours de l'année écoulée sur l'achat des moyens de production d'électricité dans divers pays européens, notamment en Pologne, en Italie (en consortium avec Acea et Energia Italiana, Electrabel a acquis le producteur Interpower SpA, troisième « genco » cédée par Enel dans le cadre du démantèlement de l'ancien monopole).

En France, Electrabel a acquis des parts de la CNR détenues par des collectivités locales. Electrabel est arrivé à un accord de partenariat commercial et industriel avec la SNCF pour la SHEM, permettant en outre à la SNCF de se désengager progressivement du capital de la SHEM à partir de 2003, sous forme d'une option de vente sur 80 % du capital de sa filiale, cédée en deux tranches de 40 %.

F - NUON

Le néerlandais NUON a acquis les moyens de production d'électricité (d'une capacité de 3 500 MW) de Reliant aux Pays-Bas. Il a également acheté 75,1 % dans le fournisseur allemand gazier et électrique EnergieUnion.

III/ L'activité des opérateurs sur le marché français

1 > L'évolution de l'activité des fournisseurs

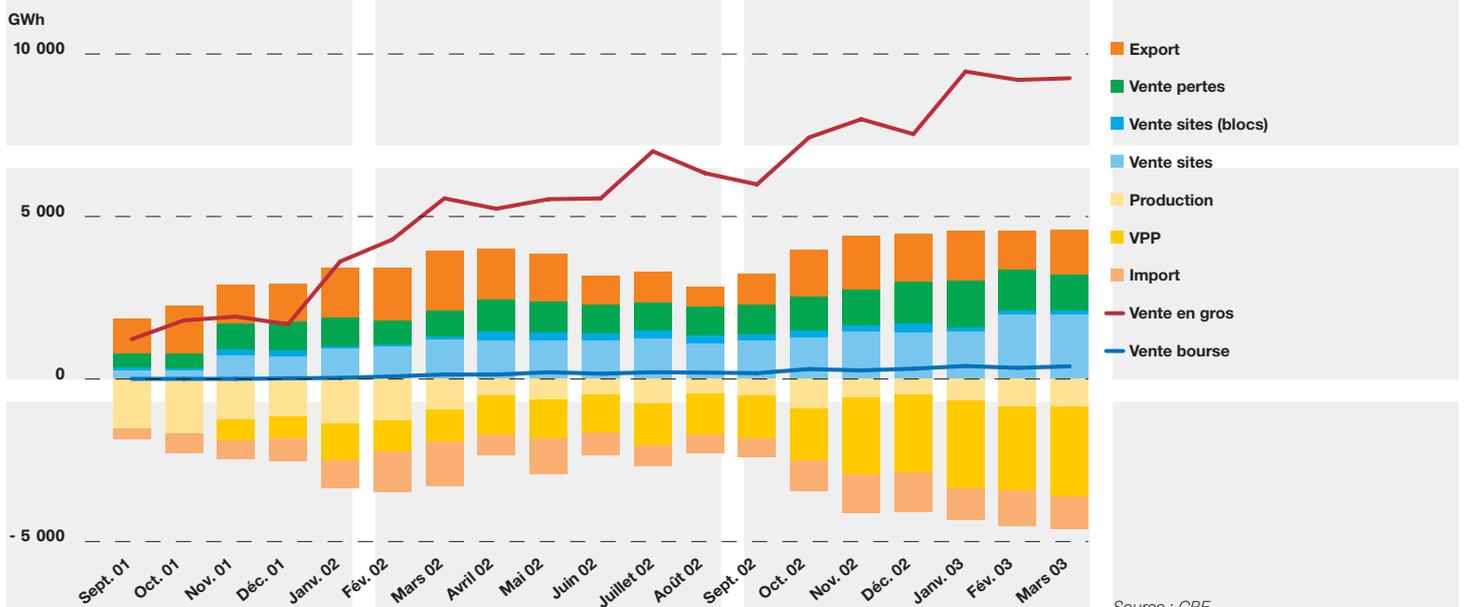
Au cours de l'année écoulée, le nombre global d'acteurs présents sur les différents segments du marché français a plutôt stagné, l'arrivée de nouveaux entrants étant compensée par le départ d'autres, en particulier les traders américains.

En février 2002, 70 fournisseurs environ étaient inscrits comme responsables d'équilibre auprès de RTE et plus d'une cinquantaine étaient actifs dans l'un ou l'autre des segments du marché électrique :

- 17 fournissent directement à des clients éligibles ;
- une vingtaine fournissent l'énergie nécessaire à la compensation des pertes techniques sur le réseau de transport ;
- une quarantaine sont actifs à l'importation et/ou à l'exportation ;
- tous réalisent des échanges de blocs avec d'autres fournisseurs ;
- 28 sont membres de Powernext et réalisent des transactions.

La figure 11 montre l'activité agrégée des fournisseurs (hors groupe EDF) présents en France. La tendance générale, au-delà de variations saisonnières (baisse d'activité en été) est un développe-

Figure 11/ Évolution des achats et des ventes d'électricité des fournisseurs hors groupe EDF



Source : CRE.

ment de tous les segments du marché, tout particulièrement du marché de gros, à l'exception des importations et exportations, qui sont limitées physiquement par les capacités d'interconnexion aux frontières.

Ce graphique montre que le marché de l'électricité continue à s'ouvrir à un rythme soutenu. Il permet en outre d'expliquer l'origine de l'électricité livrée aux clients finals par les concurrents d'EDF : on voit que les capacités de production virtuelles acquises lors des enchères organisées par EDF (VPP) y jouent un très grand rôle puisqu'elles représentent en février 2003 plus des trois quarts des quantités vendues à des consommateurs finals ou bien à RTE (pour la compensation de ses pertes). Par ailleurs, les importations ne sont plus une source d'approvisionnement pour les fournisseurs « nouveaux entrants » depuis janvier 2002 : en effet, depuis cette date, les exportations de ces derniers sont plus importantes que les importations, ce qui veut dire que les concurrents d'EDF, d'un point de vue global, achètent de l'électricité en France pour la revendre dans des pays où les prix sont a priori supérieurs (ce raisonnement n'est que global, il existe bien entendu des fournisseurs pour qui les importations sont supérieures aux exportations).

Enfin, la production « libre » (hors EDF) et les VPP ne sont pas suffisantes, en général, pour alimenter les ventes de ces fournisseurs (consommateurs, pertes de RTE et exportations nettes). Puisque l'électricité ne se stocke pas et que les injections doivent être égales aux soutirages, cela signifie nécessairement qu'ils ont dû acheter l'électricité manquante à EDF, seul acteur non représenté sur la figure 11, par l'intermédiaire du marché de gros (OTC ou bourse). Toutefois, depuis janvier 2003, ce recours à EDF a été très limité, en raison d'une augmentation des VPP disponibles et d'une diminution des exportations nettes.

A - Les VPP

Les VPP (Virtual Power Plants), capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite 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. En avril 2003, plus de 4 200 MW avaient été vendus sur les 6 000 MW qui doivent être mis en vente d'ici fin 2003. La figure 12 donne les quantités vendues après les enchères de mars 2003.

Les VPP sont désormais bien installées comme une source d'approvisionnement du marché français. Même si ceux qui achètent les VPP ne sont pas nécessairement ceux qui livrent des clients éligibles, les VPP permettent d'alimenter le marché de gros, dont elles représentent environ le tiers du volume. L'effet de substitution aux importations, visibles dès le lancement de ce mécanisme, s'est confirmé depuis.

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 de valeur beaucoup plus importante, sont plus difficiles à évaluer, mais les estimations que l'on peut faire semblent donner des valeurs voisines. Lors de certaines enchères, une légère décote par rapport aux indices publiés a été observée, décote, en tout état de cause, difficile à évaluer, compte tenu de la fiabilité desdits indices. Pour les premières enchères, les prix étaient légèrement supérieurs aux données de marché disponibles. Cette inversion de tendance reste peu marquée. Elle correspond, vraisemblablement, au jeu normal de l'offre et de la demande. Concernant les prix, lors des enchères de

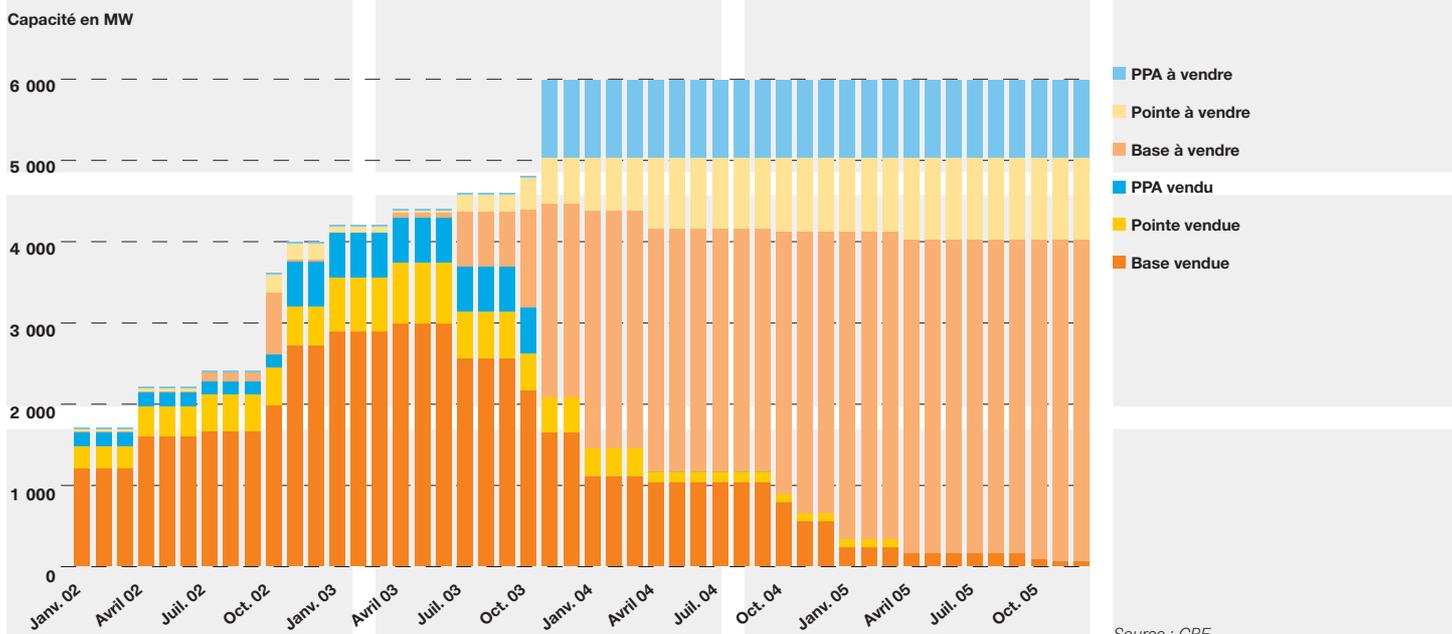
Tableau 9/ VPP : produits vendus aux enchères par EDF

- Les « VPP base » : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors 8 € par 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 23 à 26 € (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 ».

- Les PPA (Power Purchase Agreement : accord d'achat de puissance) reproduisent les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Il s'agit de produits fonctionnant en base du 1^{er} novembre au 31 mars ; le fonctionnement en été est fonction du prix du gaz. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté en hiver. 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.

Figure 12/ VPP : capacité totale vendue en mai 2003



septembre 2002, les PPA (Power Purchasing Agreement) ont été achetés à environ 20 €/MWh, soit à un prix très inférieur au marché, en raison d'une faible demande au regard des quantités offertes. Les causes de cette faible demande, dont ont profité les acteurs qui se sont positionnés sur le produit, ne sont pas claires ; elle pourrait être due à la difficulté apparente à comprendre le fonctionnement du produit PPA, qui se veut le reflet des contrats d'obligation d'achat d'EDF pour les installations de cogénération. Ce résultat peut s'analyser comme une anomalie dans le fonctionnement du marché, au détriment d'EDF.

Le processus de nomination des VPP a également été modifié. La CRE, dans sa communication du 23 novembre 2001, avait souligné les problèmes de confidentialité du système choisi initialement par EDF et demandé son évolution : en effet, c'est EDF Trading (EDFT) qui recevait les programmes d'appel des VPP de la part de ses concurrents. Par sa délibération du 11 juillet 2002, la CRE a validé le nouveau rôle de Powernext, qui reçoit ces programmes depuis septembre 2002 ; il les transmet à RTE pour intégration dans les différents périmètres d'équilibre concernés et n'envoie à EDF que le programme agrégé pour qu'elle puisse programmer ses centrales.

Dans sa communication du 23 novembre 2001, la CRE avait demandé à ce que les produits allant de novembre à novembre soient privilégiés, parce qu'ils correspondent mieux à la structure actuelle du marché français. EDF a ainsi proposé lors des enchères de septembre 2002 à la fois des produits usuels (calés sur les trimestres calendaires) et des produits allant de 1^{er} novembre au 1^{er} octobre de l'année suivante ; environ la moitié des produits base ont été effectivement achetés sur ces dates (pour la pointe, les acteurs ont préféré les produits calendaires).

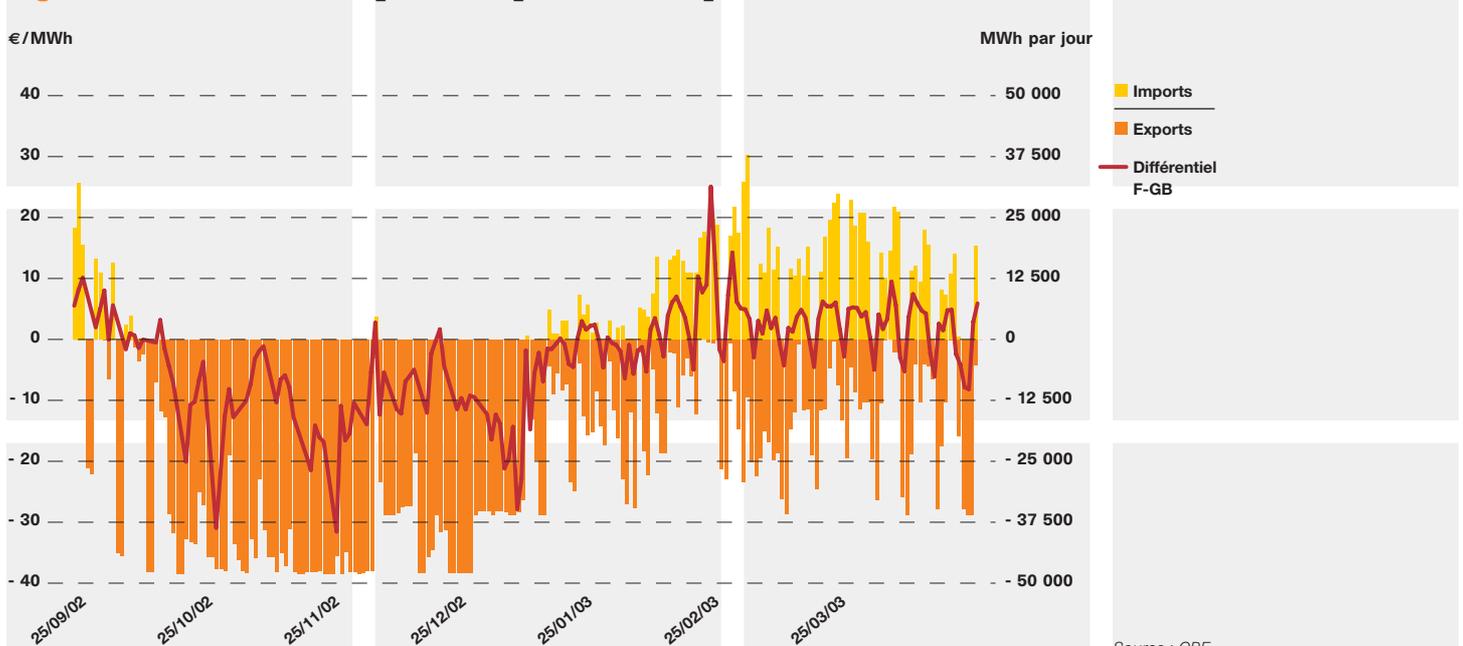
B - La production hors EDF

La CNR, qui possède les usines hydrauliques de la vallée du Rhône (environ 16 TWh par an pour près de 3 000 MW), poursuit son partenariat avec Electrabel. L'électricien belge a acheté les parts qu'un certain nombre de collectivités locales possédaient dans la CNR. La spécificité du parc de la CNR, constitué essentiellement de centrales au fil de l'eau, demeure un élément important de son utilisation. La prévision de la production est difficile, ce qui peut avoir des effets néfastes sur les écarts entre les injections et les soutirages d'électricité au sein de son périmètre d'équilibre (ces écarts importants ont des conséquences financières négatives lors de leur règlement avec RTE).

Par ailleurs, Electrabel a noué fin 2002 un partenariat avec la SHEM (filiale de la SNCF), autre producteur hydraulicien mais qui possède des usines de type « retenue d'eau » (dont on peut donc régler précisément la production). L'accord commercial prévoit qu'Electrabel achètera pendant cinq ans, à partir du 1^{er} mai 2003, la production de la SHEM (environ 2 TWh par an pour 773 MW). La SNCF possède en outre une option de vente de 80 % du capital de la SHEM à Electrabel.

La SNET (7 à 8 TWh par an pour environ 2 500 MW) a intégré au cours du printemps 2003 toutes ses centrales dans son périmètre d'équilibre et a donc désormais la maîtrise de sa production et de sa commercialisation, EDF pouvant continuer à faire appel à une fraction des moyens de la SNET, à la suite des conclusions du comité prévu par la loi du 10 février 2000 chargé de définir les relations entre la SNET et EDF, jusqu'en 2009. Des questions se posent en revanche sur l'actionnariat de la SNET : l'électricien espagnol Endesa, détenteur de 30 % du capital de la SNET, n'a pas exercé l'option lui permettant d'acheter le reliquat détenu par

Figure 13/ Différentiel de prix et importations/exportations sur IFA



Source : CRE.

Charbonnages de France. La presse se fait l'écho de négociations se poursuivant entre les deux parties, mais l'issue n'en est pas encore connue. La SNET a rencontré diverses difficultés pour équilibrer son périmètre d'équilibre au cours de l'année 2002, lui occasionnant des frais importants au titre du règlement des écarts dû à RTE. La SNET a d'ailleurs introduit une demande de règlement de différend auprès de la CRE, contestant le montant qu'elle devait payer. La Commission a estimé que les difficultés rencontrées par la SNET n'étaient pas dues au mécanisme de responsable d'équilibre tel qu'il existait à l'époque et a rejeté la demande de la SNET.

C - Les importations et exportations

Les importations ne sont plus une source d'approvisionnement pour les fournisseurs concurrents d'EDF (pris dans leur ensemble). Au contraire, les exportations de ces derniers sont désormais plus importantes. Comme il n'y a plus de nécessité, d'un point de vue du volume, de faire venir de l'électricité pour la revendre à des clients finals en France, cela signifie que les pays limitrophes sont utilisés comme des opportunités à l'achat ou à la vente. On constate en effet que les importations et exportations sont très sensibles au différentiel de prix entre la France et les autres pays : quand les prix en France sont moins élevés, les acteurs tendent à exporter, au contraire quand les prix dans les autres pays sont plus avantageux, les acteurs tendent à importer. En effet, les concurrents d'EDF, qui par définition n'ont pas de contrats « historiques » d'échanges avec les électriciens voisins, ont tout intérêt à tirer parti du meilleur prix qu'ils peuvent trouver.

La figure 13 illustre ce phénomène pour la frontière entre la France et la Grande-Bretagne (IFA), sur laquelle il n'existe plus de contrat historique.

Ce phénomène d'arbitrage entre les différents marchés, qui est une force de rappel tendant à faire converger les prix, est toutefois limité par les capacités physiques des interconnexions. Des différences de prix durables entre certains pays sont observées qui correspondent nécessairement à des frontières congestionnées. C'est le cas en particulier de l'Italie. Cependant, sur la frontière franco-espagnole que l'on a tendance à analyser comme durablement congestionnée dans le sens France-Espagne : au début de l'année 2003, l'interconnexion avec l'Espagne a beaucoup fonctionné dans le sens Espagne-France, en parfaite cohérence avec les prix espagnols qui étaient souvent inférieurs au prix français, notamment en raison d'une bonne hydraulité outre Pyrénées qui a fait baisser les prix sur OMEL.

Enfin, certains acteurs utilisent les interconnexions lors des nominations en infra-journalier (c'est-à-dire quelques heures seulement avant l'exécution de la transaction) afin de pouvoir équilibrer leur périmètre d'équilibre : ils élargissent ainsi le nombre de contreparties disponibles, par rapport aux seules NEB (notifications d'échange de blocs infra-journaliers) sur le marché de gros français.

D - La fourniture aux éligibles

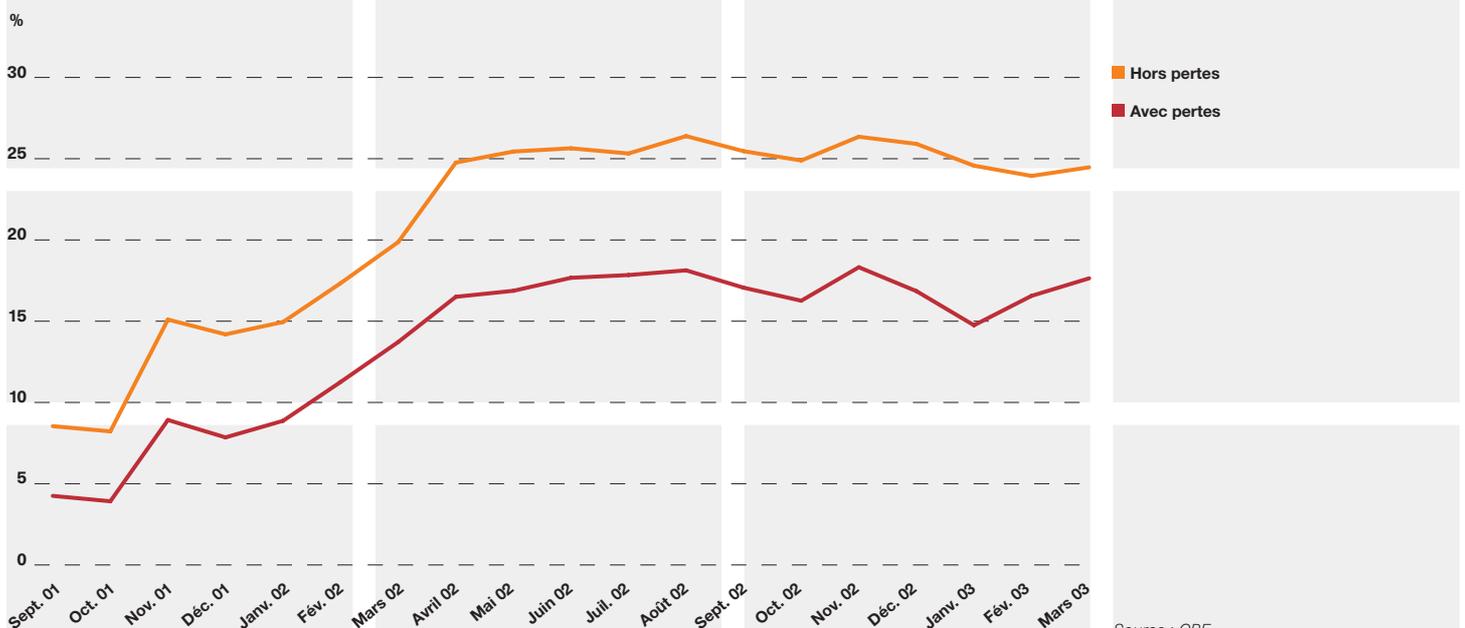
La fourniture aux éligibles est devenue durablement le premier poste des soutirages physiques des fournisseurs concurrents d'EDF, devant les pertes et les exportations. En février 2003, le cap des 2 TWh par mois vendus à des clients éligibles a été dépassé, pour un peu plus de 300 sites (sur un total estimé à 3 100, compte tenu de la baisse récente du seuil d'éligibilité de 16 à 7 GWh par an). Les parts de marché des concurrents d'EDF sont d'ailleurs globalement en hausse, que l'on prenne en considération l'électricité vendue à RTE pour la compensation de ses pertes ou non. La figure 14

illustre l'évolution des parts de marché en énergie, il s'agit de valeurs approximatives en raison de la difficulté à connaître précisément, mois par mois, l'assiette de référence, c'est-à-dire la consommation totale des éligibles.

La croissance a été particulièrement forte en novembre 2001 (beaucoup de contrats vont du 1^{er} novembre au 31 octobre, héritage lié à la date de changement de saison tarifaire chez EDF), soutenue tout au long de l'hiver 2001-2002 pour se stabiliser ensuite. Le tarif intégré d'EDF étant assez fortement saisonnalisé, peu de clients estiment avantageux de choisir un fournisseur alternatif pendant l'été tarifaire. Contrairement à ce qui aurait pu être attendu, il n'y a pas eu d'évolution très importante en novembre 2002. En revanche, le début d'année 2003 a vu une reprise des changements de fournisseur. Elle peut être attribuée, a priori, à l'abaissement du seuil de l'éligibilité de 16 GWh par an à 7 GWh par an. Le décret du 5 février 2003 a ajouté environ 1 800 sites éligibles, et organisé l'éligibilité totale des distributeurs non nationalisés, lorsque leur consommation est supérieure à 7 GWh. Une centaine d'entre eux sont concernés. À cet égard, l'initiative prise par la CRE de publier, dès 2002, une première liste de consommateurs éligibles à l'échéance de 2003 a aidé les nouveaux fournisseurs à anticiper leurs offres, sans attendre la publication de la liste officielle, intervenue début avril 2003.

Un fournisseur peut alimenter un site de deux manières : en étant son responsable d'équilibre et donc en délivrant une courbe de charge potentiellement volatile (il prend à son compte les écarts du client), ou bien en vendant seulement des blocs, le client ayant un autre responsable d'équilibre (il n'y a dans ce cas plus de risque d'écart, puisque la livraison est ferme et décidée au plus tard la veille pour le lendemain). La seconde

Figure 14/ Parts de marché approximatives des fournisseurs hors EDF



Source : CRE.

1/

Les marchés de l'électricité

méthode implique que le client ait au moins deux fournisseurs et ne peut donc, a priori, s'adresser qu'à des gros consommateurs, qui acceptent cette complexité afin d'avoir les prix les plus bas. Aussi constate-t-on que le volume d'énergie livré par blocs a tendance à diminuer, non seulement en valeur relative (ce qui est logique compte tenu de l'augmentation des volumes globaux), mais aussi en valeur absolue, certains gros clients ayant manifestement renoncé à avoir plusieurs fournisseurs.

E - Les pertes techniques sur le réseau de RTE

Les appels d'offres qu'organise RTE pour acheter l'électricité perdue sur son réseau sont un élément important de l'ouverture du marché français, puisqu'ils représentent environ 13 TWh par an, à comparer au volume des éligibles, soit 160 TWh par an. Pour les fournisseurs concurrents d'EDF, ces ventes sont importantes. En février 2003, l'électricité vendue à RTE par ces derniers s'élève à plus de la moitié de ce qu'ils ont vendu aux éligibles. Cette forte participation est favorisée par le fait que RTE achète beaucoup de produits standards sur le marché (produits mensuels forward fermes, en base et en pointe), ainsi que des options horaires ou journalières qui, étant appelées en J-2, peuvent être couvertes par l'utilisation des VPP (appelées en J-1) ou l'achat direct sur Powernext (également en J-1).

Ce faisant, on peut considérer que les pertes de RTE sont un bon moyen pour un acteur de se familiariser avec le fonctionnement du marché français et qu'elles jouent donc un rôle important pour son ouverture.

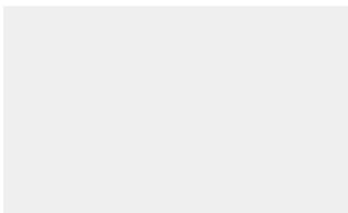
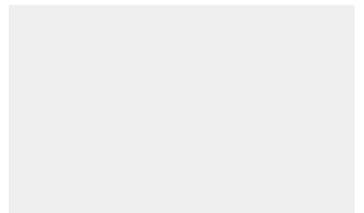
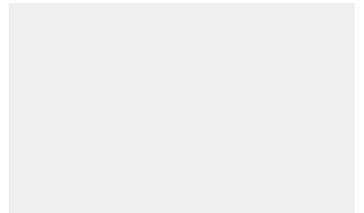
F - Le marché de gros

Le marché de gros est indispensable dans sa fonction d'intermédiation entre les acteurs. En effet, les fournisseurs ne sont pas tous producteurs, ni

ne détiennent tous de VPP, et on ne peut donc se passer d'intermédiaires qui achètent et vendent de l'électricité. La loi du 3 janvier 2003, modifiant l'article 22-IV de la loi du 10 février 2000, a reconnu l'importance de cette fonction en décidant que désormais les fournisseurs pratiquant l'activité d'achat pour revente devront faire une déclaration au ministre chargé de l'Énergie. Un décret, en préparation, doit fixer les conditions d'exercice de cette activité et les conditions dans lesquelles le ministre pourrait être amené à interdire à un fournisseur d'exercer son activité en France.

En 2002, les transactions d'échanges de blocs nominées auprès de RTE (hors VPP) ont dépassé 90 TWh. L'extrapolation des premiers mois de 2003 donne un volume de l'ordre de 130 TWh pour cette année.

Pour faciliter les échanges entre acteurs, RTE a mis en place, à la demande de la CRE, des guichets infra-journaliers pour les échanges de blocs (ce qui correspond à la nomination auprès de RTE de transactions OTC décidées entre deux responsables d'équilibre). Les fournisseurs disposent donc de cinq guichets quotidiens pour mieux équilibrer leur périmètre au cours de la journée. Ce service étant relativement récent (décembre 2002 pour les derniers guichets mis à disposition), les volumes concernés ne sont pas encore très importants. En tout état de cause, la vocation de ces guichets infra-journaliers n'est pas de traiter de très grosses et nombreuses transactions mais de permettre des ajustements à la marge par rapport au programme nominé en J-1 à 16h (ne serait-ce que pour corriger des déclarations d'échanges de blocs erronées). Pour l'instant, on constate que le marché de gros se développe plus vite que les ventes aux éligibles, ce qui pourrait laisser supposer que les fonctions d'intermédiation sont encore en train de se développer.



G - Powernext

La bourse de l'électricité française a un rôle encore modeste en termes de volume, comme le montre la figure 15.

Les volumes, bien qu'en croissance nette depuis le lancement de Powernext à la fin de 2001, restent encore faibles par rapport au volume de l'OTC (celui-ci est de l'ordre de 25 fois plus élevé). Les exemples étrangers semblent d'ailleurs montrer qu'il faudra du temps avant que les volumes échangés sur la bourse deviennent significatifs.

Malgré sa taille modeste, Powernext est un élément essentiel du paysage électrique français. D'une part, parce qu'il s'agit du seul lieu où l'on peut facilement acheter, la veille pour le lendemain, une courbe de charge bien précise, avec des volumes différents heure par heure et non les seuls produits standards base et pointe. Cela permet par exemple de faire des arbitrages fins entre Powernext (heure de clôture à 11h) et les soutirages de VPP (heure de clôture 12h).

D'autre part, le prix issu du fixing de Powernext constitue un indice de référence. Il est d'ailleurs utilisé par RTE pour l'achat de ses pertes et pour le règlement des écarts, dans certains cas. Il est intéressant de disposer d'un prix issu de la confrontation transparente de l'offre et de la demande, par opposition à des indices publiés, qui n'offrent pas les mêmes garanties. Il reste que le faible volume actuel de Powernext rend son prix assez facilement manipulable : il convient d'être vigilant sur le fonctionnement de la bourse, d'autant que l'indice de Powernext sert désormais à fixer partiellement les prix des écarts, ce qui peut accroître la tentation d'influencer cet indice.

Powernext a introduit à l'automne 2002 la possibilité de passer des ordres blocs sur 4 heures consécutives, pour un volume qui est actuellement

de moins de 5% du volume total négocié. Il envisage d'introduire de nouveaux produits :

- une négociation en infra-journalier, qui pourrait venir utilement compléter les échanges de blocs en infra-journalier que permet déjà RTE ;
- l'introduction de futures, sur des échéances annuelles, trimestrielles et mensuelles, qui seraient des produits livrables physiquement (par opposition à un règlement en numéraire sur la base de l'indice spot quotidien, comme c'est le cas sur d'autres bourses). Sur EEX, l'introduction des futures a eu pour effet de faire augmenter les volumes du spot.

Sous réserve de l'examen des modalités de mise en œuvre, la CRE est favorable à l'élargissement de la gamme des produits offerts aux acteurs du marché électrique français, dans la mesure où cela permet une plus grande fluidité des échanges et l'émergence de références de prix.

Il est à noter que Powernext a modifié les conditions de participation à son marché afin de tenir compte de la loi du 3 janvier 2003 qui a précisé les conditions d'exercice de l'activité d'achat pour revente.

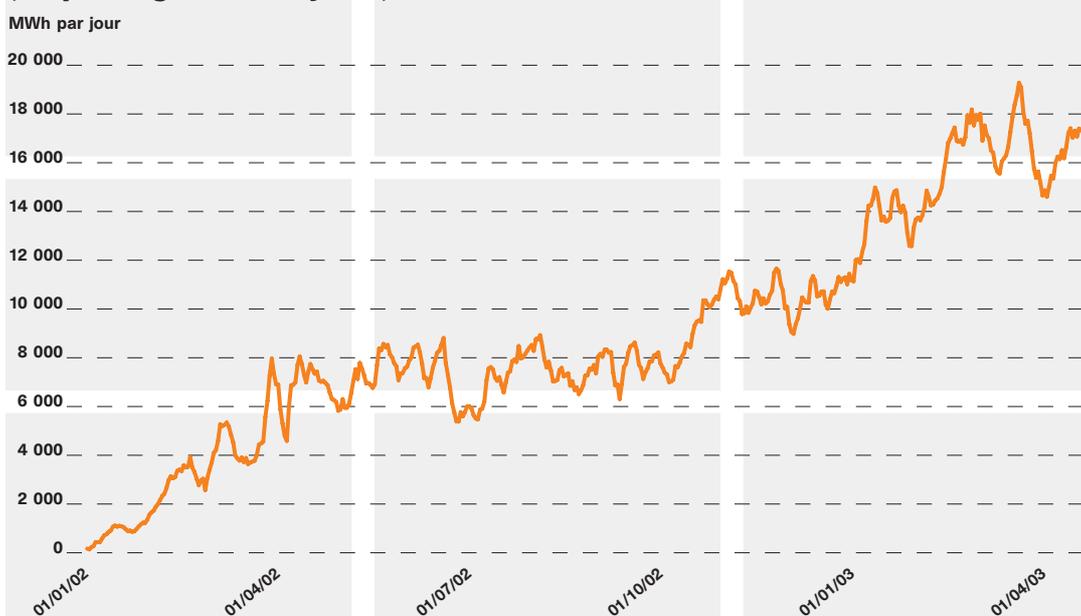
H - La sécurité d'approvisionnement

Une des questions soulevées régulièrement au sujet de l'ouverture des marchés de l'électricité est celle de la sécurité d'approvisionnement, autrement dit la capacité du système électrique à fournir à tout moment de l'électricité à ceux qui en font la demande. Les réseaux demeurent des monopoles et l'ouverture à la concurrence ne modifie pas la question pour ce qui les concerne. La production d'électricité étant désormais une activité concurrentielle, le problème est de savoir si le marché a la capacité de faire en sorte que les centrales électriques soient construites à temps pour subvenir aux besoins.

Le marché de l'électricité possède en effet des caractéristiques particulières dont la combinaison le rend très différent des autres marchés :

- l'électricité elle-même ne peut être stockée (si ce n'est en très petites quantités) et il n'y a donc pas de possibilité de lisser la production en stockant ou déstockant en cas de surplus ou de manque d'électricité. De plus, un déséquilibre instantané mal géré entre l'offre et la demande n'a pas pour seule conséquence une non-satisfaction d'une partie de la demande, mais peut entraîner l'effondrement du système électrique et la rupture de l'approvisionnement de l'ensemble des utilisateurs ;
- du point de vue de la demande, l'électricité est un bien indispensable à tous, non substituable dans beaucoup de ses usages, notamment si le préavis est court. De ce fait, une grande partie de la demande possède une faible élasticité au prix ;
- du point de vue de l'offre, les délais de construction des centrales de production (comme d'ailleurs des lignes haute tension) sont particulièrement longs : entre la décision d'investissement et la connexion au réseau d'une centrale, le délai total varie entre 5 et 10 ans environ, parfois plus (en raison notamment des autorisations nécessaires en application de la législation protégeant l'environnement). De plus, en raison de la forte intensité capitaliste de la production, les prix ont une certaine propension à être soumis à des cycles ;
- compte tenu du caractère fortement variable dans le temps de la demande d'électricité, une sous-capacité éventuelle ne se constate, en pratique, que pendant une courte période de l'année ; en dehors de cette période de pointe, le marché électrique est inévitablement en surcapacité et les producteurs déjà installés sont

Figure 15/ Volumes quotidiens échangés sur Powernext (moyenne glissante 7 jours)



Source : Powernext.

1/

Les marchés
de l'électricité

alors incités à vendre à des prix qui sont le plus souvent en dessous du coût complet de production d'une installation neuve.

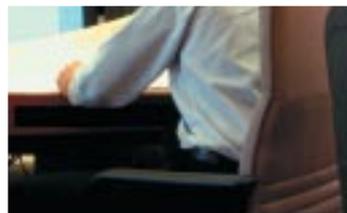
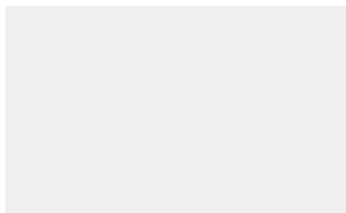
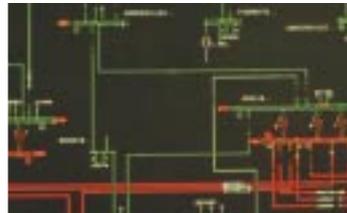
Tous ces éléments combinés conduisent à des signaux de prix difficilement utilisables pour fonder des décisions d'investissement dans de nouveaux moyens de production. Les prix observés sur les marchés à court terme sont très volatils (par exemple, un MWh sur Powernext coté 0 € pour une livraison le dimanche 2 juin 2002 de 3 h à 6 h du matin et 400 € pour une livraison le mercredi 19 décembre 2001 de 18 h à 19 h). Les prix forward susceptibles de donner des signaux à long terme plus stables correspondent à des marchés actuellement peu liquides et ne couvrent, en tout état de cause, qu'un horizon de temps restreint (trois ou quatre ans dans le meilleur des cas).

La France partant d'une situation de fort excédent, la question de la sécurité d'approvisionnement ne se pose pas à court terme. Toutefois, avec l'augmentation de la consommation, celle-ci pourrait se poser, selon RTE, avant 2010. Dans le nouveau contexte, la question est par ailleurs beaucoup plus complexe que par le passé où une seule entreprise en était responsable : cette responsabilité est maintenant partagée entre le gouvernement (qui élabore la politique énergétique et la programmation pluriannuelle des investissements - document indicatif - et qui décide de l'organisation éventuelle d'appels d'offres), RTE (gestionnaire du système électrique, chargé à tout instant d'assurer l'équilibre offre/demande dans les conditions du marché) et EDF (principal producteur et fournisseur en France, fournisseur des clients captifs, censé mettre en œuvre suffisamment de moyens pour satisfaire sa clientèle).

De plus, la question de la sécurité d'approvisionnement s'analyse maintenant dans un contexte supranational, puisqu'un fournisseur peut faire l'hypothèse qu'il trouvera sur le marché de la zone où il est situé les quantités d'énergie qui lui font défaut en interne pour satisfaire sa clientèle... raisonnement qui ne peut toutefois être tenu que si tout le monde ne fait pas la même hypothèse au même moment (période de grand froid sur l'ensemble de la zone considérée par exemple).

Pour la France, les travaux qui ont été conduits dans le cadre de la mise en place du mécanisme d'ajustement ont montré que la répartition précise des responsabilités entre RTE et EDF n'était pas complètement définie par la loi du 10 février 2000, cette répartition donnant encore lieu à des discussions complexes entre les deux parties pour le moyen terme. De même, il n'est pas certain que l'outil « appels d'offres » prévu par la loi résolve totalement la question : on peut craindre en effet que les opérateurs, plutôt que de prendre le risque d'investir sur un marché où la visibilité est faible, préfèrent différer leurs investissements pour attendre l'organisation par le gouvernement d'un appel d'offres qui leur garantira une rentabilité sans risque.

Cette question de la sécurité d'approvisionnement, qui se pose partout dans le monde et fait encore l'objet de recherches théoriques ou d'expérimentation de divers mécanismes censés pallier les « imperfections du marché » (appels d'offres, primes ou marchés de capacité, obligations diverses...), mérite donc, pour les années à venir, la plus grande attention et vigilance de toutes les parties concernées. La CRE n'a pas de responsabilité directe dans ce domaine, mais ses décisions prennent en considération ce problème auquel elle demeurera très attentive.



2_ La régulation du marché français de l'électricité

Tableau 10/ Principales modifications de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003

Évolution des clauses tarifaires des contrats des clients éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité se fera de la même manière que les tarifs de vente aux clients non éligibles (art. 35 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 4-III de la loi n° 2000-108)

Refonte du mécanisme de compensation des charges de service public pesant sur certains opérateurs du secteur électrique (art. de la 37 loi n° 2003-8 modifiant l'art. 5 de la loi n° 2000-108)

- Détermination de nouvelles catégories de charges faisant l'objet d'une compensation

Sont compensés :

en ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant des contrats consécutifs à des appels d'offres et de ceux mettant en œuvre l'obligation d'achat ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux non-éligibles ;

en ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;

- Modification du mécanisme de perception des contributions

Les contributions sont perçues auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés (pour les non-éligibles ou les éligibles n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les éligibles utilisant ces réseaux) ;
- soit directement auprès des autoproducteurs ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics.

Compensation des surcoûts liés à l'exploitation d'installations bénéficiant de contrats consécutifs à des appels d'offre, y compris lorsqu'un distributeur non nationalisé ou EDF en est l'exploitant (art. 39 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 8-5° de la loi n° 2000-108)

Compensation des surcoûts liés à l'exploitation d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat, y compris lorsqu'un distributeur non nationalisé ou EDF en est l'exploitant (art. 41 de la loi n° 2003-108 modifiant l'art. 10-4° de la loi n° 2000-108)

Création d'une Commission chargée de contrôler les activités des agents du réseau public de transport. Elle est chargée de donner son accord à l'exercice par les agents du gestionnaire du réseau public de transport, ayant eu à connaître d'informations confidentielles, de nouvelles activités en dehors du gestionnaire (art. 42 de la loi n° 2003-8 insérant un art. 13 dans la loi n° 2000-108)

Autorisation d'exercer l'activité d'achat pour revente, sous réserve d'adresser une déclaration au ministre chargé de l'Énergie (art. 50 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 22 loi n° 2000-108). Un décret en Conseil d'État précisera le contenu et la forme de la déclaration et les conditions d'exercice de cette activité.

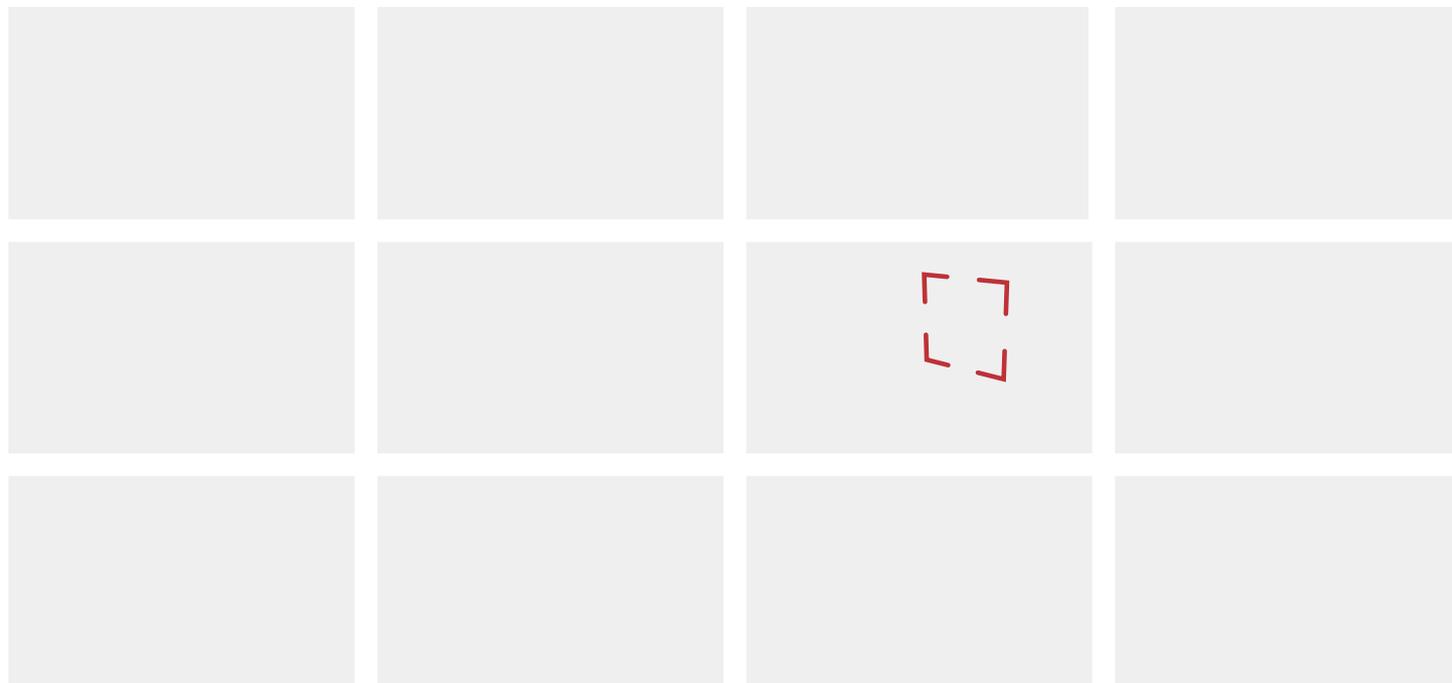
Appréciation du seuil de puissance par site de production pour bénéficier de l'obligation d'achat (art. 36 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 10-2° de la loi n° 2000-108)

Reconnaissance de l'éligibilité des DNN pour approvisionner leurs clients éligibles et non éligibles dans leur zone de desserte, lorsque leur consommation est supérieure au seuil prévu par la loi et pour les pertes d'électricité des réseaux qu'ils exploitent (art. 48 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 22-II de la loi n° 2000-108)

Suppression de la référence à une ouverture minimale imposée par la directive du 19 décembre 1996 pour fixer le seuil d'éligibilité des consommateurs finals (art. 47 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 22-I de la loi n° 2000-108)

Modifications de l'organisation et du fonctionnement de la CRE dans le cadre de la procédure de règlement de différend, réduction du délai d'instruction de 3 à 2 mois et réduction de la prorogation du délai d'instruction de 6 à 4 mois (art. 56 de la loi n° 2003-8 modifiant l'art. 38 de la loi n° 200-108)

Source : CRE.



2/

La régulation du
marché français
de l'électricité

// L'accès aux réseaux publics

1 > L'entrée en vigueur du tarif
d'accès aux réseaux publics

A - Le tarif d'accès aux réseaux

La tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, proposée par la CRE a été approuvée par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002. Le tarif est donc entré en vigueur le 1^{er} novembre 2002. Le précédent barème transitoire appliqué par RTE avait été élaboré par EDF, sous sa propre responsabilité. Il n'avait pas été validé par les pouvoirs publics par voie réglementaire.

À la différence du barème transitoire, le tarif régulé assure aux gestionnaires de réseaux intégrés à EDF la couverture des charges reconnues par le régulateur, pour permettre l'équilibre des comptes de chaque activité dissociée. Il garantit aux utilisateurs un accès au réseau non discriminatoire et régulé, en interdisant toute négociation du prix de cet accès, antérieurement pratiquée de manière opaque et discrétionnaire. C'est donc un élément essentiel de l'ouverture à la concurrence qui est désormais en place.

Ce tarif est appliqué à tous les consommateurs ayant fait jouer leur éligibilité. Les consommateurs non éligibles continuent d'être soumis au tarif de vente intégré. La part du prix lié à l'utilisation des réseaux est celle issue du tarif. Elle doit figurer sur leur facture.

B - L'entrée en vigueur du tarif

La CRE a commencé à préciser les conditions d'application du décret du 19 juillet 2002, en utilisant parallèlement la voie des communications interprétatives et du règlement de différends.

a CONDITIONS DE REGROUPEMENT

Deux utilisateurs, la RATP et la Semmaris, ont contesté les conditions de regroupement tarifaire de leurs points de raccordement, appliquées respectivement par RTE et par la DEGS. Dans ses décisions, afin de garantir la transparence et le caractère non discriminatoire de l'accès au réseau, la CRE a été amenée à préciser que ces conditions, autrefois largement sujettes à l'arbitraire du fournisseur intégré dans le cadre du cahier des charges de sa concession, devaient être rendues publiques et opposables aux utilisateurs.

À la suite de ces deux règlements de différends, les gestionnaires des réseaux publics ont donc précisé les règles qu'ils appliquent à tous les utilisateurs. Les points de raccordement peuvent être regroupés s'il existe un réseau électrique public permettant de relier, sans tenir compte de l'état de la position des organes de coupures présents sur ce réseau, chacun des points de raccordement. Ils ont également précisé que pour le calcul de la redevance de regroupement, chaque portion de réseau ne pouvait être comptée qu'une seule fois.

b TARIF APPLICABLE AUX CONSOMMATEURS

RACCORDÉS EN 42 KV

Dans le règlement du différend qui opposait la société PEMAR à RTE sur le tarif applicable à ses sites de consommation raccordés en 42 kV, la CRE a été amenée, afin de garantir les droits des acteurs régulés, à défendre ses prérogatives en

Figure 16/ Tarif d'utilisation des réseaux
(à 4 000 h)

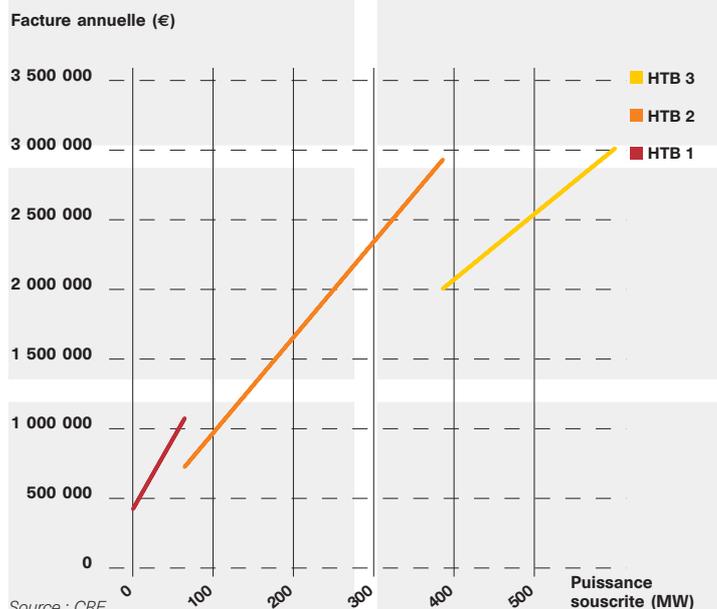
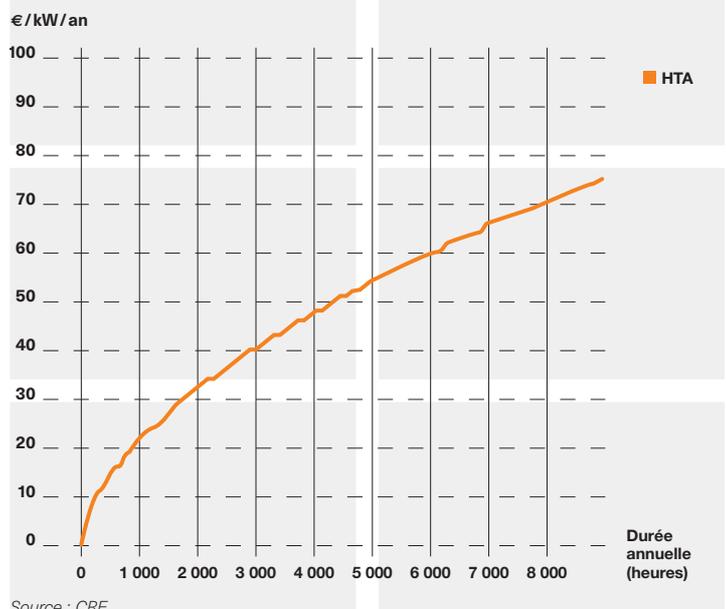


Figure 17/ Prix de l'accès aux réseaux
en fonction de la durée annuelle d'utilisation



matière tarifaire en refusant d'appliquer un décret en Conseil d'Etat pour illégalité.

En effet, les limites des classes de tension définies par la CRE pour l'application du tarif ayant été modifiées par le gouvernement, PEMAR voyait sa facture d'accès au réseau augmenter considérablement. La CRE a donc rappelé qu'une proposition, en matière réglementaire, n'offre à l'autorité chargée de l'approuver que le choix entre acceptation et refus. Elle a demandé à RTE d'appliquer à PEMAR le tarif qui correspondait à sa situation tel qu'il avait été défini par la CRE dans sa proposition (voir sur ce point également 3^e partie I-2).

c CONDITIONS DE REGROUPEMENT APPLICABLES AUX PRODUCTEURS

Les dispositions du tarif relatives au regroupement tarifaire des points de raccordement, ont fait l'objet de difficultés pour certains producteurs. La CRE a précisé, dans une communication du 20 mai 2003 que ces dispositions leur étaient bien applicables. Elle a détaillé les conditions dans lesquelles les gestionnaires des réseaux électriques publics peuvent demander le paiement d'une rémunération particulière, couvrant une qualité de service supérieure. En particulier, afin de ne pas soumettre l'utilisateur du réseau à l'arbitraire du gestionnaire, une telle rémunération ne peut être due pour la rémunération du service rendu par une ligne complémentaire que si le caractère complémentaire de cette ligne résulte clairement des stipulations contractuelles relatives au raccordement du site.

d CONDITIONS DE LA RUPTURE DU CONTRAT INTÉGRÉ AVEC EDF

La CRE a rappelé dans une communication du 22 mai 2003 que le droit à la résiliation de l'ancien contrat intégré pour les clients faisant jouer leur

éligibilité doit s'exercer, comme la loi le prévoit (article 49 de la loi du 10 février 2000) sans aucune restriction. EDF, selon certains clients qui s'en sont ouverts auprès de la CRE, entendait exiger que le client, la quittant pour un autre fournisseur, s'acquitte de la totalité de la « prime fixe » du tarif intégré antérieurement en vigueur, pour la durée restant à couvrir du contrat. La CRE a demandé à EDF de renoncer à cette pratique, dénuée de tout fondement et contraire aux nouvelles règles de concurrence.

C - Les contrats d'accès aux réseaux publics

Pour la mise en œuvre du nouveau tarif d'utilisation des réseaux élaboré par la CRE, les gestionnaires de ces réseaux ont rédigé de nouveaux contrats d'accès (CART : Contrats d'Accès au Réseau de Transport et CARD : Contrats d'Accès au Réseau de Distribution). À la demande des opérateurs des réseaux publics, la CRE a suivi l'élaboration de ces contrats et fait connaître son appréciation au fur et à mesure. La CRE reçoit copie de tous ces contrats, conformément à l'article 23 de la loi du 10 février 2000, afin de contrôler la mise en œuvre d'un accès au réseau transparent et non discriminatoire.

La mise au point de ces nouveaux contrats a été l'occasion d'introduire des stipulations contractuelles supplémentaires, renforçant les garanties contractuelles de mise en œuvre des principes généraux gouvernant le droit d'accès aux réseaux :

- information précontractuelle du client ;
- articulation entre le contrat d'accès et les conditions particulières applicables à chaque site, ainsi que les conventions de raccordement et d'exploitation ;

- durée du contrat portée à 3 ans, renouvelables par tacite reconduction ;
- clarification de la propriété des installations de comptage et de qualimétrie, instauration de services en matière d'accès aux données de comptage et d'optimisation des courbes de charges ;
- information et engagements des gestionnaires de réseau sur la qualité du service au point de connexion sur la base d'un historique ;
- clarification des contrats en matière de responsabilité.

2 > L'harmonisation européenne des tarifs d'accès aux réseaux

La CRE prend une part active au sein du CEER (Council of European Energy Regulators). Un de ses représentants y préside, depuis 2002, l'instance technique chargée d'étudier et de proposer l'harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux au niveau européen, dans le but de jeter les bases d'une concurrence loyale entre producteurs au sein du marché européen de l'énergie. Ces travaux traitent notamment les thèmes suivants :

- comparaison des tarifs d'utilisation pratiqués dans les différents pays membres et examen des distorsions de concurrence susceptibles d'être engendrées ;
- propositions d'harmonisation des timbres d'injection applicables dans les pays européens ;
- analyse du rôle possible des tarifications d'accès au réseau en termes d'incitation à la localisation efficace de la production, des échanges entre régions et à la localisation des investissements de production et de transport d'électricité.

Tableau 11/ Les principales caractéristiques du tarif d'accès aux réseaux

Le tarif d'utilisation des réseaux présente les principales caractéristiques suivantes :

- timbre d'injection pour les producteurs en THT, destiné à couvrir le financement du mécanisme de compensation des transits purs ;
- tarification par point de connexion, indépendante de la distance entre producteur et consommateur ;
- tarification par niveaux de tension ;
- tarification dégressive en fonction du taux d'utilisation, reflétant la relativité des coûts selon la durée d'utilisation de la tarification (cf. figure 17 pour les consommateurs raccordés en HTB 1).

En outre, des options complémentaires de tarifs à différenciation temporelle sont proposées pour les clients raccordés en HTA et en BT. Ces options intéressent principalement les clients ayant des taux d'utilisation faibles et une utilisation concentrée sur des périodes de l'année pendant lesquelles les réseaux sont moins chargés. Elles permettent d'assurer une certaine continuité avec les tarifs intégrés antérieurs.

Ils sont destinés à préparer les évolutions futures des outils de régulation européenne (futures directives et décisions européennes) relatives à l'accès aux réseaux électriques et s'inscrivent dans les contributions du CEER au processus des Forums de Florence.

3 > La nécessité d'un mécanisme d'ajustement

A - Les dispositions en vigueur depuis 2000

En application de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau de transport a pour mission d'assurer en temps réel l'équilibre production-consommation. Il s'agit notamment de compenser les déséquilibres constatés, par rapport à la consommation effective des utilisateurs, et de résorber les congestions qui apparaissent sur le réseau électrique. Il peut ensuite facturer le coût des opérations réalisées aux différents responsables d'équilibre, en fonction des déséquilibres constatés au sein de leurs périmètres de responsabilité. Jusqu'en avril 2003, RTE décidait des modifications de programmes des unités de production d'EDF et de la SNET. Chaque responsable d'équilibre devait ensuite régler le prix de ses écarts en fonction des déséquilibres physiques constatés dans son périmètre, selon un barème.

Ce dispositif avait plusieurs inconvénients :

- en raison de l'absence de corrélation directe entre le barème de facturation des écarts et le prix du règlement des modifications de programme sollicitées par RTE, l'équilibre économique de l'activité de gestion des écarts du gestionnaire du réseau de transport n'était pas assuré ;

- il ne permettait pas de mobiliser toutes les ressources d'ajustement en temps réel (autres producteurs, consommateurs, opérateurs étrangers...);
- il plaçait EDF dans une position de fournisseur quasi exclusif et ne permettait donc pas à la concurrence de s'exercer réellement ;
- il ne reflétait pas le coût des ajustements sollicités par le gestionnaire du réseau pour la compensation des écarts des responsables d'équilibre. Il incitait dans certains cas (en particulier lorsque le prix de l'énergie était très élevé sur les marchés de gros) les responsables d'équilibre à se mettre volontairement en écart, mettant ainsi en danger la sécurité d'exploitation du réseau.

C'est pourquoi la CRE s'est efforcée, dès 2000, d'améliorer le dispositif en vigueur. Elle a invité RTE à mettre en place un nouveau dispositif, reposant sur la mise en concurrence des fournisseurs d'ajustement.

B - Les nouvelles dispositions

Les nouvelles règles relatives à l'ajustement, aux responsables d'équilibre et au règlement des écarts sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2003, à l'issue d'une concertation menée par RTE au sein du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE) et de son sous-groupe spécialisé, la Commission de suivi du Fonctionnement du Mécanisme d'Ajustement (CFMA) dont les travaux étaient régulièrement publiés sur le site Internet de RTE. La CRE a suivi ces travaux, puis auditionné à deux reprises, individuellement et collectivement, les parties intéressées avant d'approuver les règles.

Cette concertation a conduit RTE à apporter des améliorations significatives au mécanisme initiale-

Tableau 12/ Le mécanisme d'ajustement du 1^{er} avril 2003

L'équilibrage production-consommation et la résolution des congestions, deux actions essentielles pour la sûreté du réseau, de nature et traitement bien différenciés, utilisent une ressource commune : le mécanisme d'ajustement. Ainsi, pour la première action, RTE fait appel aux acteurs d'ajustement dans l'ordre de préséance économique des offres qu'ils ont soumises. Pour la deuxième, la préséance économique est restreinte aux offres répondant aux contraintes géographiques et techniques exprimées par l'opérateur du système.

Les offres d'ajustement sont payées au prix d'offre. Le prix moyen pondéré des offres retenues pour assurer l'équilibre production-consommation sert de base pour le calcul du prix des écarts. Le surcoût des offres retenues pour traiter les congestions (ou reconstitution des services système) n'affecte pas le prix des écarts, car il est imputé sur les comptes de gestion respectifs de RTE.

Les responsables d'équilibre en situation d'écart ayant contribué à l'équilibrage du système se voient facturer leurs écarts au prix du marché « day ahead » de Powernext. En revanche, les responsables d'équilibre dont le sens de l'écart est le même que le déséquilibre du système, se voient facturer leurs écarts au prix moyen pondéré des offres retenues corrigé du facteur $\{1+K\}$ (terme qui permet d'assurer l'équilibre économique du mécanisme) ou au prix Powernext lorsqu'il est supérieur (afin d'éviter des arbitrages entre le mécanisme d'ajustement et autres marchés comme cela a été constaté dans certains pays étrangers).

En complément, RTE contractualise la mise à disposition d'un certain volume d'offres rapides d'ajustement, disponibles en permanence. Son coût est recouvré auprès des responsables d'équilibre à travers une prime fixe proportionnelle aux soutirages physiques de leurs périmètres.



ment projeté : possibilité de modulation du prix d'offre suivant quatre plages de prix dans la journée, élargissement des informations publiées, ouverture de nouveaux guichets intrajournaliers d'échange de blocs, l'amélioration de la prise en compte de la situation particulière des usines hydrauliques régionales (« influencement hydraulique ») entre producteurs et gestionnaire du réseau, engagement de RTE sur la précision du calcul de l'écart.

Le nouveau dispositif permet la participation de nouveaux traders (opérateurs suisses et prochainement anglais et allemands), des grands consommateurs et de producteurs français, en particulier des cogénérateurs. Il fait l'objet d'un suivi attentif de la CRE selon les modalités prévues par l'article 15 de la loi du 10 février 2000 modifiée. En tant que besoin, la CRE demandera à RTE d'apporter au mécanisme des modifications, notamment pour préparer le passage de l'hiver 2003/2004 et en avril 2004, après le retour d'expérience d'un an de fonctionnement.

La CRE est particulièrement vigilante à l'égard :

- de l'accès des acteurs des pays voisins au mécanisme d'ajustement et au service d'échange international de blocs en infra-journalier ;
- de l'efficacité de la méthode de recouvrement des charges du mécanisme, notamment sous l'angle de l'incitation des acteurs à la maîtrise de leurs écarts et à la réduction du besoin de contractualisation de réserves rapides ;
- des volumes et prix d'ajustement, en particulier pour la résolution des congestions et pour les autres besoins du réseau ;
- de l'efficacité de la gestion de RTE et du choix des ressources qui lui sont proposées.

4 > Le comptage électrique

L'évolution du marché français de l'électricité, la mise en place de mécanismes d'ajustement et de compensation financière des écarts prévus par l'article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 ont pour conséquence d'élargir la nature et le volume des informations nécessaires aux utilisateurs de réseaux.

La récupération des données du comptage électrique décrivant plus finement les courbes de charges, d'une part, et l'accès direct à l'information élaborée par le compteur d'énergie électrique de chaque utilisateur, d'autre part, deviennent une nécessité, tant pour le gestionnaire de réseau que pour l'utilisateur ou son mandataire.

Pour la gestion des contrats comme pour le fonctionnement continu du marché concurrentiel, les données de comptage sont toutes les informations quantitatives qui servent au gestionnaire de réseau à établir les différentes factures et à l'utilisateur à les vérifier. En conséquence, tous les justificatifs de la quantité d'énergie électrique qui transite à chaque instant sur le réseau et de détermination du prix qui lui est appliqué doivent être donnés à l'utilisateur.

À cet effet, les gestionnaires de réseaux doivent proposer de nouveaux services d'accès à la télérelève et de publication des données validées, seules solutions aptes à garantir une qualité d'information satisfaisante pour tous les utilisateurs de réseaux qui le souhaitent, notamment en vue de mieux maîtriser leur consommation d'énergie. La CRE reste vigilante sur ce point et souhaite l'accélération de la présentation de nouvelles solutions, dont la mise en œuvre opérationnelle devra être généralisée rapidement.

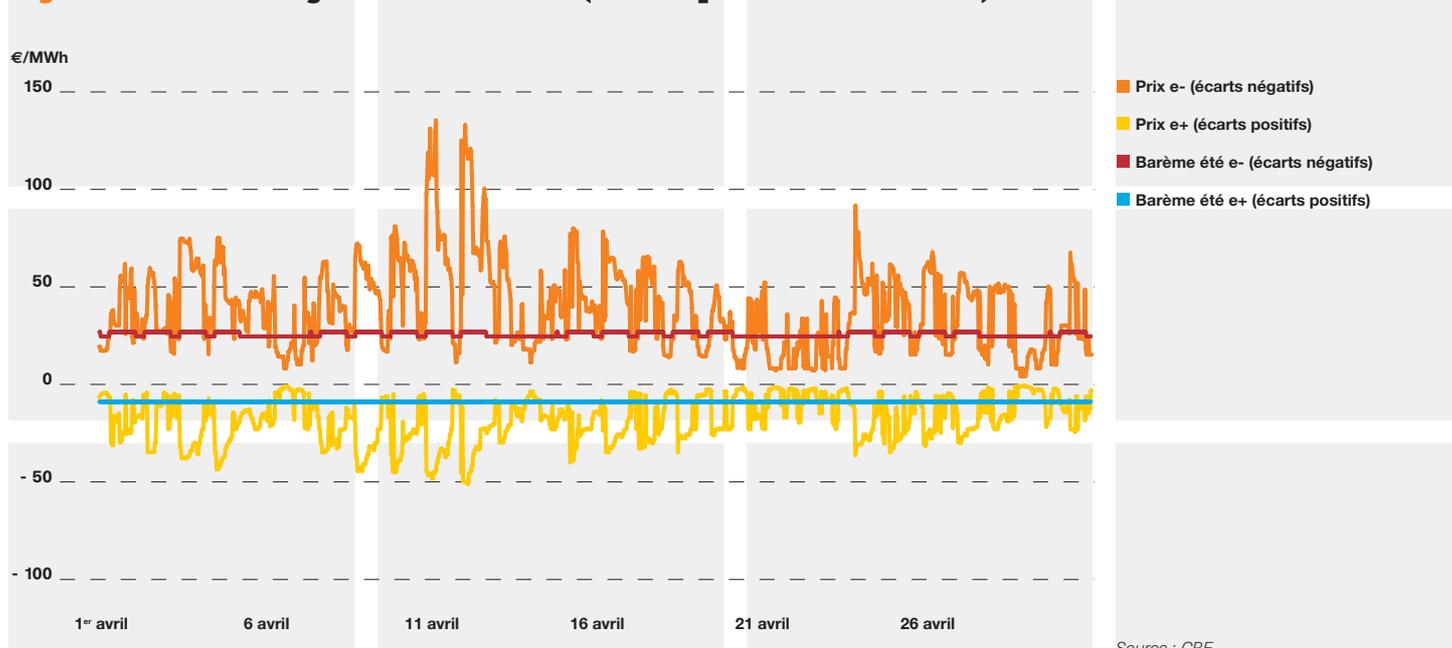
Tout utilisateur des réseaux publics de transport et de distribution doit être tenu informé des redevances de prestation de services et de location

des équipements de comptage avant la signature de la convention de raccordement et du contrat d'accès au réseau de transport ou de distribution. En effet, l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, dispose que les tarifs sont calculés à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, et que ces coûts comprennent, en particulier, « les coûts liés au comptage et à la facturation ». L'annexe du décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 permet par ailleurs aux « gestionnaires de réseaux "d'assurer" une prestation de comptage de base conforme aux dispositions du cahier des charges de concession qui régit leur activité selon le barème ». Les sections du décret traitant de la tarification des dispositifs de comptage s'appliquant à tous les « utilisateurs », il convient que les gestionnaires de réseaux proposent effectivement la tarification régulée des prestations appropriées de comptage à tous les utilisateurs - producteurs et consommateurs - raccordés en HTB, en HTA et en BT au-dessus de 36 kVA.

5 > Les prescriptions techniques générales pour le raccordement aux réseaux publics

Les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes, prises en application des articles 14 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 ne sont pas encore toutes parues.

Figure 18/ Prix du règlement des écarts (avant/après le 1^{er} avril 2003)



2/

La régulation du marché français de l'électricité

L'obsolescence partielle du cadre réglementaire actuel de ces conditions techniques de raccordement met en cause la fluidité du marché par l'insécurité juridique qu'il laisse peser sur les négociations de nouveaux raccordements.

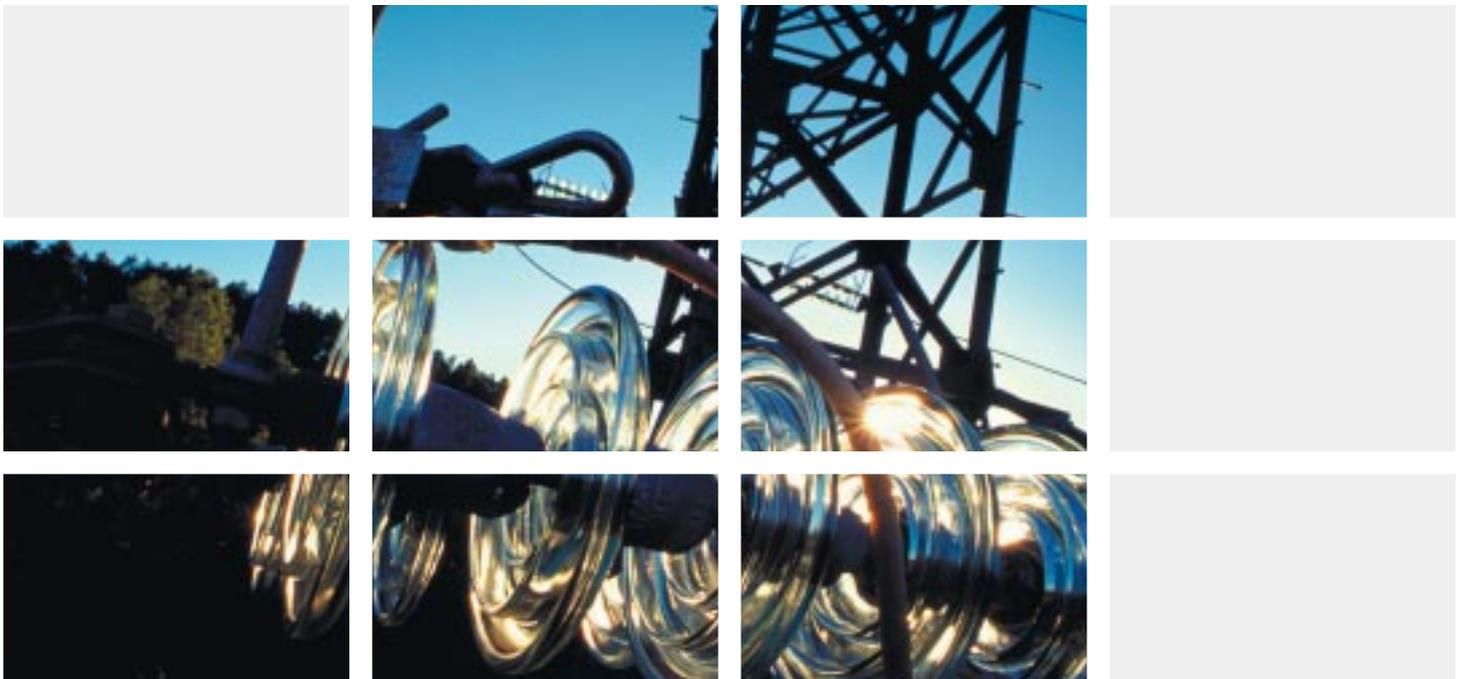
En effet, les utilisateurs du réseau public de transport ne peuvent toujours pas procéder de façon rationnelle aux choix techniques et économiques nécessaires aux raccordements de nouvelles installations, faute d'une visibilité suffisante des contraintes qui leur sont applicables. La CRE a indiqué à l'administration que, dans l'intérêt de tous les utilisateurs de réseaux et afin de faciliter l'exercice d'une concurrence équitable sur le marché français de l'électricité, il lui paraissait nécessaire de publier le plus rapidement possible l'ensemble des décrets et arrêtés d'application. Ces textes doivent notamment énoncer les valeurs des paramètres découlant des prescriptions techniques qu'il est nécessaire de préciser, ou d'imposer, pour le raccordement de tous les types d'utilisateur.

Pour les réseaux publics de distribution un décret n° 2003-229 du 13 mars 2003, relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement à ces réseaux, ainsi que deux arrêtés d'application du 17 mars 2003, relatif aux conditions de raccordement des installations de production d'énergie électrique, d'une part, et des installations de consommation d'énergie électrique, d'autre part, viennent de combler pour partie des lacunes. Les gestionnaires de réseau de distribution sont donc désormais en situation de lever toute ambiguïté sur la réglementation applicable à tout nouveau projet de raccordement.

Pour le réseau public de transport, un projet de décret d'application de l'article 14 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 soumis, pour avis à la CRE, le 18 novembre 2002, ainsi que deux projets d'arrêtés, doivent fixer les dispositions constructives des installations à raccorder au réseau public de transport de l'électricité.

L'ensemble de ces textes d'application de l'article 14, décret et arrêtés, devrait être cohérent avec, notamment, le cahier des charges du gestionnaire du réseau public de transport prévu par l'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Il devrait également se conformer aux principes d'interopérabilité, d'objectivité et de non-discrimination fixés par l'article 7-2 de la directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996.

L'institution, par décret, d'une obligation de résultats, détaillée par des projets d'arrêtés, constitue un progrès, pour la transparence et l'économie des conditions applicables aux installations raccordées aux réseaux publics de transport et de distribution, par rapport au recours aux obligations de moyens qui caractérisaient largement les réglementations antérieures. Il faut toutefois faciliter la compréhension de cette nouvelle forme de réglementation par les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution et développer l'objectivité, la transparence et la non discrimination des comportements des gestionnaires de réseaux. À cet effet, à l'instar de ce qui se passe dans de nombreux autres États membres, les gestionnaires des réseaux français devraient publier rapidement, chacun pour ce qui les concerne, un ensemble de textes de référence technique reprenant de façon ordonnée, dans le contexte réglementaire français, les dispositions contenues dans les textes réglementaires en vigueur, les règles techniques complémentaires qu'ils appliquent ou les commentaires encore perti-



nents des anciens arrêtés techniques. De tels « référentiels techniques », de nature essentiellement informative ne sauraient en revanche se voir conférer de valeur normative propre et resteraient subordonnés à l'évolution de la réglementation proprement dite.

6 > L'évolution des règles et des conditions techniques et économiques de raccordement

En novembre 2002, après la mise en place du tarif d'utilisation des réseaux publics proposé par la CRE, les gestionnaires de réseau RTE et DEGS ont également publié les modalités de facturation du coût du raccordement pour le producteur, ce dont la CRE a pris acte dans sa communication du 7 novembre 2002.

Le décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, introduit le principe dit de « shallow cost » pour le calcul des frais de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics d'électricité. Selon ce principe, les utilisateurs qui demandent un raccordement ne doivent supporter que le coût de ce raccordement. Les frais de maintenance, de sécurisation, de développement et de renforcement éventuel des réseaux publics, y compris lorsque des renforcements sont liés au raccordement de nouveaux utilisateurs, restent à la charge des gestionnaires concernés.

Jusqu'à maintenant, les producteurs se voyaient généralement facturer l'ensemble des coûts que leur raccordement engendrait, y compris les renforcements du réseau public, en amont du poste de transformation, vers le niveau de tension supérieur (principe dit de « deep cost »).

L'entrée en vigueur, au 1^{er} novembre 2002, du décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 et les conséquences de l'article 46 de la loi n° 2000-1208 du 13 décembre 2000, relative à la solidarité et au renouvellement urbain (SRU), nécessitent, par conséquent, la publication et la mise en œuvre par l'administration de nouvelles règles, définissant la participation des utilisateurs aux coûts du raccordement qu'ils demandent.

La CRE souhaite qu'à l'occasion de l'élaboration de ces nouvelles règles, les dispositions applicables à tous les utilisateurs soient revues et mises en cohérence dans leur ensemble, afin que les demandes de raccordement aux réseaux publics, quels que soient les acteurs dont elles émanent, soient traitées de façon objective, transparente et non discriminatoire, comme le demande la directive du 19 décembre 1996.

Qu'il s'agisse des producteurs ou des consommateurs, il convient d'éviter que les choix techniques réalisés par les gestionnaires de réseaux, notamment dans l'intérêt collectif (création d'un nouveau poste-source, surdimensionnement anticipé d'un ouvrage), soient financés par le seul demandeur d'un raccordement.

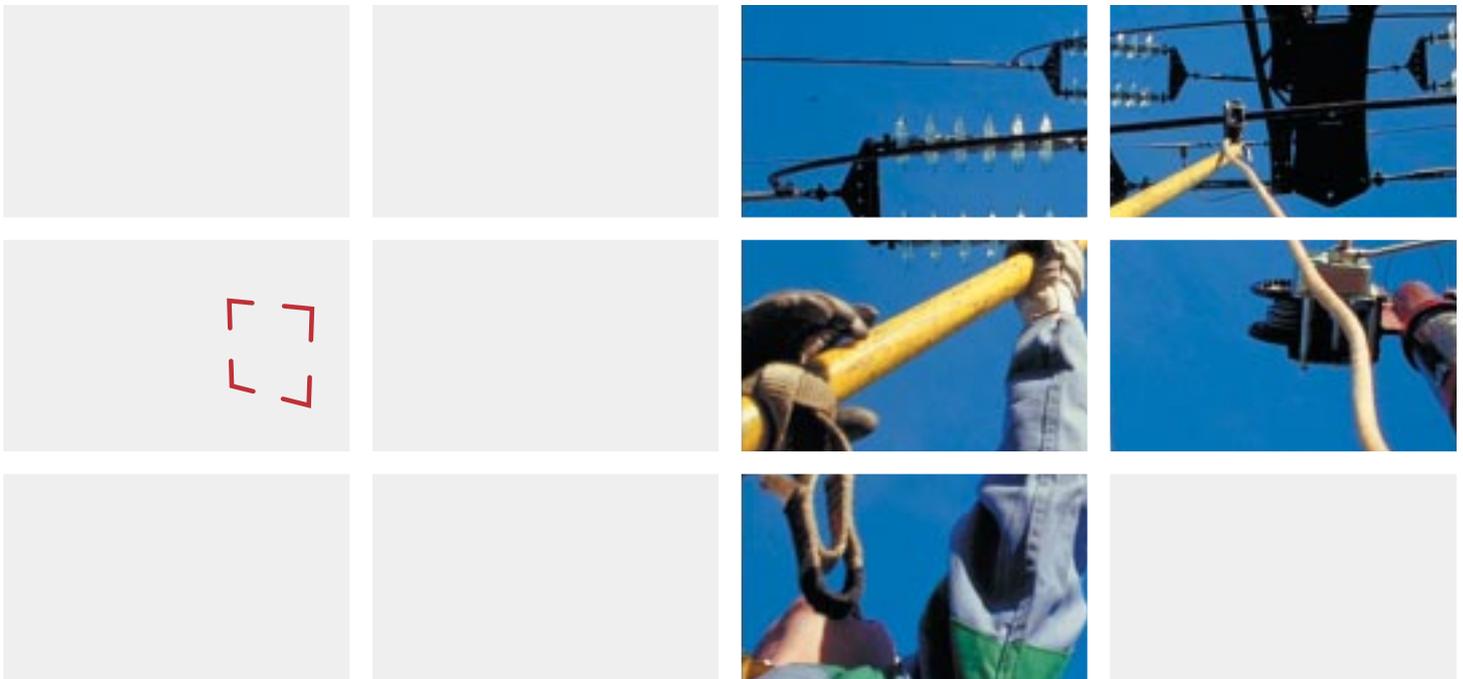
Les décrets prévus par les articles 14 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 sur les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution, et leurs arrêtés d'application permettent de définir un domaine de tension de raccordement de référence en fonction de la puissance de raccordement d'une installation. Il conviendrait d'associer, à chaque type d'installation, un « schéma de raccordement de référence », qui constitue une solution réalisable sur le plan du choix de tracé et sur celui de la conformité aux règlements techniques.

La participation financière correspondant à la réalisation de ce schéma de raccordement de référence devrait constituer un plafond de ce qui peut être mis à la charge du demandeur. Un tel plafonnement contractuel serait notamment pratiqué si le gestionnaire de réseau était amené à retenir une solution plus complexe que le schéma de référence. À l'inverse, le coût total de réalisation pourrait s'avérer inférieur à la participation initialement demandée. Il conviendrait alors de faire bénéficier le demandeur du résultat de cette optimisation économique.

Ce schéma de référence de raccordement d'un projet donné, indépendant de la solution technique définitive retenue dans la convention de raccordement, permettrait aux gestionnaires de réseaux d'assumer pleinement les choix techniques appropriés en matière de raccordement et de tenir compte au mieux de la configuration du réseau, de ses schémas d'exploitation, de l'existence d'autres demandes de raccordement ou de projets de développement dans la zone considérée.

7 > Cahier des charges type du réseau principal de transport

L'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 dispose que : « le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans des conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de régulation de l'électricité... ». Ce décret n'a pas encore été promulgué et le cahier des charges adopté par décret du 10 avril 1995 reste applicable. La CRE a entamé une réflexion sur la nature et le contenu souhaitables du futur cahier des charges,



2/

La régulation du marché français de l'électricité

afin que celui-ci apporte les clarifications nécessaires sur les conditions de l'exercice de l'activité régulée de gestionnaire de réseau public de transport.

Le cahier des charges devrait formaliser une concession de service public délivrée par l'État au profit du concessionnaire désigné par la loi du 10 février 2000. Il s'agit, aujourd'hui, de RTE au sein d'EDF. Lorsque RTE deviendra une filiale d'EDF, il conviendra que le cahier des charges délimite très précisément ce qui continuera à relever de la compétence d'EDF au titre de l'article 2-III de la loi de 2000, et ce qui relèvera du seul gestionnaire du réseau de transport.

a. CONTINUITÉ ET QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Le futur cahier des charges devrait imposer que le gestionnaire de réseau prenne, à l'égard des utilisateurs, des engagements quantitatifs concernant des paramètres caractéristiques de la qualité du service rendu tels que ceux caractérisant la continuité du service. Il conviendrait d'en donner une définition opératoire. Les creux de tension ou les taux d'harmoniques devront également être précisés. Ce qui relève du régime normal d'exploitation et du régime d'exploitation perturbée devra être défini plus précisément qu'aujourd'hui. L'obligation d'informer les utilisateurs de la survenance d'incidents fortuits et des conditions prévisibles du traitement de ces incidents devra être prévue. Pour couvrir les situations de mise hors tension délibérées d'ouvrages, impliquant l'interruption du service à un utilisateur, il conviendra également de prévoir une indemnisation, en cas de dépassement de la durée des travaux initialement programmés

b. CHANGEMENT DE CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES D'EXPLOITATION

En cas de travaux de changement des caractéristiques techniques des ouvrages d'exploitation (niveaux de tension, nature du courant...) afin de se conformer à de nouvelles dispositions réglementaires, le concessionnaire devra généralement prendre à sa charge l'ensemble des coûts engendrés par ces travaux chez ses utilisateurs.

c. COMPTAGES ET MESURES

Les informations utiles à la gestion des contrats d'accès doivent être fournies à l'utilisateur dans des conditions financières prévues par la tarification de l'utilisation du réseau. À cet effet, il conviendra que le cahier des charges type confirme le droit d'accès des utilisateurs par les moyens de transmission les plus performants, à toutes les informations que les appareils de comptage fournissent et en complète la définition.

d. SERVICES AUXILIAIRES

En ce qui concerne les services auxiliaires, le concessionnaire devra être astreint à mettre en œuvre toutes dispositions permettant de réduire les coûts d'exploitation du réseau, en veillant notamment à ne pas procéder à des réservations ou des consommations abusives de tels services. Le concessionnaire devra en outre être tenu de procéder aux comptages et vérifications nécessaires pour s'assurer de la réalité de la fourniture des services systèmes qu'il rémunère.

Pour l'acquisition des services auxiliaires, le concessionnaire devrait être tenu de respecter l'objectif d'exploitation du réseau au moindre coût et le principe de non-discrimination, notamment entre producteurs et consommateurs ou entre opérateurs installés sur le territoire national et opérateurs installés sur le territoire d'un autre État membre de l'Union européenne. Le cahier des charges type

Tableau 13/ Les services auxiliaires devant être mis en place par le concessionnaire :

- le réglage primaire de la fréquence,
- le réglage secondaire de la fréquence,
- le réglage tertiaire de la fréquence,
- le réglage primaire automatique de la tension,
- le réglage secondaire automatique de la tension, le réglage secondaire de la tension, le réglage secondaire coordonné de la tension
- le réglage tertiaire de la tension,
- le fonctionnement en réseau séparé (« îlotage »),
- le renvoi de la tension (« black start »),
- la participation à la reconstitution du réseau.

Ils intègrent aussi bien la réservation de capacité que la fourniture effective du service.

devra également préciser les conditions dans lesquelles la mise à disposition du concessionnaire, par les utilisateurs du réseau, d'un service, que des normes réglementaires leur imposent de fournir, est ou non rémunéré par le concessionnaire.

e_ AJUSTEMENT ET RÈGLEMENT DES ÉCARTS

Devront relever du cahier des charges les principes généraux régissant l'ajustement, parmi lesquels figurent celui d'assurer celui-ci au meilleur coût, les obligations du concessionnaire en la matière, notamment d'information des utilisateurs du réseau, et le principe du financement de ces activités par les produits du règlement des écarts, selon des modalités approuvées par le régulateur. De même, le cahier des charges devrait définir les principes régissant la décentralisation de l'équilibre global, à tout instant, entre production et consommation, par l'intervention des responsables d'équilibre. La fonction de responsable d'équilibre résiduel du concessionnaire devrait être spécifiée par le cahier des charges.

f_ TRAITEMENT DES CONGESTIONS

Les principes de la gestion à court terme des congestions de réseau, tant à l'intérieur du territoire national, que pour l'accès aux interconnexions, devront également être mentionnés, de façon à rendre le cahier des charges suffisamment robuste vis-à-vis de l'intervention du règlement européen sur les échanges transfrontaliers. La gestion de l'équilibre, global et local, des flux sur le réseau est susceptible de nécessiter qu'en plus du tarif régulé d'utilisation du réseau, prévu par l'article 4 de la loi, des mécanismes d'incitation financière à l'utilisation efficace du réseau soient institués sous le contrôle du régulateur. Le cahier des charges devra prévoir explicitement cette possibilité. Il devra aussi exprimer les principes encadrant l'action du gestionnaire de réseau dans ce domaine.

g_ GESTION DES INTERCONNEXIONS INTERNATIONALES

Le concessionnaire devra être chargé des relations avec les autres gestionnaires des réseaux européens, afin d'assurer la sûreté et l'efficacité de l'exploitation de son réseau, ainsi que, sous le contrôle du régulateur, l'efficacité économique des conditions d'accès et des règles d'exploitation des réseaux. Le concessionnaire devrait ainsi être incité à conclure des accords avec les autres GRT, pour déterminer les échanges d'informations, les responsabilités respectives et les modalités d'indemnisation mutuelles.

h_ RENFORCEMENT ET DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Le cahier des charges du GRT devra préciser les missions de celui-ci, mentionnées par différents articles de la loi du 10 février 2000, notamment en matière de desserte rationnelle du territoire, de raccordement, ou encore de sûreté. Il faudra aussi établir les conditions d'exercice des missions de planification du développement du réseau, pour apporter aux pouvoirs publics les meilleures garanties d'objectivité et de transparence du GRT dans la préparation des programmes d'investissements qu'il soumet à leur approbation.

i_ PUBLICATION ET MISE À JOUR D'UN RÉFÉRENTIEL

TECHNIQUE

Le GRT doit avoir obligation de publier un ensemble de textes techniques de référence reprenant de façon ordonnée, les dispositions contenues dans les textes réglementaires en vigueur, les règles techniques complémentaires qu'ils appliquent ou les commentaires encore pertinents des anciens arrêtés techniques. Le cahier des charges du GRT devra donc lui imposer la publication et la mise à jour d'un « référentiel technique » et les conditions du contrôle de son contenu et de sa mise en œuvre.

j_ INFORMATION DE L'ADMINISTRATION ET DU RÉGULATEUR

Le concessionnaire devra être tenu de rendre compte de son activité devant le régulateur, comme devant l'administration pour ce qui concerne l'application du cahier des charges et de publier chaque année un rapport sur ce sujet. Il devra également être tenu de les informer des comportements contraires à la concurrence, qu'il pourrait observer, dans l'exécution de ses missions, et de mettre en place les dispositifs de mesure et contrôle nécessaires.

II/ Les échanges transfrontaliers d'énergie

1 > Il n'y aura pas de marché européen sans renforcement des interconnexions

La construction d'un marché européen unique de l'électricité se heurte toujours à des barrières physiques dues à l'insuffisance des interconnexions entre pays, qui limitent matériellement les échanges. Les infrastructures de transport d'électricité actuelles ont été construites dans le contexte antérieur à la directive européenne de 1996 des monopoles intégrés. Elles ont donc été dimensionnées, en premier lieu, afin d'assurer le secours mutuel des sociétés électriques et pour permettre l'exécution de contrats conclus à long terme. Elles ne sont donc pas adaptées à l'augmentation des échanges d'énergie électrique



induite par la réalisation du marché unique. C'est pourquoi, en 2002, la Commission européenne a recommandé que la capacité d'interconnexion de chaque pays de l'Union soit au moins de 10 % de la consommation nationale. La CRE estime, quant à elle, qu'un objectif en pourcentage (de la puissance installée, de la consommation de pointe ou de base ...) n'est pas adapté. L'intérêt d'un renforcement de réseau doit s'apprécier au regard de son utilité pour le renforcement des échanges, avec une priorité absolue pour supprimer les congestions permanentes.

La CRE a donc demandé à RTE d'engager rapidement les renforcements d'infrastructure nécessaires, en priorité dans les zones où n'existe aucune difficulté technique liée à la topographie des zones frontalières (mers ou montagnes). Les progrès en la matière demeurent extrêmement lents, notamment en raison de la lourdeur des procédures nationales préalables à la réalisation de tels projets, comme de l'attitude de certains opérateurs, préférant le cloisonnement par congestion à un marché régional, ou unique, ouvert. Il est souhaitable que l'Union européenne envisage une coordination de ces procédures, voire la création d'une procédure communautaire unique, pour faciliter la concrétisation de ces infrastructures transnationales. Dans un premier temps, les travaux unifiant le marché régional de la « plaque continentale », moins coûteux que ceux destinés à relier îles et péninsules, pourraient être privilégiés. Un pas vers un marché européen serait accompli ainsi, par rapport à la situation qui demeure celle de quinze marchés inégalement ouverts, trop peu connectés, et, par suite, pas du tout européens...

A - Liaison France-Allemagne : mise en service en novembre 2002 de la nouvelle liaison de 400 kV Vigy-Uchtelfangen

La reconstruction de cet ouvrage, sur 30 km, pour un coût, pour RTE, de 24 M€, a permis d'augmenter la capacité d'échange entre les deux pays, de 1 000 MW dans les situations de réseau où cette liaison est en contrainte.

Le gain apporté à l'exploitation du système électrique est de trois ordres :

- amélioration de la sûreté du système électrique européen et des interconnexions vers la Belgique et l'Allemagne ;
- diminution des surcoûts de congestion vers le nord de l'Europe (l'axe Vigy-Uchtelfangen a été congestionné 25 jours en 2002, avant la mise en service de cette nouvelle liaison) ;
- augmentation des capacités d'échanges avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie, et plus particulièrement avec l'Allemagne.

B - Liaison France-Belgique : début des travaux préparatoires à la création d'une nouvelle ligne (Moulaine-Aubange) et au renforcement d'une autre (Avelin-Avelgem)

En application du programme d'action, convenu, en novembre 2001, entre les régulateurs français et belge, la CRE et la CREG, pour l'amélioration des échanges d'électricité entre la France et la Belgique, les deux gestionnaires de réseau ont engagé les travaux préparatoires au renforcement des infrastructures d'échange existantes. Ces travaux, qui portent sur des ouvrages de faible longueur (10 à 20 km) ont pour objectif d'augmenter de plus de 2 000 MW, soit de doubler la capacité d'échange entre les deux pays à l'horizon 2006.



Le doublement de l'axe Avelin-Avelgem, par pose du deuxième terme de cette liaison, aura un coût, pour RTE, estimé à 15 M€. Les études d'impact en cours devraient aboutir en octobre 2003 et permettre d'engager l'enquête publique.

La création d'une ligne double, sur l'axe Moulaine-Aubange, représentera un coût, pour RTE, estimé à 30 M€. Elle permettrait d'atteindre une capacité totale de 4 200 MW. Les études approfondies, menées conjointement par RTE et ELIA, ont permis de vérifier l'intérêt de la réalisation de ce nouvel ouvrage, dont l'avant-projet détaillé est en cours de préparation.

Ces investissements revêtent un caractère prioritaire pour faciliter les échanges sur la plaque continentale (Allemagne, Autriche, Benelux, France).

C - Liaison France-Espagne : augmentation de la capacité de la ligne Cantegrit-Hernani et débat public préalable à la création de l'axe La Gaudière-Baixas-Bescano

Des travaux sur les ouvrages existants (notamment l'augmentation des tensions mécaniques de câbles), permettant d'augmenter la capacité de la ligne ouest Cantegrit-Hernani, ont été réalisés, de fin mai à mi-juin 2002 par RTE. REE a, de son côté, réalisé, en octobre 2002, des travaux de renforcement de la transformation au poste de Vic. Grâce à ces travaux, concertés entre les GRT, la capacité commerciale d'interconnexion, en hiver entre la France et l'Espagne, est passée de 1 200 MW à 1 400 MW. Elle devrait, cependant, être limitée à 1 200 MW en été, par REE, en raison de contraintes sur son réseau.

Le marché électrique espagnol reste, cependant, isolé du reste de l'Europe, du fait de l'insuffisance de la capacité d'interconnexion entre les deux pays. REE et RTE travaillent à un projet, permettant

d'améliorer partiellement cette situation, consistant à renforcer la capacité de la ligne existante, sur 70 km, côté français, et 40 km, côté espagnol, pour un coût estimé à 125 M€. Après renforcement de cette ligne, la capacité de transit passera de 1 400 MW à 2 600 MW. En outre, cet ouvrage permettra l'alimentation électrique de la future ligne TGV, entre Perpignan et Figueras. Le débat public sur ce projet a commencé le 21 mars 2003 et devrait s'achever au mois de juin 2003. RTE souhaite mettre le nouvel ouvrage en service en 2006.

2 > Les conditions des échanges transfrontaliers qui font obstacle à la concurrence doivent évoluer

A - La plupart des pays de l'Union européenne appliquent une taxe à l'exportation de 0,5 €/MWh

Avec l'accord de la Commission européenne, les gestionnaires des réseaux de transport européens ont mis en place un dispositif de compensation des flux de transit en mars 2002, auquel chaque gestionnaire doit contribuer financièrement. Ce dispositif a eu pour conséquence pratique, dans la plupart des pays de l'Union, l'introduction d'une taxe à l'exportation, de 1 €/MWh, qui a été réduite, à 0,5 €/MWh, en 2003. Parmi les principaux contributeurs à la part « export » de ce fonds de compensation, seule la France a décidé de ne pas créer ce nouvel obstacle aux échanges. Les charges afférentes de RTE ont été prises en compte dans le tarif d'accès aux réseaux publics, et donc réparties équitablement, entre tous les utilisateurs du réseau français.

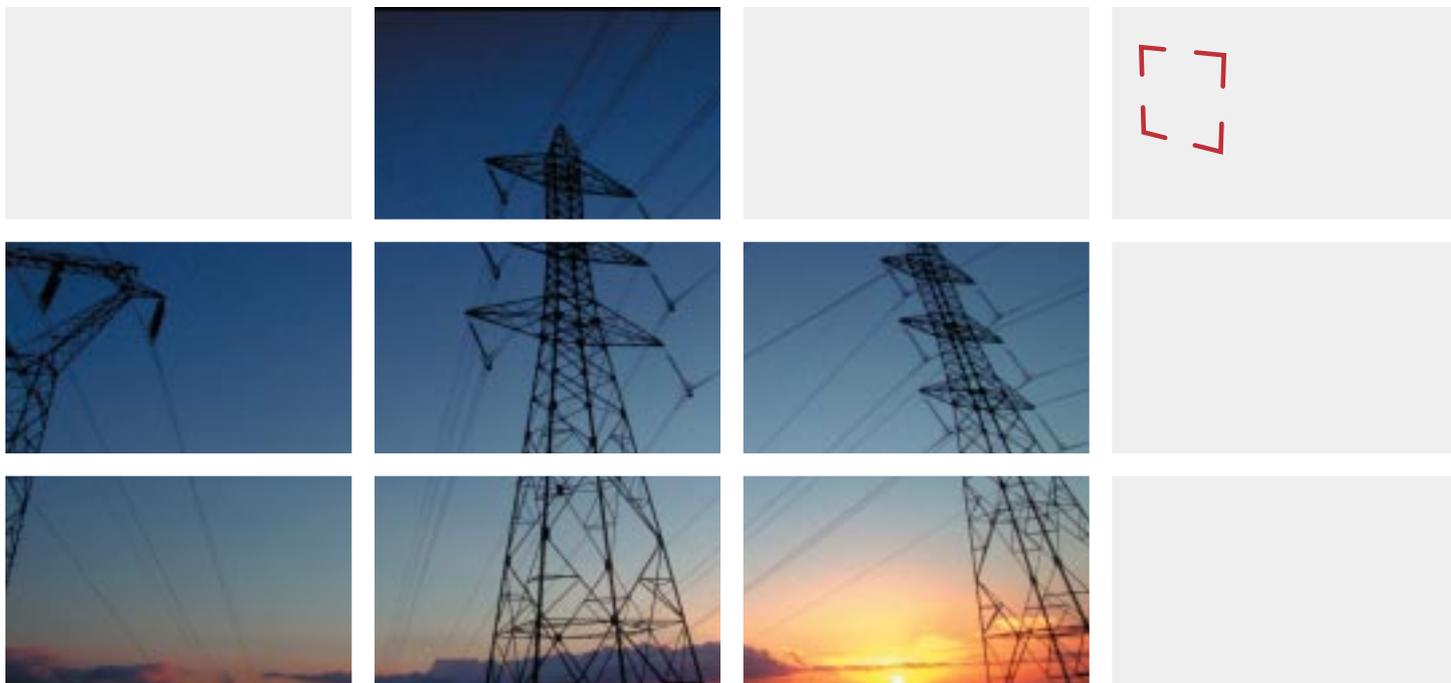
Au sein des instances spécialisées du Conseil européen des régulateurs de l'énergie, la CRE

participe aux travaux visant à obtenir, en liaison avec la Commission européenne, la suppression de cette taxe et à améliorer l'adéquation de la compensation, due ou reçue, avec les charges réellement supportées par les gestionnaires des réseaux impliqués dans les échanges transfrontaliers d'énergie.

B - Les méthodes d'allocation des capacités disponibles doivent être adaptées à la réalité des marchés

Les méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion doivent être élaborées avec une extrême attention à la réalité des marchés. Les mécanismes marchands qui sont les enchères sont recommandés par de nombreux acteurs, en raison des vertus d'efficacité économique qu'on leur prête, en tant que mécanismes dits « de marché », lorsque la concurrence est pure et parfaite. Force est néanmoins de constater que de nombreuses caractéristiques des marchés électriques réels rendent particulièrement difficile, sinon impossible, l'atteinte de cet objectif : faible réponse de la demande aux prix, forte concentration de l'offre, pouvoirs de marchés locaux induits par les congestions du réseau de transport.

C'est pourquoi la CRE estime que l'objectif prioritaire, à moyen terme, insuffisamment mis en lumière par les débats relatifs au choix des méthodes d'allocation des capacités d'échange entre pays, est d'établir des règles et des structures de marché cohérentes, efficaces et complètes, au sein de marchés régionaux, intégrant plusieurs pays de l'Union européenne, en attendant la réalisation d'un marché unique. Ces règles doivent notamment comporter un programme de renforcement des interconnexions, des règles du marché de gros tenant compte des pouvoirs de



2/

La régulation du marché français de l'électricité

marché existant, des règles de fonctionnement du marché en temps réel (coordination entre les GRT, compatibilité des mécanismes d'ajustement, re-dispatching, gestion des réserves et des services auxiliaires...) garantissant une utilisation maximum, et non partielle comme aujourd'hui, des capacités techniquement disponibles, ainsi qu'un cadre incitatif à la participation de la demande. Compte tenu de la géographie et de la topographie des réseaux européens, le marché régional dans lequel la France doit être intégrée doit comprendre l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg.

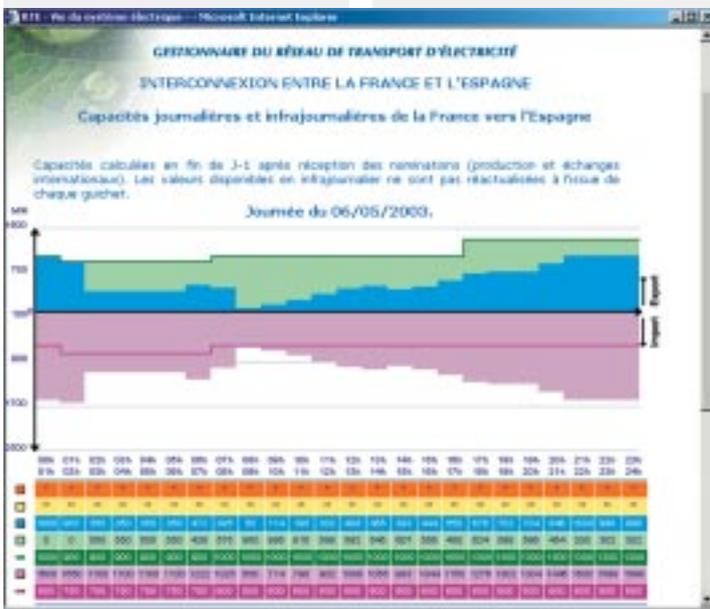
Dans l'état actuel des marchés européens, les mécanismes d'enchères aujourd'hui mis en œuvre ont pour conséquence d'attribuer aux gestionnaires des réseaux de transport la « rente de congestion ». Ils les incitent à maintenir, voire à augmenter, la congestion. Ils facilitent l'exercice du pouvoir de marché des opérateurs régionalement dominants, particulièrement dans les zones structurellement importatrices. Ils encouragent les ententes entre fournisseurs et empêchent les consommateurs, les pays importateurs, de bénéficier du prix de l'électricité qui reste inférieur dans les pays voisins. La sanction des comportements déviants dans ces domaines est aujourd'hui inexistante, du fait de la difficulté d'obtenir des preuves juridiquement opposables, dans des délais compatibles avec l'établissement d'une concurrence loyale. La CRE leur a donc préféré, dans la plupart des cas, des mécanismes mieux adaptés à la réalité des marchés et plus favorables au développement d'une concurrence bénéfique pour les consommateurs, comme le prorata pour l'interconnexion France-Italie.

C - L'information sur l'état du réseau doit être améliorée

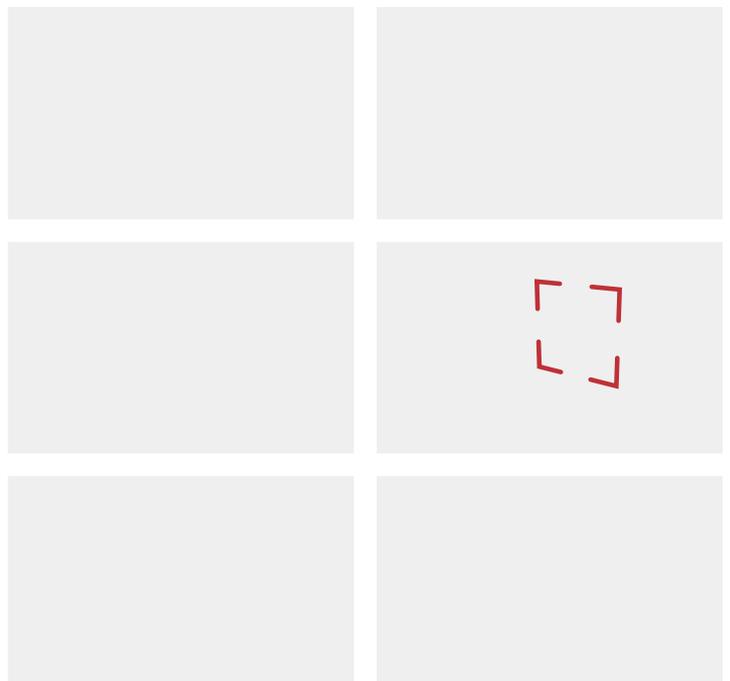
L'information des acteurs de marchés est une condition fondamentale de l'efficacité économique de la concurrence. C'est pourquoi, à la suite de sa communication du 26 juillet 2001 sur les informations à publier sur l'état des interconnexions, la CRE a organisé, en 2002, une consultation publique, à l'issue de laquelle elle a demandé à RTE (délibération du 20 juin 2002 sur l'information des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité) d'apporter d'importantes améliorations au dispositif d'information des utilisateurs de son réseau. Désormais, le réseau français est 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 sans leur imposer le développement d'applications spécifiques ;
 - les chroniques de toutes les données publiées par RTE sont disponibles sur le site Internet de RTE pendant au moins cinq ans ;
 - des prévisions de la charge du réseau de RTE sont disponibles sur son site Internet en J-1, en J-2 et pour la semaine à venir, ainsi que la charge réellement constatée ;
 - des prévisions journalières et hebdomadaires de disponibilité des capacités d'interconnexion, un calendrier des travaux pouvant les influencer, des chroniques pour chaque frontière de la capacité disponible, de la somme des nominations reçues, de la somme des demandes d'accès reçues et de la somme des autorisations d'accès accordées sont disponibles sur le site Internet de RTE.
- En parallèle, la CRE a pris l'initiative, au sein du CEER, de la création d'une instance technique,

Figure 19/ Information sur les interconnexions



Source : RTE.



consacrée à l'amélioration de la transparence de l'accès et de l'exploitation des réseaux de transport. Elle a constaté l'extrême diversité des situations. Sur sa suggestion, le CEER a publié, le 1^{er} octobre 2002, une recommandation dans ce domaine. Il appartient désormais aux régulateurs – lorsqu'ils existent – de la faire appliquer dans chaque pays membre de l'Union européenne. Il est souhaitable que la Commission européenne la prenne en compte.

D - La coordination entre gestionnaires de réseau doit être renforcée

Les lois physiques, qui régissent les flux d'énergie électrique, sur un réseau interconnecté, interdisent toute gestion autonome des réseaux nationaux par leur opérateur : la modification du plan d'injection français a un impact sur les flux du réseau allemand et un échange d'énergie entre la Suisse et l'Italie peut provoquer des congestions sur le réseau français. Or, actuellement, les droits d'accès aux interconnexions sont alloués par les gestionnaires des réseaux concernés, parfois conjointement (France-Belgique, France-Italie, France-Angleterre) et parfois indépendamment (France-Espagne, France-Suisse, France-Allemagne), mais jamais en concertation avec les gestionnaires des autres réseaux concernés. L'actuelle insuffisance de la coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport européens, résulte des règles de l'UCTE. Elles ont été établies avant l'adoption des premières directives d'ouverture sous couvert de préoccupations techniques, par des monopoles verticalement intégrés, soucieux de limiter la concurrence. Cette situation est particulièrement dommageable, dans le contexte actuel de besoin de renforcement des échanges à court terme. En effet, faute d'échanges

satisfaisants d'informations entre GRT en J-1 et J, ces derniers sont confrontés à l'imprévisibilité des flux sur leurs réseaux et, faute d'une coordination suffisante dans l'allocation des capacités, ils acceptent des nominations sans prendre correctement en considération l'impact de celles-ci sur les autres réseaux.

Des variations importantes et imprévues de la capacité commerciale mise à la disposition des acteurs de marché en résultent. De telles variations ont particulièrement été constatées, pendant l'été 2002, sur l'interconnexion entre la France et la Belgique. Les GRT sont donc conduits à augmenter les marges d'exploitation des réseaux, et réduire, par là même, le volume des échanges commerciaux. En l'absence de renforcement – volontaire ou imposée – de la coordination entre les GRT, ces difficultés augmenteront. Le développement de l'activité des marchés de gros, celui des échanges transfrontaliers d'énergie, particulièrement l'installation d'équipements de gestion des flux sur les réseaux à 400 kV, comme par exemple les transformateurs déphaseurs, dont les effets positifs ou négatifs peuvent se propager largement au-delà du territoire du réseau qui les installe, aura le même effet.

Il est donc nécessaire de renforcer les échanges d'information, entre GRT. Ces échanges servent de support à une gestion concertée des réseaux des États membres. Les gestionnaires de réseau de la plaque continentale pourront convenir de règles prenant en compte l'impact des nominations qui leur sont soumises, sur les réseaux de leurs homologues, avant de les accepter. Ces règles permettent aussi d'exploiter, de manière concertée, les ouvrages de réseau ayant un fort impact sur les flux transfrontaliers. La mise en place d'une telle gestion concertée est une étape nécessaire, avant

l'introduction d'une gestion coordonnée. La mise en place de cette dernière nécessite une forte intégration des marchés électriques européens, pour être efficace du point de vue économique.

C'est pourquoi la CRE, en liaison avec les régulateurs des pays voisins, a demandé à RTE de contractualiser ses relations avec ces gestionnaires des réseaux. Il s'agit de définir un cadre de gestion commun du réseau interconnecté et d'être, à terme, en mesure d'assumer pleinement la responsabilité, conjointe et solidaire, de son exploitation. Ces travaux ont débouché avec ELIA (gestionnaire du réseau de transport belge), sur le renforcement des échanges d'informations prévisionnelles sur l'état des réseaux. Ils devraient permettre prochainement le renforcement de la gestion commune des guichets de nomination journaliers et bientôt infra-journaliers. À court terme, les échanges d'information entre les gestionnaires de réseau doivent aussi permettre d'améliorer l'information de leurs utilisateurs et de leur adresser des signaux économiques pertinents.

3 > L'action de la CRE au sein du CEER

La mise en place de règles et de structures de marché cohérentes et favorables à l'introduction d'une concurrence efficace et équitable au sein des marchés électriques européens fait l'objet de travaux au sein du CEER auxquels la CRE participe activement. Elle a en particulier contribué à la rédaction de nouvelles règles, à l'attention des régulateurs et gestionnaires de réseaux européens, pour la conception des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion, qui remplacent les « guidelines » publiées par le CEER en 2000, désormais obsolètes.

Tableau 14/ Les règles du CEER relatives à la gestion des congestions aux frontières (avril 2003)

Les nouvelles règles disposent notamment :

- que l'état des marchés doit être prioritairement pris en compte dans la conception des méthodes d'allocation des capacités afin de favoriser leur efficacité économique, ce qui impose que les signaux quantité et prix qu'ils délivrent soient corrects ;
- que les mécanismes d'allocation des capacités ne doivent pas avoir pour effet de contrecarrer l'accès de nouveaux acteurs au marché ou de consolider le pouvoir de marché des opérateurs en place ;
- qu'il ne doit pas en résulter des coûts de transaction indus et qu'en particulier l'accès à l'interconnexion doit être gratuit en l'absence de congestion ;
- que les régulateurs doivent veiller à ce qu'une information claire et exhaustive soit communiquée à tous les opérateurs, conformément aux recommandations du CEER, concernant les prévisions et réalisations de charge du réseau, de capacité d'interconnexion et de capacité de production, les règles de calcul et d'allocation de la capacité disponible et les projets d'augmentation de cette capacité ;
- que les GRT doivent renforcer leurs échanges d'information afin de réaliser des allocations concertées, tenant compte de la réalité des flux induits par toutes les transactions sur les réseaux ;
- que les capacités allouées et non utilisées doivent être remises à la disposition des acteurs en faisant la demande.

4 > La gestion des interconnexions entre la France et les pays voisins

A - France-Angleterre

Afin d'augmenter le taux de réservation des 2 000 MW d'interconnexion disponibles, pour la liaison à courant continu entre la France et l'Angleterre, les gestionnaires des réseaux français et anglais, RTE et NGC, ont proposé deux nouvelles durées de réservation : trimestrielle depuis octobre 2001 et mensuelle depuis janvier 2003. Elles complètent les réservations triennales, annuelles et journalières déjà disponibles. Le taux de réservation des capacités atteint désormais des valeurs proches de 100 % de la capacité disponible, dans les deux sens. Le taux de leur utilisation a, toutefois, baissé, en raison de la forte réduction de l'écart de prix entre les deux pays.

Les flux d'importation en provenance du Royaume-Uni sont désormais fréquents. Ils constituent une source non négligeable d'approvisionnement du marché français, dont ils contribuent à assurer la liquidité. À condition de prix comparables, ces flux d'importation sont néanmoins inférieurs aux flux d'exportation. On peut y déceler l'effet de la taxe à l'importation de 0,5 €/MWh prélevée par RTE pour le compte d'ETSO, la Grande-Bretagne ne participant pas au mécanisme de compensation des GRT européens.

La CRE souhaite que cette infrastructure soit désormais également mise au service de l'accès des opérateurs étrangers au marché infra-journalier français et au mécanisme d'ajustement. L'adaptation des règles et procédures relevant des GRT, sous le contrôle de leurs régulateurs, devrait le permettre.

B - France-Belgique

À l'instigation de la CRE et de son homologue belge la CREG, RTE et ELIA ont mis en place, le

1^{er} juillet 2002, un mécanisme conjoint d'allocation des capacités d'interconnexion. Il apporte les améliorations suivantes :

- RTE et ELIA appliquent désormais une méthode coordonnée pour l'évaluation des capacités prévisionnelles d'interconnexion, et publient, six mois à l'avance, des prévisions de capacité mensuelles ;
- RTE et ELIA allouent désormais les capacités disponibles de manière conjointe, sur base mensuelle et journalière.

À la suite de ces modifications, la CRE et la CREG ont organisé une consultation publique sur le fonctionnement de cette interconnexion. Elle les a conduites à demander aux GRT d'apporter les améliorations supplémentaires suivantes :

- augmentation de la capacité disponible sur base mensuelle ;
- mise en place d'un guichet infra-journalier ;
- mise en cohérence des horaires des allocations entre la France et la Belgique et entre la Belgique et les Pays-Bas ;
- clarification des engagements contractuels des GRT, en particulier en cas de réduction intertemporelle des capacités.

C - France-Allemagne

A part la mise en service de la ligne Vigy-Uchtelfangen rénovée et la publication d'informations supplémentaires par RTE, aucune autre amélioration significative n'a été enregistrée au cours des douze derniers mois sur cette frontière. Elle assure pourtant l'interface entre les deux plus gros marchés électriques de l'Union européenne. En particulier, les démarches en vue de l'ouverture de guichets infra-journaliers, accessibles à tous les opérateurs du marché allemand, et permettant leur participation au mécanisme d'ajustement français, n'ont pas pu aboutir jusqu'à présent.



D - France-Italie

À la demande de la CRE et du régulateur italien, l'AEEG, les gestionnaires des réseaux de transport français et italien ont renouvelé, pour 2003, l'allocation annuelle commune des capacités d'interconnexion. Elle s'opère au prorata de la demande des consommateurs éligibles italiens, limitée par leur consommation annuelle (ceci afin d'éviter les demandes spéculatives hors de proportion avec les besoins réels). Ce dispositif gratuit permet désormais à près de 130 d'entre eux (contre un peu moins de 100 en 2001) d'accéder, via le marché français, à la fourniture sur le marché européen, à hauteur de 1 753 MW (500 MW ayant été alloués, fin 2001, pour une période de trois ans), au prix de ce marché. Plus de fournisseurs indépendants ont ainsi accès à l'interconnexion. Elle est, par conséquent, une des infrastructures les plus ouvertes à la concurrence de l'Union européenne. Afin d'assurer une utilisation maximale de l'interconnexion France-Italie, cette allocation a été complétée, en octobre 2002, par un mécanisme de ré-allocation journalière des réservations non utilisées et de la capacité rendue disponible, au jour le jour, au vu des conditions d'exploitation du réseau. Le mécanisme assure ainsi, à moindre coût, la pleine utilisation de l'interconnexion, au bénéfice des consommateurs.

E - France-Espagne

À la demande de la CRE, RTE a engagé, dès 2001, des travaux, en vue d'améliorer les conditions d'accès des opérateurs du marché européen à l'interconnexion France-Espagne. La CRE a pris des contacts avec le régulateur espagnol, la CNE. Aucune de ses démarches n'a pu aboutir, malgré les fortes demandes émanant des consommateurs et opérateurs électriques du marché espagnol pour que soit mis en place un mécanisme plus efficace d'allocation des capacités.



L'audit des comptes dissociés d'EDF

1 > La dissociation comptable

La loi du 10 février 2000 modifiée oblige les opérateurs intégrés à publier, en annexe de leurs comptes annuels, des comptes dissociés par activité (production, transport, distribution, autres activités). Ces comptes sont élaborés conformément à des principes qui doivent être approuvés par la CRE après avis du Conseil de la concurrence et, eux-mêmes, publiés en annexe des comptes annuels.

La dissociation comptable permet de répondre à deux objectifs principaux. Elle est garante de l'absence de discriminations, de subventions croisées et de distorsions de concurrence. Elle constitue un préalable à la détermination du niveau des charges que les tarifs régulés doivent couvrir. Pour l'un comme pour l'autre, la CRE a besoin de vérifier la bonne application des principes de dissociation qu'elle approuve. À cette fin, elle dispose d'un droit d'accès à la comptabilité ainsi qu'à toutes informations économiques, financières et sociales nécessaires à l'exercice de ses missions.

2 > Le déroulement de l'audit

A - Cadre juridique

L'audit des comptes dissociés d'EDF a été réalisé dans le cadre de l'article 33, 1^{er} alinéa, de la loi du 10 février 2000 modifiée. Cet article confère à la CRE le droit de « recueillir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de ses missions », tandis que l'article 27 prévoit un « droit d'accès à la comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales utiles à l'exercice de ses missions de contrôle ».

En cas de manquement aux obligations de communication de documents et informations, des sanctions sont prévues à l'article 40 de la loi précitée.

B - Calendrier

L'examen des comptes de l'exercice 2000 s'est déroulé entre le mois d'octobre 2001 et le mois de décembre 2002 et a donné lieu à l'audition finale des services d'EDF par la CRE, pour d'ultimes observations, le 10 décembre 2002.

La mise en place effective de la mission et l'examen des comptes dissociés ont été retardés, du fait des difficultés rencontrées par les services de la CRE, au début de la mission, pour obtenir de la part d'EDF certains éléments d'information.

C - Objectifs

Les deux objectifs principaux poursuivis par la CRE consistaient, d'une part, à vérifier la bonne application des principes de dissociation, notamment pour l'établissement des bilans d'ouverture, d'autre part, à s'assurer de la correcte imputation des charges aux différents comptes (production, transport, distribution, autres activités), afin d'arrêter le montant des charges de transport et de distribution d'électricité devant être couvertes par les tarifs d'accès aux réseaux. En aucun cas la CRE n'a porté d'appréciation sur le bien-fondé des dépenses engagées.

Après avoir établi un diagnostic des systèmes d'information utilisés pour l'établissement des comptes dissociés, avec l'appui d'un cabinet extérieur, la CRE a porté ses investigations dans trois domaines : revue du périmètre des activités, examen critique de la consistance et de la répartition entre activités des postes bilantiels (immobilisations, provisions, dettes...), enfin, audit des modalités d'imputation des charges d'exploitation

Tableau 15/ L'allocation France-Italie par prorata

L'allocation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie est assurée depuis décembre 2001 conjointement par RTE et GRTN selon un mécanisme de prorata. Les droits d'accès sont alloués aux consommateurs italiens qui, afin d'éviter la spéculation observée dans d'autres pays, ne peuvent pas demander plus de puissance que celle qui résulte de leur consommation annuelle.

Ce dispositif leur assure par la suite un pouvoir de négociation entier avec les fournisseurs. Ceux-ci se chargent d'acheter pour leur compte sur les marchés européens puis de transporter l'énergie nécessaire. Ainsi, la « rente de congestion » est entièrement restituée aux consommateurs. Ce mécanisme a contribué fortement au développement de la concurrence entre fournisseurs en Italie.

aux activités, notamment celles réparties selon des clés (charges des structures centrales et entités prestataires par exemple).

3 > Les résultats

Les résultats de l'audit ont fait l'objet d'une communication de la CRE, publiée le 15 janvier 2003, et consultable sur le site internet www.cre.fr.

A - Ajustement des écritures de bilan

L'examen de l'ensemble des comptes de bilan a fait ressortir la nécessité d'ajustements dans les écritures.

Ces ajustements ont consisté à réaffecter des éléments d'actif et de passif incorrectement répartis entre les activités dissociées. Ils ont porté principalement sur des transferts entre activités dissociées d'immobilisations, de prêts au personnel, de créances sur la clientèle, de provisions pour pertes de change ou pour litiges et de divers comptes de tiers de l'actif et du passif.

Au total, les ajustements réalisés sur les écritures de bilan se sont donc montés à 21,236 MdF (3,24 Md€) et ont conduit à diminuer de 289 MF (44 M€) la rémunération financière allouée aux activités de réseaux.

D'autres corrections que celles apportées aux écritures de bilan ont eu pour résultat de réduire la rémunération financière allouée aux réseaux de 21MF (3,2 M€).

L'audit a donc eu pour effet de réduire au total de 310 MF (soit 47 M€) la rémunération financière ayant vocation à être assurée par les tarifs d'accès aux réseaux.

B - Ajustements des écritures relatives aux charges d'exploitation

Les charges d'exploitation auditées se sont montées à 74 212 MF (11 313 M€).

Les ajustements opérés sur les charges, à la demande de la CRE, se sont montés à 3 597 MF (548 M€), dont 1 811 (276 M€) acceptés par EDF et 1 786 MF (272 M€) contestés.

Les corrections acceptées par EDF ont porté principalement sur les points suivants :

- le coût de l'acheminement de l'électricité vendue à prix réduit aux agents affectés à l'activité production et aux agents de GDF a été exclu des charges couvertes par les tarifs d'accès aux réseaux (536 MF soit 82 M€) ;
- certains frais de recherche et de développement, imputables en totalité à la production, mais affectés selon une clé de répartition forfaitaire à l'ensemble des activités dissociées, ont été exclus des charges couvertes par les tarifs d'accès aux réseaux (388 MF soit 59 M€) ;
- les charges relatives au développement international d'EDF et aux actions commerciales ont été réaffectées en totalité à l'activité production (239 MF soit 36 M€) ;
- le calcul de certaines clés de répartition de charges entre les activités dissociées a été modifié, ce qui a conduit à une diminution des charges imputables à l'activité de distribution (197 MF soit 30 M€).

Les principaux ajustements contestés par EDF ont porté sur les points suivants :

- les frais de publicité, mécénat, parrainage ont été imputés en totalité à l'activité production (307 MF soit 47 M€) ;
- le profit réalisé sur la location d'immeubles d'EDF a été réparti entre toutes les activités dissociées au lieu d'être imputé, en totalité, à l'activité de production (226 MF soit 34 M€) ;



- le montant des loyers et des prestations informatiques imputé à l'activité distribution a été ramené au niveau de celui prévu par les protocoles applicables en 2001 (1 030 MF soit 272 M€). Au total, l'audit a eu pour effet de diminuer les charges et la rémunération financière d'EDF imputées aux activités de transport et de distribution d'un montant de 3 907 MF (596 M€), correspondant à la totalité des ajustements souhaités par la CRE, qu'ils aient été acceptés par l'opérateur (2 121 M€) ou contestés par lui (1 786 M€).

4 > Les enseignements

Les comptes relatifs à l'exercice 2000 ont été les premiers comptes dissociés réalisés par EDF après la création de la CRE, en application de sa délibération du 15 février 2001.

L'examen de ces comptes a permis d'améliorer les procédures comptables mises en place à l'occasion de la publication des premiers comptes dissociés d'EDF.

La CRE a invité EDF à mettre en œuvre ses recommandations relatives à l'imputation des charges d'exploitation des activités dissociées. Pour sa part, EDF a procédé, dès les comptes 2001, à certaines des corrections demandées par la CRE et s'est engagé à poursuivre les ajustements souhaités sur les comptes 2002. Le total ainsi régularisé s'est élevé à 1 811 MF (302 M€).

Afin de vérifier que les ajustements requis, visant à prévenir toute subvention croisée entre activités, ont bien été effectués, la CRE a diligencé un nouvel audit sur les comptes dissociés 2002.

Le tarif d'accès aux réseaux, dont le niveau a été fixé à partir des comptes dissociés non audités pour 2000 et des propositions d'évolution des charges, n'est entré en vigueur que le 1^{er} novembre 2002 après son approbation par le décret du

17 juillet 2002. De ce fait, les rectifications d'imputation auxquelles il a été nécessaire de procéder sur le fondement de l'examen des comptes, n'ont, à ce stade, pas eu d'incidence significative sur le tarif. La CRE poursuit les discussions avec les opérateurs, sur les éventuelles difficultés rencontrées dans l'application des règles de dissociation comme sur le niveau des charges de la distribution et du transport qu'il sera pertinent de retenir dans le cadre du prochain exercice tarifaire. Par ailleurs, une approche commune pour l'élaboration d'indicateurs de suivi et de performance des activités se met en place, afin d'établir un cadre de régulation qui puisse être pluriannuel.

IV Le fonctionnement du marché

1 > Les actions d'information en direction des consommateurs

La CRE est particulièrement sensible à l'information des consommateurs. Elle a donc mis en place des actions visant à mieux faire connaître aux consommateurs leurs droits dans le nouveau système électrique. Ainsi :

- la CRE publie un guide du consommateur éligible d'électricité régulièrement mis à jour et disponible sur son site Internet ;
- la CRE organise régulièrement des ateliers débats destinés aux consommateurs éligibles. Chacun de ces ateliers est l'occasion, pour une trentaine de consommateurs, d'échanger très librement sur des questions de tout ordre avec les services de la CRE. Un compte rendu est

ensuite rédigé et diffusé sur le site internet de la CRE ;

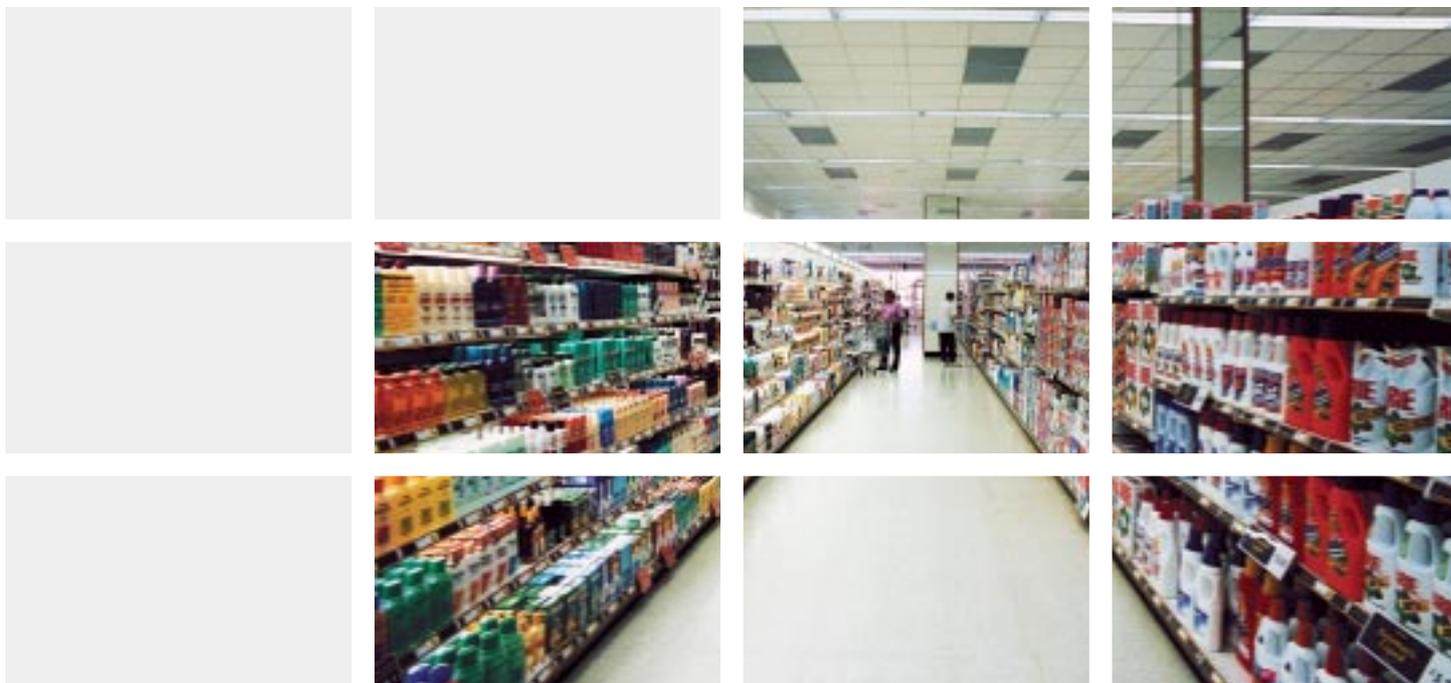
- la CRE mène une action ciblée vers les futurs éligibles au sein d'un groupe dit GTE 2004, décrit p. 68, en organisant des réunions spécifiques pour leurs représentants qui participent aux travaux du groupe de travail, afin de bien expliquer le fonctionnement du marché libéralisé et de les aider à être mieux en mesure de débattre avec des gestionnaires de réseau et des fournisseurs.

2 > L'ouverture du marché français en 2004

A - Les enjeux

En l'état actuel des discussions au niveau européen, tous les pays devront avoir ouvert leurs marchés électriques et gaziers aux professionnels le 1^{er} juillet 2004. Pour la France, cela voudra dire que plus des deux tiers de son marché électrique seront ouverts à la concurrence. Cela représente un changement d'échelle considérable, puisque l'on passera ainsi de quelque 3 000 sites aujourd'hui à plus de 3 millions. Même si l'expérience des autres pays européens qui sont passés à l'éligibilité totale avant la France montre que les changements de fournisseur se font de manière progressive, il est indispensable que le système soit prêt à fonctionner complètement dès le 1^{er} juillet 2004, ce qui implique un bouleversement sans précédent.

Les défis sont en effet nombreux : non seulement le nombre d'éligibles est multiplié par mille, mais le nombre d'acteurs croît également sensiblement, avec les quelque 170 gestionnaires des réseaux de distribution (EDF et les distributeurs non nationalisés) qui sont au cœur de la problématique.



2/

La régulation du marché français de l'électricité

Comme indiqué plus loin, la façon de travailler avec les clients va changer profondément, et nécessiter des systèmes d'information entièrement nouveaux. Il faut donc mettre en place de nouvelles règles, les moins critiquables possible, selon un processus acceptable pour les acteurs et débouchant sur un système crédible et opérationnel. L'objectif est naturellement d'assurer aux concurrents des fournisseurs historiques (EDF et distributeurs non nationalisés) qu'au 1^{er} juillet 2004 les gestionnaires des réseaux de distribution leur permettront de servir leurs clients, tout en continuant à offrir à tous la même qualité de service qu'aujourd'hui.

Face aux difficultés techniques et organisationnelles, construire ce nouveau système dans un temps qui est plus que compté nécessite une mobilisation sans faille des acteurs concernés, et tout particulièrement des gestionnaires des réseaux de distribution qui vont se trouver au centre du mécanisme.

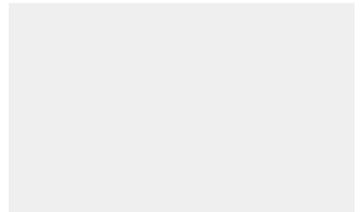
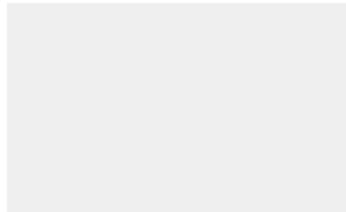
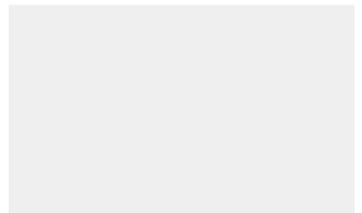
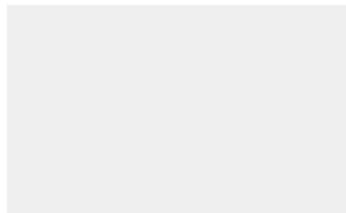
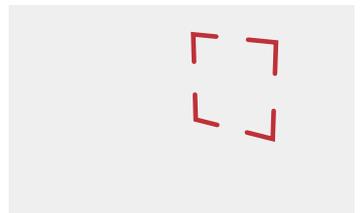
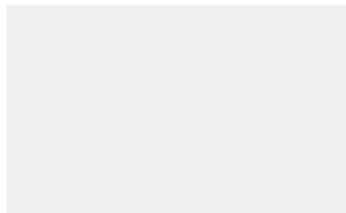
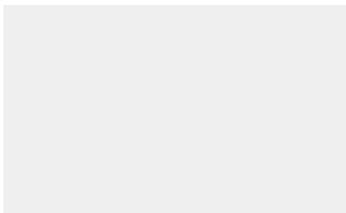
B - Le GTE 2004

La CRE, consciente de l'importance des enjeux de l'échéance du 1^{er} juillet 2004, a proposé dans sa communication du 26 novembre 2002 d'organiser un groupe de travail, le GTE 2004 (groupe de travail électricité 2004), afin de favoriser la mise en place concrète des règles du nouveau système.

Le but est de permettre le débat de la façon la plus transparente possible entre les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les clients. Il ne serait en effet pas acceptable que les gestionnaires de réseau élaborent seuls des règles pour l'ouverture du marché en 2004 et les imposent ensuite aux utilisateurs concernés, sans dialogue préalable. La communication de la CRE appelait les acteurs intéressés à se faire connaître, ce que plus d'une soixantaine ont fait dans les semaines qui ont suivi, montrant l'intérêt porté à la question.

Il va de soi que le forum ainsi créé ne se substitue en rien aux acteurs. Chacun tient de la loi, des compétences, devoirs ou responsabilités particulières. Les échanges que permet le GTE 2004 faciliteront l'adoption de règles partagées et de compromis acceptables : ils ne sauraient être le prétexte, pour quiconque, de retarder la mise en place de l'ouverture ou d'échapper à des responsabilités en invoquant la recherche d'un consensus ou le retard dans son élaboration. Ce principe – pendant les débats, les travaux continuent – vaut, bien entendu, pour la CRE, qui conçoit ici son rôle uniquement comme celui tiers garant du débat. Elle pourra ainsi manifester le même degré d'exigence vis-à-vis de tous les participants. Parmi eux, les GRD détiennent une responsabilité éminente pour assurer le succès de l'ouverture. Pour permettre l'expression de tous, tout en gardant à l'esprit le caractère opérationnel des travaux, la CRE a organisé un mécanisme à plusieurs niveaux :

- le groupe plénier : il est animé par les services de la CRE et y sont invités les représentants des gestionnaires des réseaux de distribution (EDF, GRD et les trois associations représentatives des distributeurs non nationalisés), de RTE, de l'administration (DIDEME), des fournisseurs, des consommateurs (par le biais des syndicats professionnels et des chambres d'agriculture, des métiers, de commerce et d'industrie). Il définit les méthodes de travail, fait le point sur les travaux en cours et fait la synthèse des opinions exprimées. Il se réunit toutes les six à huit semaines ;
- les sous-groupes : actuellement au nombre de trois, correspondant aux trois grands chantiers identifiés pour l'instant (processus, profilage et systèmes d'information), ils sont composés des mêmes collègues que le groupe plénier (gestion-



naires de réseaux, fournisseurs, clients, administration et services de la CRE), mais leur composition peut être plus souple (alors qu'elle a dû être strictement limitée pour le groupe plénier en raison du nombre des participants), en fonction des intérêts des uns et des autres. Ils sont animés par des représentants des GRD et se réunissent en tant que de besoin, pour le moment, toutes les trois semaines environ (le rythme augmentera dès que le besoin s'en fera sentir). Ces sous-groupes doivent examiner dans le détail les règles proposées par les gestionnaires de réseau. Ils ont pour mission de débattre de toutes les propositions présentées par les gestionnaires de réseau de distribution et de faire apparaître les points de convergence et de divergence, voire, quand cela est possible, de rédiger des documents consensuels, présentant les règles qui régiront le futur système. En fonction des besoins, d'autres sous-groupes pourraient être créés, ou des réunions des sous-groupes existants en configuration plus réduite peuvent également être organisées ;

- le site Internet : pour favoriser la circulation de l'information et permettre aux personnes intéressées de suivre les débats et d'y participer, la CRE a souhaité que soit créé un site Internet dédié (www.gte2004.com) regroupant les contributions des différents acteurs et les informations sur les réunions du groupe de travail (dates, ordres du jour, comptes rendus). Il s'agit, là encore, d'un lieu d'information mais aussi d'échanges, puisque les acteurs ont la possibilité d'y poster leur propre contribution, la CRE souhaitant d'ailleurs vivement que cette possibilité soit pleinement utilisée pour alimenter le débat. Ce site est géré techniquement par le gestionnaire du réseau de distribution EDF et l'administration est assurée par les services de la CRE. L'accès y est plus large que

pour les groupes de travail (les consultants ou les autorités concédantes, par exemple, peuvent accéder au site).

Dans ce mécanisme, la CRE joue, avant tout, un rôle de « facilitateur » : d'une part, elle souhaite que les gestionnaires de réseau de distribution et, en premier lieu, le GRD EDF, fassent des propositions concrètes et précises sur l'ensemble des questions qui se posent (les services de la CRE ont d'ailleurs rédigé un document de problématique pour guider, si besoin est, la réflexion) et, d'autre part, elle attend de l'ensemble des acteurs qu'ils utilisent les réunions du groupe de travail et le site Internet pour que le débat ait lieu de façon complète et approfondie. Les services de la CRE n'ont pas vocation à prendre position lors de ces réunions.

C - Les trois principaux chantiers

Pour faciliter le travail, il est apparu nécessaire de le décomposer en différents chantiers. En l'état actuel des réflexions, trois thèmes sont apparus prioritaires.

a_RÔLE DES ACTEURS ET PROCESSUS

Il s'agit, dans un premier temps, de savoir quel acteur est responsable de quelle tâche. Par exemple, quel est l'interlocuteur usuel d'un petit consommateur : le gestionnaire du réseau de distribution, le fournisseur, voire les deux ? Ensuite, il convient d'examiner un par un les principaux processus qui sont créés ou impactés par l'ouverture du marché : changement de fournisseur, règlement des écarts, facturation, contrats, interventions sur le réseau (raccordement, dépannage...). À chaque fois se pose la question de savoir qui sont les interlocuteurs, quelles sont les responsabilités de chacun, comment fonctionne concrètement le système (qui envoie quelle facture à qui, par exemple), comment on traite des contentieux... Ce

chantier est central, et c'est pourquoi le sous-groupe qui en est chargé a une responsabilité importante vis-à-vis de l'ensemble de la démarche.

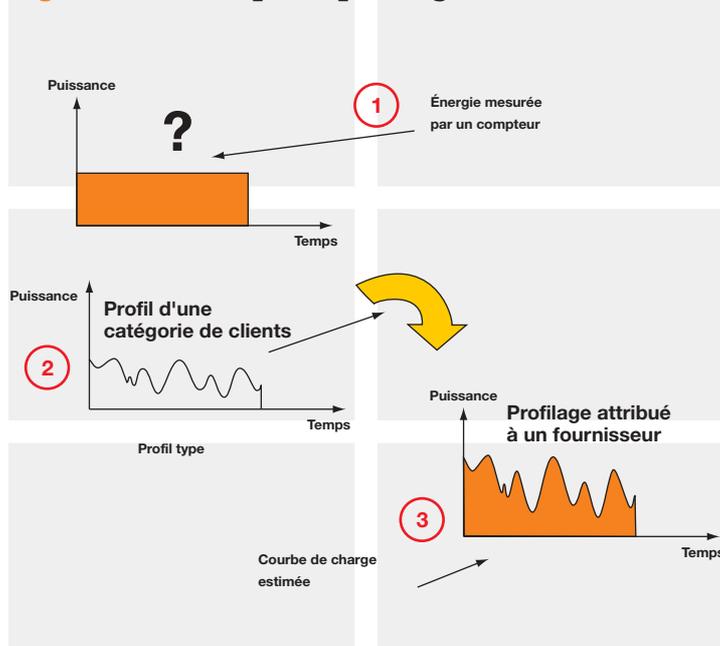
b_PROFILAGE

Il est impossible d'équiper rapidement tous les consommateurs de compteurs à courbe de charge télérelevés (aucun pays ne l'a fait pour l'instant, même si certains l'envisagent), bien que cela permette de connaître pour chaque fournisseur la consommation de l'ensemble de ses clients avec précision, demi-heure par demi-heure.

Ainsi, pour le calcul des écarts (la différence, pour chaque demi-heure, entre l'électricité qui a été injectée et celle qui a été soutirée) d'un fournisseur donné, il faut réaliser une approximation de la consommation (soutirage) des clients qui sont rattachés à son périmètre d'équilibre. Le profilage est l'opération permettant d'approcher la consommation des clients équipés de compteurs à index. Elle consiste à définir plusieurs catégories de clients, puis à attribuer à chaque catégorie une courbe de charge type, demi-heure par demi-heure. Des opérations de recalage des données réputées avec les données mesurées, aussi bien sur les postes sources du réseau électrique que sur les compteurs des clients, doivent ensuite avoir lieu afin de s'assurer de la cohérence de l'ensemble. Il s'ensuit une chaîne assez complexe d'opérations, avec à chaque étape plusieurs choix possibles.

Le sous-groupe « profilage » doit donc débattre des questions telles que la segmentation de la clientèle, la création des profils, les critères d'attribution des profils, les méthodes de recalage des profils, la façon dont cela se traduit sur les écarts... Ce chantier, quoique relativement indépendant des autres, est complexe techniquement et nécessite là aussi que des règles soient fixées assez rapidement par les GRD, dans le respect des règles

Figure 20/ Principe du profilage



Commentaire :

1/ La consommation d'un client n'est connue qu'au travers du relevé d'index qui ne donne que le total de l'énergie consommée pendant une période considérée (2 mois, 6 mois, 1 an par exemple). Aucune information sur la façon dont cette énergie a été consommée au cours du temps n'est disponible.

2/ A chaque client, on associe un « profil de consommation » type correspondant au comportement moyen d'une catégorie de clients. Ce profil est une description des variations de consommation au cours du temps (par exemple : consommation dans certaines plages horaires plus importante que dans d'autres plages horaires, consommation en hiver plus importante qu'en été...). Ce profil est donc une courbe de puissances en fonction du temps.

3/ On affecte alors au fournisseur de chaque client une courbe de charge estimée qui a la forme de celle du profil type dont relève le client et dont la consommation totale est égale à la consommation provenant du relevé d'index. Des opérations de recalage de ces données réputées seront ensuite effectuées pour garantir leur cohérence avec les données effectivement mesurées.

Cette courbe de charge estimée est ensuite utilisée pour calculer le bilan d'équilibre du fournisseur. Le client réglera sa facture à son fournisseur sur la base de sa consommation réelle, telle que lue sur le compteur.

2/

La régulation du marché français de l'électricité

de concurrence dont le régulateur et les pouvoirs publics ont la charge, en tenant compte de l'ensemble des intérêts en présence. De ces règles dépendent en effet la façon dont les fournisseurs pourront gérer leur périmètre d'équilibre au quotidien.

C_ SYSTÈMES D'INFORMATION

La libéralisation du marché de l'électricité implique la multiplication des échanges d'information entre des acteurs de plus en plus nombreux. Aussi les systèmes d'information sont-ils un élément absolument fondamental du bon fonctionnement du marché de l'électricité. L'ouverture du 1^{er} juillet 2004, qui fait passer la libéralisation à un marché « de masse », n'échappe pas à cette règle, au contraire. Pour chacun des processus, ainsi que pour le profilage, il faut définir les flux d'information, les données échangées, leur format, les fréquences d'échange... Il faut en outre gérer de façon fine la confidentialité, en particulier s'assurer que pour les entreprises comprenant une composante gestionnaire de réseau et une composante fourniture, aucun avantage commercial ne puisse être retiré de cette situation et qu'il y ait une étanchéité parfaite pour les informations commercialement sensibles.

Enfin, il sera indispensable de prévoir une période de tests suffisamment longue et exhaustive (en testant en particulier le système lorsqu'il reçoit des messages erronés). Les expériences étrangères montrent que tous les pays ont connu, à des degrés divers, mais souvent avec des difficultés très importantes, des dysfonctionnements de leur

système d'information au début de l'ouverture du marché de masse.

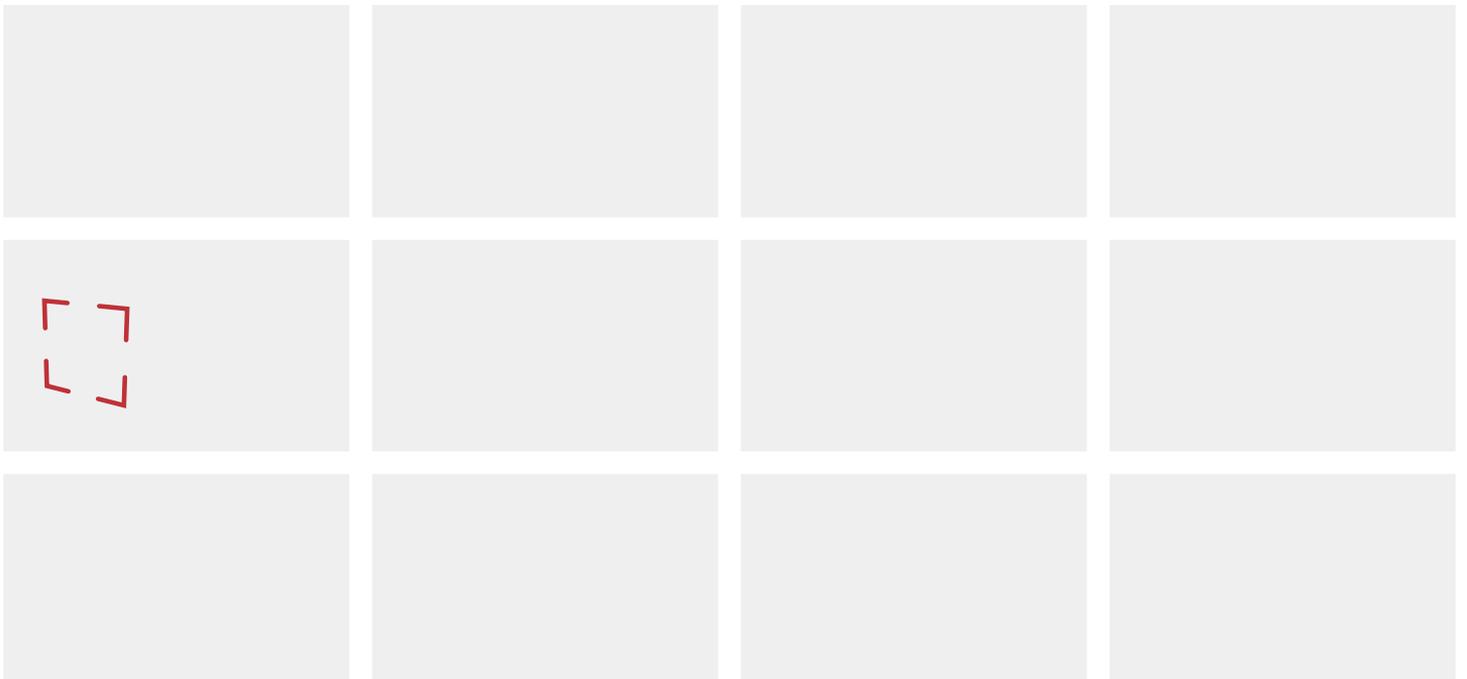
Ce chantier est très certainement sur le chemin critique de l'ouverture du marché en 2004. La CRE y attache une importance particulière. La responsabilité des GRD est ici engagée : leurs efforts permettront d'établir leur degré d'engagement dans l'ouverture à la concurrence.

D - Calendrier

La première réunion plénière du GTE 2004 a eu lieu le 24 janvier 2003, deux autres réunions plénières se sont tenues au premier semestre de cette année. Les sous-groupes se réunissent, comme indiqué, avec un rythme moyen de trois semaines à l'heure actuelle.

La CRE souhaite que, pour la fin du premier semestre 2003, les règles générales aient été écrites, ou du moins proposées et les points de divergence clairement exposés, ce qui lui permettra de prendre le cas échéant position au cours de l'été. Pour la fin du second semestre 2003, les règles détaillées doivent avoir été décidées et la mise en œuvre concrète doit avoir commencé. Enfin, pour le premier semestre 2004, il conviendra de finir la mise en œuvre et de mener une phase de tests, que la CRE souhaite la plus longue possible compte tenu de la complexité des systèmes d'information impliqués.

La CRE est consciente de ce que le calendrier proposé est particulièrement ambitieux, mais il lui semble que c'est le seul qui soit compatible avec l'échéance du 1^{er} juillet 2004.



3_Le service public de l'électricité dans le marché régulé

V Le contenu du service public

1 > Filières relevant de l'obligation d'achat

A - Modification des conditions d'exercice des filières

L'année qui vient de s'écouler a vu plusieurs modifications importantes apportées aux conditions d'exercice applicables aux installations relevant du mécanisme de l'obligation d'achat à prix garanti.

a MODIFICATIONS DE LA LOI DU 10 FÉVRIER 2000

La loi du 3 janvier 2003 supprime, en premier lieu, l'obligation qui était faite à un producteur désirent bénéficier de l'obligation d'achat de faire la preuve qu'il ne pouvait trouver de client éligible pour vendre son électricité dans des conditions économiques raisonnables. La suppression de cette obligation confère ainsi à l'obligation d'achat un caractère automatique. Cette disposition va permettre notamment à la SHEM, 4^e producteur français, de bénéficier de l'obligation d'achat pour une partie de sa production. Pour EDF et les DNN qui exploitent leurs propres installations de moins

de 12 MW, cette disposition est complétée par la possibilité de bénéficier de la compensation des surcoûts dus à l'exploitation de ces installations dans les mêmes conditions que si celles-ci bénéficiaient de l'obligation d'achat. Le cumul de ces deux dispositions devrait entraîner une hausse significative des charges de service public que la CRE n'est pas actuellement en mesure de chiffrer. Par ailleurs, afin d'éviter les stratégies de contournement du seuil limite de 12 MW pour l'obligation d'achat, par un découpage artificiel des projets, la loi du 3 janvier 2003 établit le principe de distance minimale entre deux sites d'une même société bénéficiant de l'obligation d'achat. Cette distance, fixée par le décret du 27 mars 2003, est comprise entre 250 et 1 500 mètres selon les filières. Cette modification a pour but de mettre un terme au découpage artificiel de fermes éoliennes en établissements de moins de 12 MW. Il n'est toutefois pas certain qu'elle sera suffisante pour contre-carrer complètement le contournement du seuil de 12 MW.

Enfin, la loi du 3 janvier 2003 oblige EDF à racheter à un DNN le surplus de production des installations bénéficiant de l'obligation d'achat raccordées au réseau exploité par ce distributeur. Cette disposition règle le problème des entreprises locales de

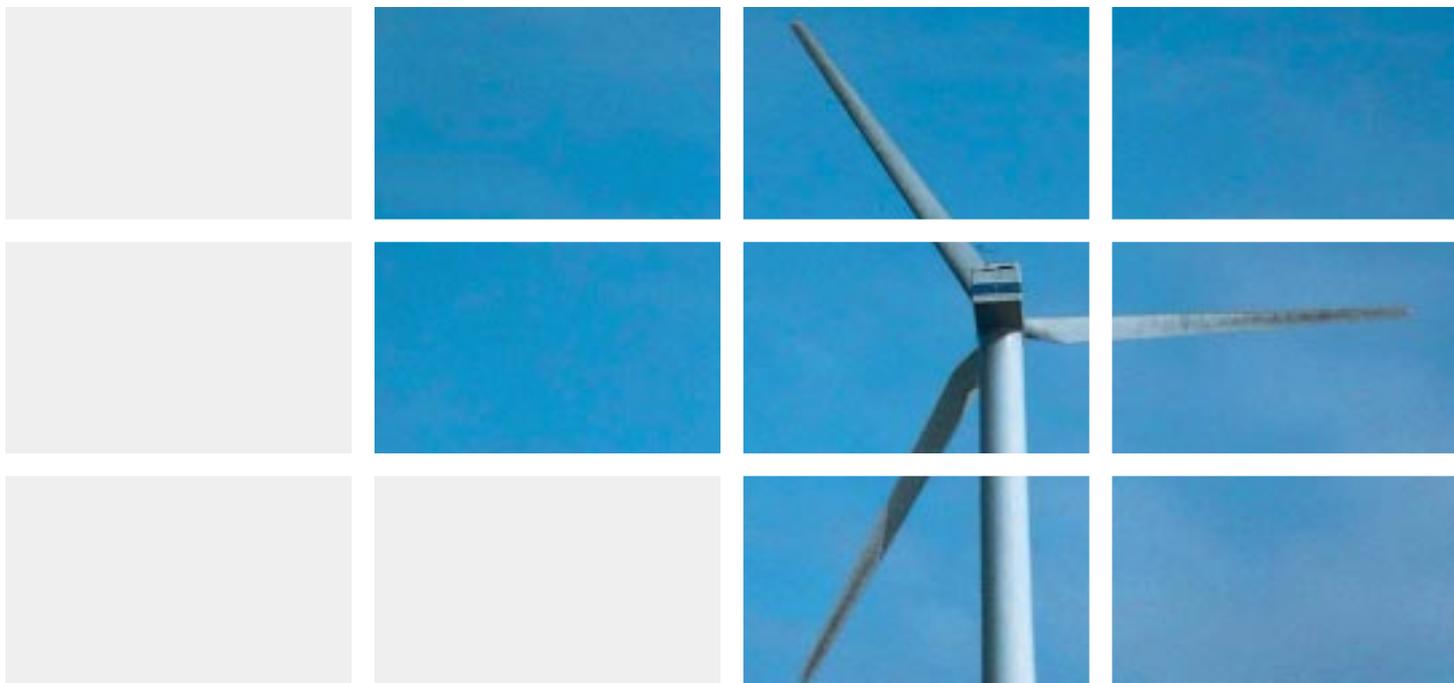
distribution, qui étaient obligées d'acheter la totalité de la production des installations relevant de l'obligation d'achat raccordées à leur réseau, même si elle excédait la consommation non éligible de leur zone de desserte. L'électricité en surplus était refoulée sur le réseau amont (RTE ou EDF), sans valorisation possible ni compensation de ce défaut de valorisation par le Fonds du Service Public de la Production d'Électricité (FSPPE). La CRE note avec intérêt la résolution de ce problème qu'elle avait soulevé dans son rapport d'activité 2002.

b DISPOSITIONS D'URBANISME APPLICABLES

AUX ÉOLIENNES

L'article 59 de la loi du 3 janvier 2003 introduit des dispositions d'urbanisme contraignantes pour les projets éoliens, allant même jusqu'à exiger que les opérateurs constituent les garanties financières nécessaires au démantèlement des installations et à la remise en état du site à la fin de l'exploitation. Ces nouvelles dispositions semblent avoir été adoptées par le Parlement en raison des débordements constatés sur le terrain du fait d'un tarif d'achat particulièrement favorable.

En effet, le tarif de rachat de l'électricité d'origine éolienne s'élève à 70 €/MWh en moyenne sur 15 ans, alors que le prix moyen de l'électricité ne



3/

Le service public
de l'électricité dans
le marché régulé

dépasse pas en France 25-30 €/MWh. Non seulement ce tarif moyen de 70 €/MWh valorise exagérément le bénéfice environnemental de la filière, mais surtout, il est, comme l'avait relevé la CRE dans son avis de juin 2001, sensiblement supérieur aux coûts de production réels des éoliennes, qui sont plutôt de l'ordre de 45 à 58 €/MWh.

Sur le terrain, l'effet de ce tarif très avantageux qui permet des taux de rendement des fonds propres après impôts de plus de 20 %, a été immédiat, entraînant un afflux de projets (à l'automne 2002, les projets éoliens en attente recensés par les gestionnaires de réseaux ont ainsi culminé à 17 000 MW).

Les dispositions nouvelles introduites par la loi du 3 janvier 2003 qui devraient favoriser un développement de la filière éolienne plus harmonieux et mieux contrôlé :

- obtention d'un permis de construire nécessaire pour une installation de plus de 12 mètres ;
- réalisation d'une enquête publique si la hauteur dépasse 25 mètres ;
- réalisation d'une étude d'impact si la puissance installée par site est supérieure à 2,5 MW ;
- démantèlement et remise en état du site par l'exploitant à la fin de l'exploitation, avec présentation des garanties financières correspondantes, devraient favoriser un développement de la filière éolienne plus harmonieux et mieux contrôlé.

C - MODIFICATION APPORTÉE PAR L'ARRÊTÉ DU 26 MARS 2003

L'arrêté du 26 mars 2003 a pour objectif de limiter à un seul contrat le bénéfice des dispositions introduites par les arrêtés tarifaires pris jusqu'ici en application de la loi du 10 février 2000, en faveur des installations relevant de l'obligation d'achat.

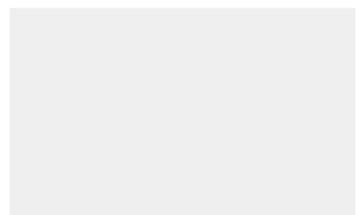
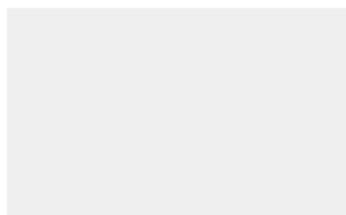
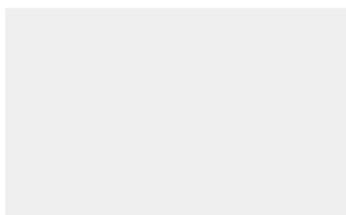
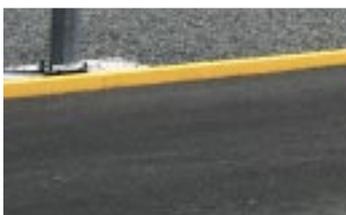
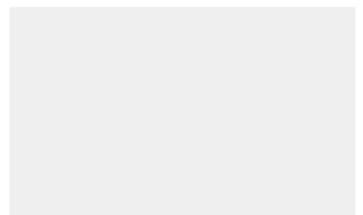
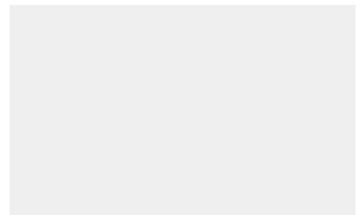
Dans son avis rendu le 6 mars 2003, la CRE a estimé que, même si cet arrêté va dans un sens

positif, avec néanmoins un impact économique faible, notamment sur les charges de service public à long terme, il doit être complété, car :

- il ne précise pas comment seront traitées les installations dont les contrats ne sont plus renouvelables et qui continueront pourtant de bénéficier de l'obligation d'achat à leur terme ;
- il maintient, pour les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat d'achat antérieur à la loi du 10 février 2000, la possibilité de bénéficier à nouveau d'un contrat d'achat à un tarif avantageux, alors que leur rentabilité, assurée par les premiers contrats, leur permet ensuite de fonctionner avec de faibles coûts ;
- il ne procède à aucune modification qui remette en cause de façon significative les tarifs qui ont justifié les avis négatifs de la CRE concernant les filières éolienne, photovoltaïque, cogénération et installations de moins de 36 kVA.

B - Le raccordement des producteurs

La publication des tarifs d'obligation d'achat pour un certain nombre de filières utilisant les sources d'énergie renouvelable et, en premier lieu, l'éolien, a entraîné un afflux massif de demandes de raccordement aux réseaux publics. Face à cette situation sans précédent, les gestionnaires de réseaux concernés ont mis en place, à la demande de la CRE, une procédure de traitement ordonné de ces demandes. La procédure repose sur le principe « premier arrivé - premier servi » et donc la création de files d'attente, mais elle subordonne le maintien dans les files d'attente à la production de documents techniques et surtout administratifs permettant de prouver qu'il s'agit d'une demande suffisamment aboutie pour qu'elle puisse continuer à être traitée par les gestionnaires de réseau.



Un premier retour d'expérience, montrant que la procédure était inadaptée dans certains cas particuliers, a conduit les gestionnaires de réseau à proposer, à l'été 2002, un amendement à la procédure, tout particulièrement en ce qui concerne les installations de petites puissances (moins de 36 kVA, et entre 36 kVA et 250 kVA). La procédure a également élargi la palette des documents administratifs pouvant être produits pour pouvoir être maintenu dans la file d'attente.

Grâce à cette procédure, un certain nombre de projets ont ainsi pu être retirés des files d'attente, clarifiant la situation dans certaines zones. Le simple fait qu'il existe désormais des règles publiées pour traiter une demande de raccordement a également été utile pour les producteurs comme pour les gestionnaires de réseaux.

Toutefois, de nouveaux projets ont continué à être déposés, limitant l'effet de clarification souhaité. Il ne s'agit d'ailleurs pas nécessairement de projets ayant été évincés de la file d'attente et qui se réinscrivent ; l'examen détaillé des files d'attente montre en particulier un mouvement géographique des demandes éoliennes vers les zones moins ventées, mais où la « concurrence » est a priori moindre, et où, peut-être, les difficultés d'obtention d'un permis de construire sont également réduites. Toujours est-il qu'après un pic de 17 000 MW en septembre 2002, il y avait encore, au début 2003, plus de 2 000 demandes de raccordement déposées, représentant plus de 13 500 MW. Ces nombreuses demandes mettent les gestionnaires de réseaux, et tout particulièrement la DEGS dont le réseau de distribution est concerné au premier chef par ces installations de faible puissance, dans une situation particulièrement difficile, les délais pour remettre une étude exploratoire ou une étude détaillée ayant tendance à s'allonger.

C'est pourquoi il semble nécessaire de modifier la procédure afin de fluidifier le fonctionnement des files d'attente : pour ce faire, on pourrait imaginer que l'entrée en file d'attente se fasse seulement lorsqu'un projet est pratiquement certain d'être réalisé, par exemple après l'octroi du permis de construire. Un tel système, dans lequel les producteurs pourraient toutefois continuer à demander des informations au gestionnaire de réseau (du type étude exploratoire), couplé à une publication systématique d'une information plus large sur l'état des réseaux, permettrait sans doute d'avoir des files d'attente plus réalistes et correspondant mieux aux demandes réelles. La CRE suivra attentivement les travaux des gestionnaires de réseau dans ce domaine.

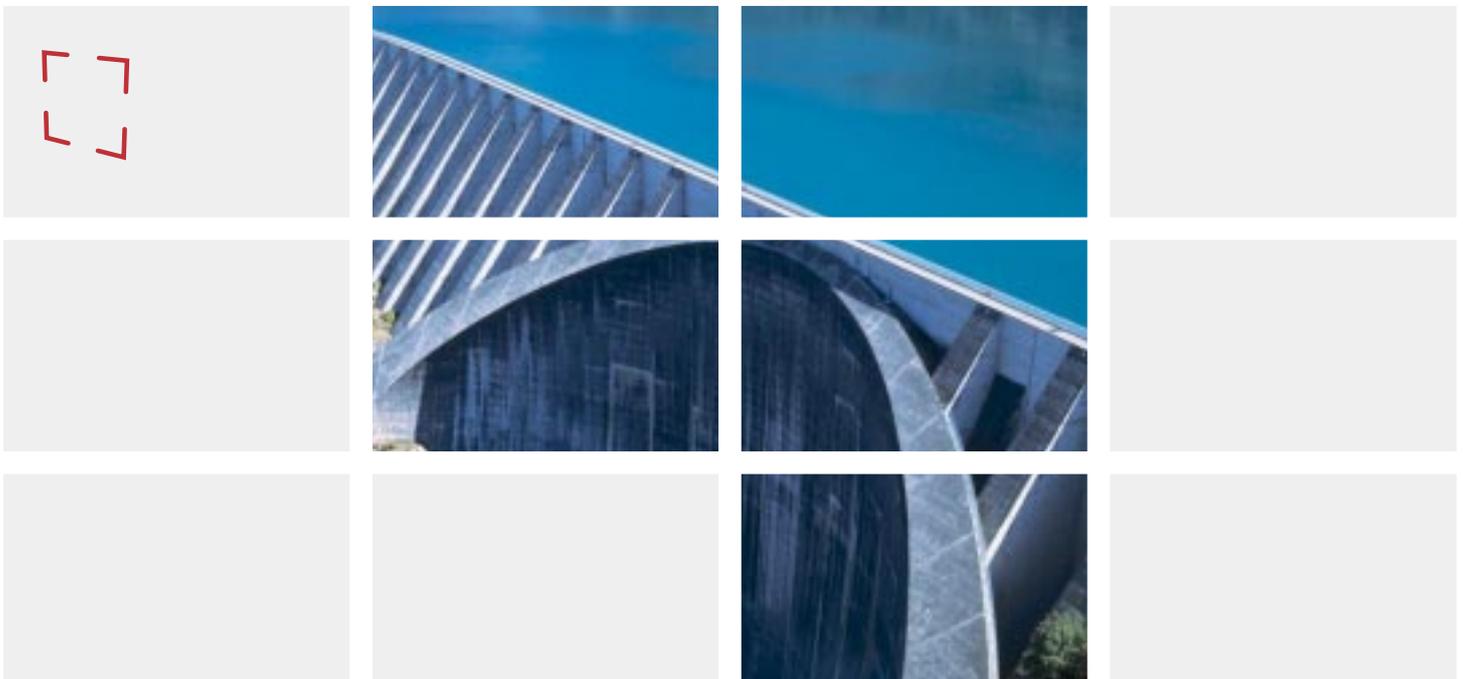
En novembre 2002, à la suite de la mise en place du tarif d'utilisation des réseaux publics proposé par la CRE, les gestionnaires de réseau RTE et DEGS ont également publié les modalités de facturation du coût du raccordement pour le producteur, ce dont la CRE a pris acte dans sa communication du 7 novembre 2002. Conformément au décret du 26 avril 2001, il convenait de passer d'un système de « deep cost » (le producteur paie tous les frais occasionnés par le raccordement de son installation) à un système de « shallow cost » (le producteur ne paie plus qu'une partie de ces coûts). À la demande de la CRE, RTE a étudié la question du renforcement de son réseau pour pouvoir accueillir la production dite décentralisée (raccordée en moins de 100 kV) : en effet, si toutes les demandes devaient être réalisées, il faudrait renforcer le réseau en construisant de nouveaux postes et de nouvelles lignes. La première étude de RTE, menée à partir des demandes réellement déposées en juillet 2002, a montré qu'il était pour le moment possible de raccorder plus de 6 000 MW

sans renforcement sur le réseau HTB (63 kV et au-delà). L'autre étude de RTE, privilégiant un positionnement d'éoliennes dans des zones ventées, fait apparaître des coûts de 300 M€ pour le raccordement de 7 000 MW et 800 M€ pour 14 000 MW.

C - La mise en œuvre concrète des obligations d'achat

Beaucoup de producteurs se sont plaints auprès de la CRE, par écrit ou par oral, des difficultés qu'ils rencontraient pour obtenir un contrat d'obligation d'achat. Les services ont systématiquement indiqué à leurs interlocuteurs que la CRE n'avait pas compétence pour connaître des différends entre un producteur et la composante « production » d'EDF. La CRE a eu l'occasion de le confirmer à l'occasion d'une demande de règlement de différend portant sur une obligation d'achat et introduite par AESM.

En revanche, lorsque la difficulté portait sur les questions de raccordement au réseau, les services de la CRE ont expliqué à leurs interlocuteurs les règles en vigueur et les droits des utilisateurs des réseaux. La CRE a également rappelé, dans sa communication du 6 mars 2003, que l'absence d'un modèle de contrat pour un type donné d'installations ne doit pas faire obstacle au raccordement de l'utilisateur et que tout retard dans la réalisation d'un raccordement fondé sur ce motif constituerait un refus d'accès. Le gestionnaire de réseau de distribution avait indiqué à de très nombreux producteurs d'électricité photovoltaïque qu'ils ne pourraient être raccordés que lorsque existerait un modèle de contrat d'accès au réseau. Les témoignages de ces producteurs auprès des services de la CRE semblent montrer que la situation s'est depuis améliorée.



3/

Le service public
de l'électricité dans
le marché régulé

À cet égard, les échanges entre les services de la CRE et de nombreux producteurs ont montré que la distinction entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'acheteur de l'énergie (EDF Production) était loin d'être claire pour tous. La confusion entre les deux rôles est d'ailleurs renforcée par le fait que EDF Production a confié au gestionnaire du réseau de distribution la gestion des contrats d'obligation d'achat. Si cette initiative peut avoir un effet simplificateur vis-à-vis du producteur qui dispose ainsi d'un interlocuteur unique, elle est susceptible de laisser subsister le plus grand flou entre les deux fonctions de cet interlocuteur et elle risque de faire peser sur EDF le soupçon d'utiliser les questions de raccordement au réseau dans le cadre de la négociation du contrat d'achat, ce qui est naturellement interdit. À tout le moins, le retour d'expérience montre qu'il n'y a pas assez d'efforts d'information de la part d'EDF (gestionnaire du service public de la production d'électricité ou gestionnaire du réseau public de distribution) en direction du producteur bénéficiaire de l'obligation d'achat. L'indépendance du GRD, prévue par la directive en cours d'adoption et qui devra être transcrite en droit interne avant le 1^{er} juillet 2004, devrait faciliter la clarification.

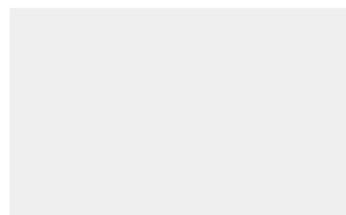
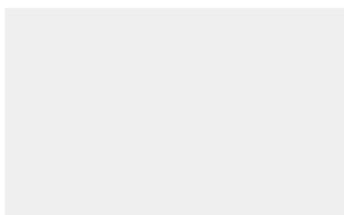
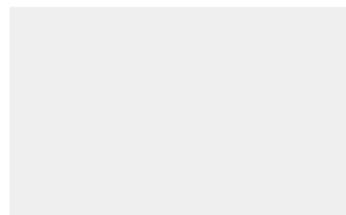
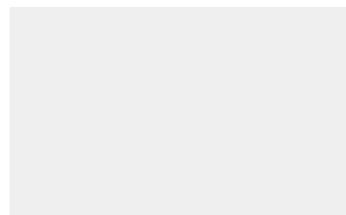
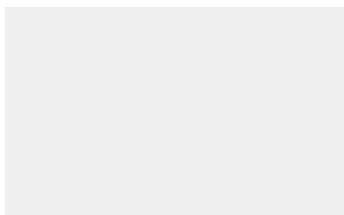
D - Les alternatives aux obligations d'achat : appels d'offres et certificats verts

La CRE a eu, plusieurs fois, l'occasion d'indiquer que les obligations d'achat avaient des effets économiques néfastes et que, sous réserve que les opérateurs concernés agissent dans un environnement concurrentiel sain (absence d'ententes en particulier), le mécanisme des appels d'offres est un moyen parmi les plus économiques pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par le gouvernement.

La loi du 10 février 2000 a prévu explicitement cette possibilité, dans son article 8, précisé par le décret du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres. Afin d'atteindre les objectifs qu'il a arrêtés avec la programmation pluriannuelle des investissements et, dès lors que le développement des moyens de production ne permet pas d'atteindre ces objectifs, soit de façon spontanée par le marché, soit par les obligations d'achat, le gouvernement peut décider de lancer un appel d'offres. Dans ce cas, la CRE est chargée de mettre en œuvre la procédure, c'est-à-dire de rédiger le cahier des charges, de répondre aux éventuelles questions des candidats, de recevoir et noter les offres puis de donner un avis sur le choix final qu'envisage le ministre.

Le gouvernement a annoncé, au début 2003, son intention de lancer, dans le courant de l'année, un appel d'offres visant à la réalisation d'installations utilisant de la biomasse et d'éoliennes off shore. La procédure concernant la biomasse a effectivement été amorcée par une saisine de la CRE par le ministre de l'Industrie, le 22 mai 2003. La CRE sera attentive aux conditions de concurrence, notamment dans le cas de l'éolien off shore, où le nombre des acteurs susceptibles de faire des propositions est, a priori, peu élevé.

Par ailleurs, la CRE estime que le mécanisme des certificats verts devrait être étudié avec attention. Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est d'origine renouvelable. On peut mettre en place un marché de certificats verts, distinct du marché de l'électricité, permettant à chaque opérateur (producteur ou consommateur) d'atteindre un quota minimum d'électricité « verte ». Comme ce marché est distinct du marché électrique, il n'en subit pas les contraintes en termes



notamment de congestions aux frontières. Techniquement, il serait donc assez facile de créer un marché européen des certificats verts, qui bénéficierait d'un effet de taille considérable. La France pourrait ainsi proposer à ses partenaires européens un mécanisme de marché à l'échelle européenne, en faveur du développement des énergies renouvelables, montrant par là son attachement à ces deux préoccupations.

Afin de disposer d'une expérience concrète dans le domaine et, par exemple, de traiter la bonne articulation entre un tel système et les mécanismes de flexibilité qui pourraient être mis en place dans le cadre du protocole de Kyoto, il serait souhaitable que la France expérimente rapidement un tel mécanisme à l'échelle nationale. De ce point de vue, l'obligation issue de la directive de septembre 2001, de mettre en place avant octobre 2003 un mécanisme de certification d'origine pour l'électricité renouvelable représente une belle occasion : dans la mesure où un système de certificats verts complet nécessite notamment la mise en place d'une certification d'origine, la France pourrait aller au-delà d'une simple transposition, a minima, de la directive et mettre en place, pour cette échéance, un système complet de certificats verts.

Dans ce domaine, la CRE a noté avec intérêt qu'EDF commercialise déjà depuis novembre 2002 une offre « d'électricité verte » produite à partir de ses propres sites en France, baptisée « option équilibre » destinée aux consommateurs éligibles. Cette offre repose techniquement sur le système expérimental de certificats verts RECS (Renewable Energy Certificate System) auquel EDF participe. Si cette initiative, qui a pour objectif de proposer à des clients qui le souhaitent une énergie plus propre moyennant un prix plus élevé, présente un intérêt évident du point de vue marketing, sa mise en

œuvre concrète soulève du point de vue de la CRE plusieurs difficultés :

- si l'électricité ainsi vendue entre dans le cadre de la compensation qu'EDF touche au titre de ses obligations de service public, le supplément de prix réclamé par l'entreprise n'est pas justifié, sauf à ce que la recette supplémentaire correspondante soit déclarée par elle à la CRE pour être déduite de la compensation à verser. Pour l'exercice 2002, EDF n'a pas déclaré de recette supplémentaire dans ce cadre ;
- si l'électricité ne bénéficie pas du mécanisme de la compensation, celle-ci provient très probablement d'installations appartenant directement à EDF (essentiellement d'ailleurs d'usines hydro-électriques déjà anciennes et non de fermes éoliennes récentes comme pourrait le laisser croire le dossier de presse EDF très ambigu sur ce sujet). Dans ce deuxième cas, il existe un risque élevé que le supplément de prix réclamé (« prix légèrement supérieur au prix du kWh classique ») puisse être considéré à la fois comme trop faible et trop élevé : trop élevé, dans la mesure où il s'agirait d'installations anciennes déjà largement amorties, le supplément de prix apparaissant alors comme un simple effet d'aubaine pour le producteur ; trop faible, dans la mesure où il peut alors donner au grand public l'impression, erronée, que la fourniture à partir d'électricité d'origine renouvelable n'entraîne pas de surcoût significatif.

2 > Zones non interconnectées

Mayotte, territoire français de l'océan Indien doté du statut de collectivité départementale depuis 2001, est entré en partie, par ordonnance du 12 décembre 2002, dans le cadre de la loi du 10 février 2000. Cette ordonnance prévoit en particulier que les tarifs de vente de l'électricité et les tarifs d'utilisation des réseaux à Mayotte sont progressivement alignés sur ceux de la métropole, dans un délai maximal de cinq ans.

L'arrêté du 30 décembre 2002 pris en application de cette ordonnance a fixé les conditions d'alignement des tarifs de vente aux clients non éligibles pour l'année 2003. De ce fait, Électricité de Mayotte (EDM), société en charge de la fourniture aux clients mahorais et concessionnaire de la distribution publique de l'électricité dans l'île, supporte à partir de 2003 des charges de service public de l'électricité, au même titre qu'EDF en Corse et dans les DOM.

L'application progressive de la péréquation tarifaire à Mayotte se traduira par une augmentation régulière des charges de service public à compenser par les consommateurs d'électricité. En effet, la baisse des prix de vente à Mayotte, conjuguée à l'évolution démographique, entraînera très probablement une très forte hausse de la demande, accentuant ainsi les charges à compenser.

3 > Dispositions sociales

Le décret établissant le tarif de première nécessité prévu par la loi du 10 février 2000 et sur lequel la CRE a donné un avis fin juin 2002, n'a toujours pas été publié à la date de rédaction de ce rapport. Ce tarif sera applicable aux usagers dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond fixé par ce même décret.



3/

Le service public de l'électricité dans le marché régulé

III/ Les charges du service public

Pour l'exercice 2003, la CRE a établi ses prévisions de charges de service public de la production d'électricité fin septembre 2002. Cet exercice s'est appuyé sur des données de réalisation détaillées relatives à l'année 2001 et sur des prévisions pour 2003 fournies par les opérateurs supportant les charges et les gestionnaires de réseaux publics. La transmission de ces éléments constitue une amélioration sensible par rapport à la prévision 2002 établie en décembre 2001, pour laquelle la CRE n'avait pu obtenir que très peu d'informations détaillées.

1 > L'obligation d'achat

A - Le parc

Fin 2002, soit environ un an et demi après la publication des principaux arrêtés tarifaires, le parc d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat (OA) au titre de la loi du 10 février 2000 ou de contrats antérieurs à celles-ci et les objectifs de développement de ces installations donnés dans la programmation pluriannuelle des investissements (arrêté du 7 mars 2003) sont les suivants : L'engouement pour la filière éolienne, constaté depuis la signature de l'arrêté tarifaire du 8 juin 2001, laisse penser que l'objectif de développement de la filière éolienne pourrait être atteint, voire dépassé, malgré les difficultés actuellement rencontrées par les porteurs de projet pour obtenir leur permis de construire.

Le potentiel de la petite hydraulique a été très largement exploité en France. Les sites propices sont à ce jour pratiquement tous exploités. Néanmoins,

la petite hydraulique conserve un potentiel de croissance par augmentation de puissance des installations existantes et réhabilitation de sites abandonnés.

Après une forte croissance de la cogénération entre 1998 et 2000 (plus de 3 000 MW alors que 1 000 MW étaient prévus), le développement s'est ralenti depuis, essentiellement du fait de la hausse du prix du gaz et de l'épuisement des « gisements » potentiels de besoins de chaleur.

B - Prévisions de charges de service public dues à l'OA

Pour 2003, les charges dues à l'obligation d'achat ont été évaluées à 1 052 M€ pour EDF (soit 1 658 M€ versés aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, alors que les coûts évités à EDF sont évalués à 606 M€), en hausse sensible par rapport à la prévision 2002 (+ 14 %). Pour les distributeurs non nationalisés, ces charges ont été évaluées à 11,3 M€, en très forte hausse par rapport à 2002 (+ 61 %).

Entre 2002 et 2003, les charges de service public prévisionnelles dues à l'obligation d'achat ont augmenté de 133 M€, en raison essentiellement du développement de la cogénération et dans une moindre mesure du parc éolien et hydraulique.

Si les objectifs maximaux de développement des filières fixés par le gouvernement pour fin 2006 dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) sont atteints, la compensation des surcoûts d'achat de l'énergie produite par les installations éoliennes aura des conséquences lourdes sur les charges de service public pesant sur l'ensemble des consommateurs (voir figure 22).

Le mécanisme des obligations d'achat, à des tarifs parfois très avantageux, ne permet pas de maîtriser le coût, pour la collectivité, du dévelop-

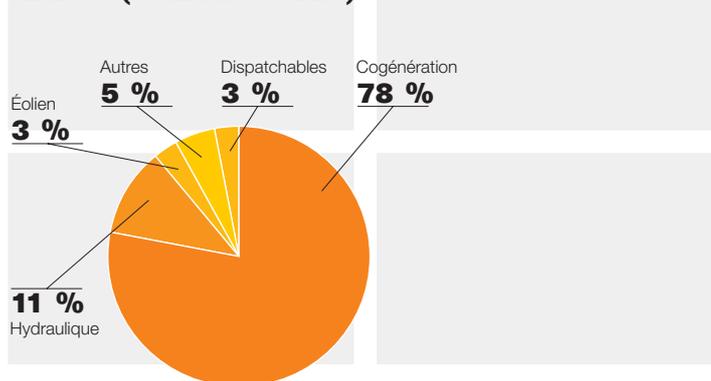
Tableau 16/ Obligations d'achat : parc installé et objectifs PPI

Filières	Parc installé bénéficiant de l'OA à fin 2002 (MW)*	Objectifs de la PPI pour fin 2006 (MW)
Éolien	153	+ 2 000 à + 6 000
Hydraulique	2 500	+ 200 à + 1 000
Photovoltaïque	10	+ 1 à + 50
Déchets ménagers et assimilés	250	+ 100 à + 200
Biogaz	20	+ 50 à + 100
Biomasse	quelques MW	+ 200 à + 400
Géothermie	5	+ 10 à + 60
Cogénération	4 630	+ 250 à + 1 500

* Données estimées.

Source : CRE.

Figure 21/ Prévisions des charges de service public dues aux contrats d'obligation d'achat en 2003 (total : 1 063 M€)



Source : CRE.

pement des installations utilisant des énergies renouvelables et de cogénération. Aussi, la CRE rappelle son souhait de voir opérer une révision plus profonde du dispositif de soutien à ces filières par le recours à des mécanismes de marché, comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts, qui devraient permettre d'atteindre les objectifs recherchés au moindre coût pour la collectivité (voir p. 74).

2 > Zones non interconnectées

A - Charges prévisionnelles 2003

La CRE a évalué pour 2003 les charges supportées par EDF dans les ZNI à 398 M€ (soit 730 M€ de coûts de production, diminués de 332 M€ de recettes), en hausse par rapport à la prévision 2002 (+ 5,9 %). Elles représentent 27 % des charges totales de service public.

À l'avenir, ces charges devraient subir une nette évolution du fait de l'augmentation constante de la consommation, de la nécessité de réaliser de nouveaux investissements de production et de leur lien avec le prix du baril de pétrole. Aussi, la maîtrise du montant de ces charges se révèle être un enjeu important.

B - Étude comparative internationale des coûts de production électrique en zones non interconnectées

La loi précise que, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), seuls les surcoûts liés aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones doivent être compensés. En conséquence, la CRE doit s'assurer que les surcoûts de production, même s'ils sont rigoureusement constatés par le

biais de la comptabilité appropriée, sont bien liés à ces seules particularités et non à une éventuelle mauvaise gestion de la part des opérateurs, qu'il s'agisse de la production, des réseaux ou du système électrique insulaire.

Afin d'éclairer sa réflexion dans le domaine, la CRE a engagé, fin 2002, une analyse comparative des coûts de production électrique de zones insulaires françaises et de zones insulaires étrangères aux caractéristiques voisines de celles des zones françaises sur les plans économique et électrique. Pour l'assister dans ces travaux, la CRE a décidé de recourir aux services d'un prestataire, sélectionné à l'issue d'un appel d'offres européen et qui a été chargé de conduire des études concernant certaines îles françaises ou territoires étrangers comparables.

L'étude a ainsi permis de collecter auprès des opérateurs locaux de nombreuses données quantitatives et qualitatives relatives à l'activité de production et à la gestion du système électrique dans chacun des territoires sélectionnés. Les informations recueillies sur le terrain, encore en cours d'analyse, vont aider la CRE dans son examen des coûts de production en Corse et dans les DOM (coûts d'exploitation des unités de production, qualité de la gestion des réseaux et des systèmes électriques isolés - taux de pertes, usage optimal du parc de production existant...).

3 > La comptabilité appropriée

Pour l'année 2002, la loi du 10 février 2000 prévoyait que les opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité transmettent à la CRE une déclaration de leurs charges établie sur la base d'une comptabilité appropriée, contrôlée à leurs frais par un organisme indépen-

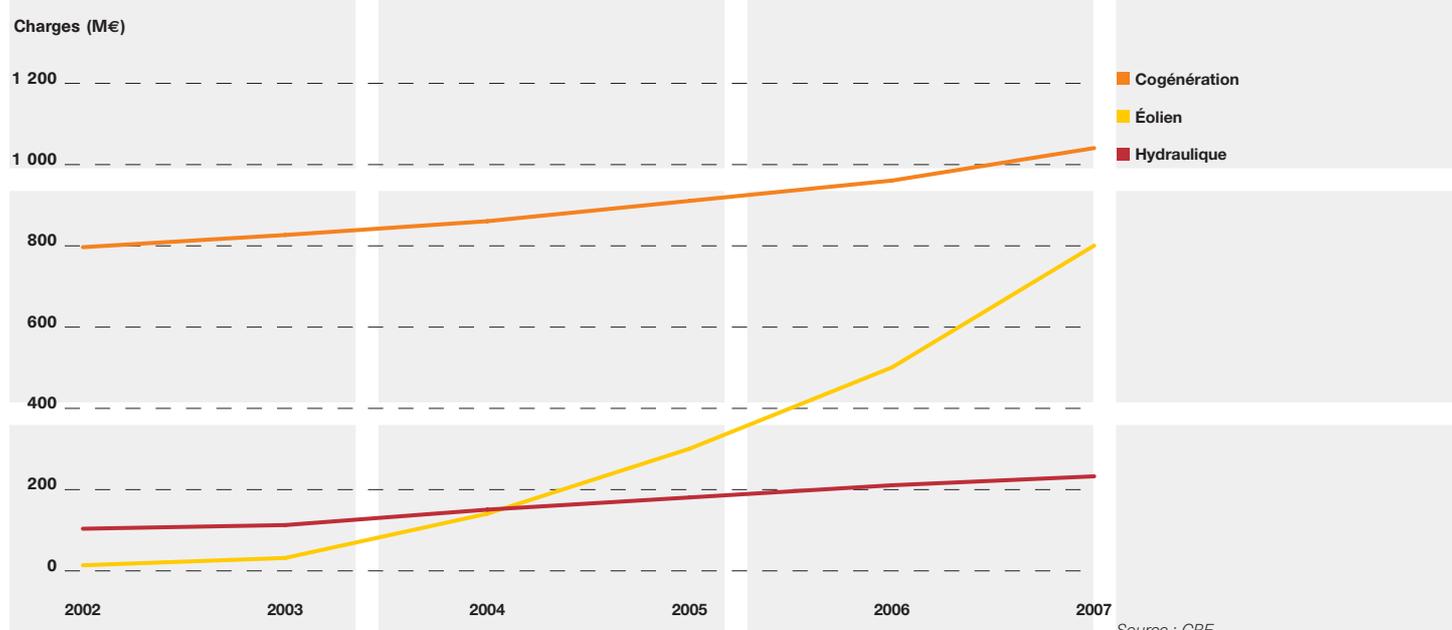
dant agréé par la CRE. Dans sa communication du 30 mai 2002, la CRE a précisé les modalités d'agrément des organismes de contrôle et les formes qu'elle souhaitait voir empruntées par les opérateurs pour la tenue de la comptabilité appropriée, destinée à retracer précisément les coûts qu'ils supportent.

La procédure d'agrément a consisté en un examen des dossiers d'agrément établis par les organismes de contrôles, complété d'une audition pour les organismes présentés par les plus gros opérateurs. La CRE a ainsi procédé à l'analyse des dossiers de 11 organismes de contrôle (tous étant commissaires aux comptes ou comptables publics de l'opérateur concerné), 3 pour EDF et 8 pour les DNN. En ce qui concerne EDF, deux agréments et un refus d'agrément ont été délivrés. Pour les DNN, 4 agréments ont été donnés, 1 refusé et la procédure a été interrompue pour les 3 autres en fin d'année 2002, le projet de loi modifiant la loi du 10 février prévoyant de supprimer la nécessité d'un agrément.

Par cet abandon de la procédure d'agrément, la loi du 3 janvier 2003 a fortement simplifié le processus de contrôle. Elle a établi un contrôle de la comptabilité appropriée aux frais des opérateurs, par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public, tout en maintenant la possibilité, pour la CRE, de faire contrôler la comptabilité des opérateurs, à leurs frais, par un organisme indépendant qu'elle choisit.

Chaque opérateur concerné a ainsi remis à la CRE, le 31 mars 2003, une déclaration au titre de l'année 2002, basée sur une comptabilité appropriée contrôlée par son commissaire aux comptes ou son comptable public. Les déclarations sont en cours d'examen par les services de la CRE.

Figure 22/ Évolution prévisionnelle des charges dues à l'obligation d'achat



3/

**Le service public
de l'électricité dans
le marché régulé**

4 > Calcul des charges de service public pour 2002

Le montant des charges de service public supportées par les opérateurs pour l'année 2002 avait été arrêté par le ministre chargé de l'Économie et de l'Énergie en décembre 2001, à titre prévisionnel, à 1 306 M€.

La CRE procède actuellement au calcul des charges effectivement supportées par les opérateurs en 2002, au vu des éléments issus de la comptabilité appropriée que lui ont transmis, fin mars 2003, les opérateurs qui les supportent. L'écart éventuel qui sera constaté entre la prévision et la réalisation sera ajouté à la prévision de charges pour 2004, qui fera l'objet d'une proposition de la CRE en octobre 2003 aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie.

de kWh soumis à contribution à 426,5 TWh.

Pour les deux semestres de 2002, les services de la CRE ont assuré le bon fonctionnement du mécanisme de déclaration et de recouvrement du FSPPE en conduisant notamment les actions suivantes :

- enregistrement et contrôle des déclarations pour les deux semestres (réclamation des éléments manquants aux opérateurs concernés) ;
- relance des contributeurs n'ayant pas déclaré, émission d'un procès verbal de défaut de déclaration et mise en demeure conformément au décret du 6 décembre 2001 si la relance est restée infructueuse ;
- suivi auprès de la Caisse des dépôts du paiement des contributions ;
- indication à la Caisse des dépôts des versements à effectuer vers les opérateurs bénéficiaires (en 2002, EDF et 2 DNN ont été crédettes nets du FSPPE).

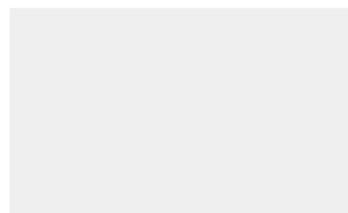
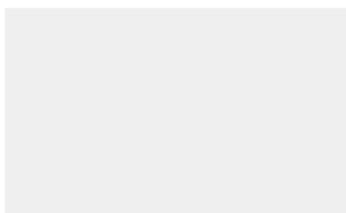
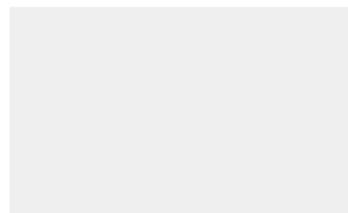
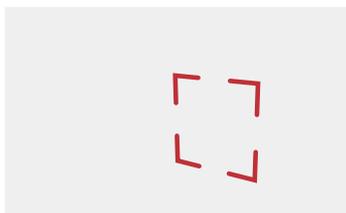
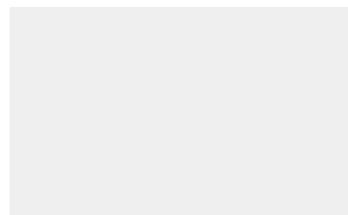
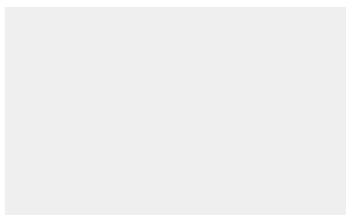
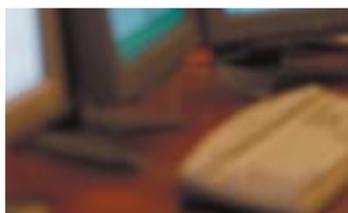
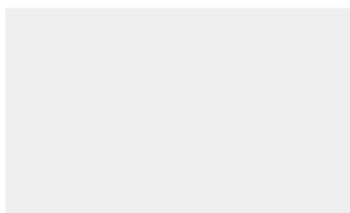
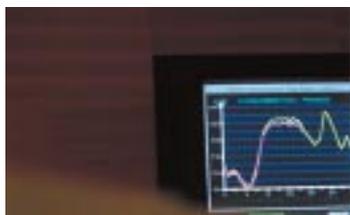
Compte tenu du système de recouvrement du FSPPE reposant sur une déclaration spontanée de chaque contributeur, de son caractère nouveau et complexe, un fort risque de défauts de déclarations et donc d'insuffisance de financement du service public pesait sur ce premier exercice. Afin de pallier ce risque et de contrôler l'exactitude des informations déclarées ou non par les contributeurs potentiels, les services de la CRE ont procédé à la comparaison, pour chaque contributeur potentiel, entre les kWh soutirés sur le réseau auquel celui-ci est connecté et les kWh effectivement déclarés. Ce travail - non explicitement exigé par la loi - a effectivement permis de détecter des défauts dans les déclarations dont la plupart ont été corrigés par la suite. Ce contrôle est toujours en cours pour le second semestre, à la date de rédaction du présent rapport.

III/ Le financement du service public de la production d'électricité

1 > Bilan partiel du FSPPE 2002

À la date de rédaction de ce rapport, l'exercice 2002 n'est pas encore clos. Aussi, le bilan du fonctionnement du FSPPE qui suit n'est ni complet ni définitif.

Pour 2002, l'arrêté du 25 janvier 2002 a fixé le montant prévisionnel de la contribution au FSPPE à 3€ par MWh, conformément à la proposition de la CRE du 20 décembre 2001, qui évaluait le montant prévisionnel des charges de service public supportées par les opérateurs à 1 306 M€ et le nombre



A - Synthèse provisoire de l'exercice de recouvrement 2002 du FSPPE

La différence entre les kWh prévus et ceux effectivement déclarés peut s'expliquer par :

- le défaut de déclaration d'un contributeur pour 511 GWh au premier semestre (procédure contentieuse en cours) ;
- d'éventuelles déclarations manquantes au second semestre dont l'identification est en cours à l'aide des contrôles de cohérence ;
- une prévision du volume de consommation probablement trop élevée.

Les résultats partiels obtenus permettent de considérer que le recouvrement des contributions et le reversement aux opérateurs créditeurs nets s'est jusqu'ici bien déroulé. Ceci est notamment dû aux contrôles du contenu des déclarations et de leur cohérence avec les soutirages sur le réseau qui se sont avérés efficaces, mais également longs et délicats. Le nouveau mécanisme de recouvrement instauré par la loi du 3 janvier 2003 devrait permettre d'alléger ces contrôles (voir § 2.B) et de rendre ainsi le dispositif de recouvrement compatible avec l'ouverture du marché de masse prévue dès 2004.

B - Fonctionnement du comité de contrôle du compte du FSPPE

Le comité de contrôle du compte de gestion du FSPPE géré par la Caisse des dépôts et consignations, institué par l'article 2 du décret 2001-1157 du 6 décembre 2001, a été installé le 27 janvier 2003.

Le comité est présidé par Charles Renard, Président de chambre honoraire désigné par le Premier Président de la Cour des comptes et comprend également Arnaud Leenhardt, Président du groupe

des entreprises privées du Conseil économique et social désigné par le Président de ce Conseil, et Jacqueline Benassayag, Commissaire désignée par le Président de la CRE.

Le secrétariat du comité est assuré par les services de la CRE. Un représentant de la Caisse des dépôts est entendu en tant que de besoin par le comité.

Conformément à ses attributions, le comité a examiné un premier bilan financier de la gestion, par la Caisse des dépôts et consignations, du compte FSPPE pour le premier semestre 2002 et a arrêté la liste des avocats et conseils auxquels celle-ci est autorisée à recourir dans le cadre des procédures de recouvrement contentieux qu'elle peut avoir à mener.

2 > Du FSPPE à la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) 2003

A - Mécanisme de la CSPE

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a modifié la loi du 10 février 2000, la CSPE a remplacé le FSPPE à compter du 1^{er} janvier 2003.

Outre les surcoûts déjà compensés au titre de la loi de février 2000, la CSPE doit compenser aussi les charges dues aux pertes de recettes et aux coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La loi du 3 janvier 2003 introduit surtout une réforme importante du mode de prélèvement de la contribution : la CSPE devient, pour la quasi-totalité des consommateurs, un véritable prélèvement additionnel au tarif d'acheminement ou au tarif intégré de l'électricité (selon qu'il s'agit d'un client éligible ou d'un client non éligible), proportionnel à la consommation et payé par le client final en même temps que sa facture réseau ou intégrée. Le régime antérieur, fondé sur un système déclaratif, nécessitait d'identifier pour chaque transaction réalisée en France la destination de l'électricité, pour savoir si celle-ci était assujettie au prélèvement, puis de connaître la nationalité du vendeur pour savoir qui, du vendeur ou de l'acheteur, était redevable.

La simplification importante du mécanisme, qui avait été appelée de ses vœux par la CRE (cf. rapports d'activité 2001 et 2002), était en effet indispensable pour que le recouvrement des charges de service public puisse continuer à être assuré dans les phases prochaines d'ouverture du marché de masse. Le système de prélèvement de la nouvelle CSPE reste toutefois complexe pour les cas de l'autoproduction (la loi du 3 janvier 2003 ayant d'ailleurs élargi les cas bénéficiant du seuil d'exonération de 240 GWh), ainsi que pour les sites non reliés au réseau et devra être précisé par un prochain décret.

La nouvelle loi dispose également que la différence entre le montant prévisionnel des charges d'une année donnée n et leur montant effectif, constaté en n + 1 sur la base de la comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent, sera intégrée dans le calcul de la contribution prévisionnelle de l'année n + 2. Ce faisant, elle supprime une opération de régularisation qui était prévue à

Tableau 17/ Synthèse provisoire du recouvrement 2002 du FSPPE

	Prévisions CRE		Constats	
		1 ^{er} semestre	2 ^d semestre ⁽¹⁾	Total 2002
Déclarations TWh	426,5	213,5	207,5	421
Charges 2002 (M€)	1 306			
Contributions (M€) - Total		636,2	616,7	1 252,9
Dont : compensations internes ⁽²⁾		593,2	572,3	1 165,5
recouvrements		43,2	45,6	88,8
Nombre de PV de défaut de déclaration		3	contrôle en cours	
Mises en demeure réalisées par la CRE (défaut de déclaration)		2	contrôle en cours	
Nombre de déclarations manquantes à ce jour		1	contrôle en cours	
Recouvrements contentieux entrepris par la Caisse (défaut de paiement)		1	2 ⁽³⁾	
Nombre total de défauts de paiement à ce jour		1	contrôle en cours	
Montant total des contributions non payées à ce jour		1,5 M€	contrôle en cours	
dont montant des déclarations non payées		0	135 000 €	

(1) Les chiffres du second semestre sont provisoires.

(2) Les compensations internes concernent les fournisseurs d'électricité qui sont créditeurs nets du fonds, c'est-à-dire dont les charges sont supérieures à la contribution due.

(3) Déclaration faite sans paiement (pas de mise en demeure).

3/

Le service public
de l'électricité dans
le marché régulé

la fin de chaque année civile, et qui se serait révélée très coûteuse en volume de transactions pour un enjeu économique faible.

Enfin, la loi introduit un plafonnement des contributions des clients finals à 500 000 € par site de consommation.

B - Estimation de la CSPE pour l'année 2003

Le montant prévisionnel des charges à compenser pour 2003 s'élève à 1 461,5 M€ (1063,5 M€ pour les OA, 398 M€ pour les ZNI), en hausse de près de 12 % par rapport à la prévision 2002. Ce montant correspond à une contribution unitaire de 3,3 €/MWh, le volume de consommation soumise à contribution pour 2003 ayant été estimé à 442 TWh (hors effet du plafonnement induit par la loi du 3 janvier 2003).

Cette proposition de la CRE en date du 26 septembre 2002 a fait l'objet de l'arrêté ministériel du 30 octobre 2002, paru au *Journal officiel* du 31 octobre 2002.

C - Conséquences du plafonnement

La disposition concernant le plafonnement, entrée en vigueur après la publication de l'arrêté fixant le montant de la contribution unitaire à 3,3 €/MWh pour 2003, a pour effet de réduire le volume de kWh assujettis à la CSPE, les kWh consommés au-delà d'environ 150 GWh par site n'étant désormais plus soumis à contribution.

L'assiette de kWh taxables diminuant, le montant de la contribution unitaire doit être relevé afin de couvrir la totalité des charges de service public : les consommateurs électro-intensifs voient ainsi leur contribution à la CSPE diminuer, au détriment

des clients plus petits. La CRE estime ainsi que le plafonnement à 500 000 € de la contribution payée par chaque client entraînera une augmentation de 0,55 €/MWh de la CSPE (passant ainsi de 3,3 à 3,85 €/MWh, toutes choses égales par ailleurs) pour tous les consommateurs en France.

Les conséquences du plafonnement au titre de l'exercice 2003 devraient être intégrées lors de la régularisation des charges de l'année 2003 qui interviendra en 2005.

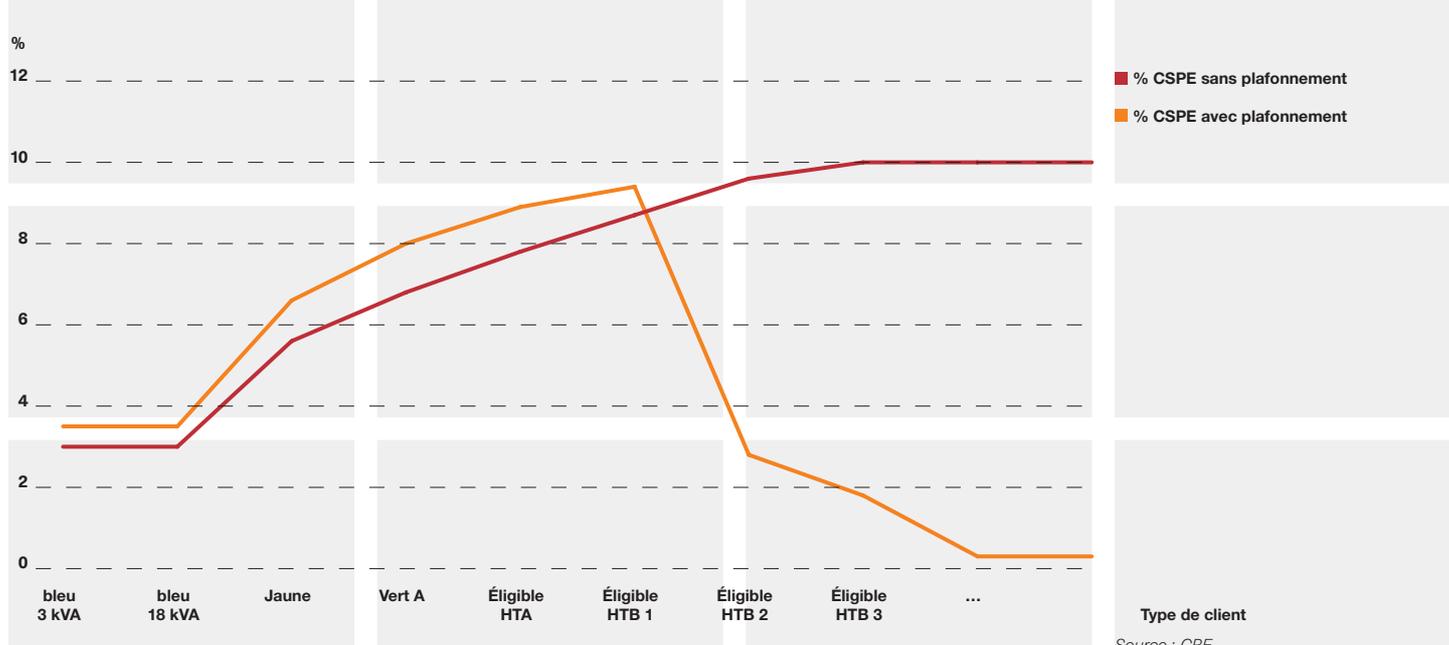
L'effet du plafonnement sur le montant de la contribution unitaire sur chaque MWh s'accroîtra dans le futur, au fur et à mesure de l'augmentation de celle-ci, puisque, à consommation nationale finale constante, une hausse de la contribution induit une baisse du seuil de consommation taxable (le seuil étant égal au rapport entre le plafond de 500 000 € et la contribution unitaire), donc une proportion de kWh exonérés supérieure.

3 > Évolution du coût du service public de l'électricité à l'horizon 2006

En 2003, le pourcentage représenté par la CSPE sur la facture totale d'électricité hors taxes payée est donné par type de consommateur par la courbe ci-dessous. Ce pourcentage est présenté avec et sans prise en compte du plafonnement de la contribution à 500 000 €, afin de mettre en évidence l'intérêt de ce plafonnement pour les gros consommateurs éligibles et son impact sur les autres.

Pour les clients non éligibles, les calculs ont été effectués à partir de la consommation moyenne et du tarif moyen par catégorie ou option. Pour les

Figure 23/ Pourcentage de la CSPE sur la facture totale par type de client (données 2003)



clients éligibles, les données correspondent à des clients réels représentatifs, à partir des informations dont dispose la CRE.

Dans les années à venir, les charges sont amenées à croître sensiblement, principalement du fait de la croissance de la consommation dans les zones non interconnectées, du développement de la filière éolienne et de la compensation des charges à caractère social.

La CRE a procédé à une évaluation du coût du service public de l'électricité à l'horizon 2006. À partir d'hypothèses macroéconomiques (prix du pétrole et du gaz, hausse de la consommation dans les ZNI), des fourchettes d'objectifs de développement des filières cogénération et énergies renouvelables fixées par l'arrêté relatif à la PPI et d'hypothèses sur le montant des charges imputables aux dispositifs sociaux, deux scénarios « bas » et « haut » ont été construits.

Pour chaque scénario, la CRE a établi la courbe d'évolution du montant de la contribution unitaire, en tenant compte de l'effet dû au plafonnement des contributions à 500 000 € (courbe ci-dessous). La CRE estime ainsi que les charges de service public de l'électricité devraient être comprises, à l'horizon 2006, entre 1,7 milliard d'euros (hypothèse « basse ») et 2,5 milliards d'euros (hypothèse « haute »). La contribution unitaire se situerait alors dans une fourchette comprise entre 4,3 €/MWh et 6,2 €/MWh, représentant ainsi en moyenne 5 % de la facture d'un particulier et 12 % de celle d'un industriel éligible ne pouvant pas bénéficier du plafond à 500 000 €.

Il ressort, en particulier, de ces estimations que la contribution unitaire pourrait, dès 2005, en l'absence de mouvement tarifaire à la hausse d'ici là,

excéder le plafond fixé par la loi qui est de 7 % du tarif de vente du kilowattheure, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horo-saisonnalité (soit actuellement un plafond de 5,28 €/MWh).

Si ces estimations sont exactes, la question de la révision du seuil de 7 % par le Parlement pourrait se poser dès 2005, pour permettre le financement complet du service public de l'électricité. Le risque de franchissement de ce seuil symbolique devrait toutefois être l'occasion d'une réflexion approfondie sur les politiques publiques qui sont financées par ce prélèvement.

Tarifs de vente hors taxes de l'électricité aux clients non éligibles

1 > Projet de l'été 2002

La CRE a été saisie, le 17 juillet 2002, d'un projet d'arrêté prévoyant d'augmenter les tarifs de vente hors taxes aux clients non éligibles. Son avis a été rendu le 23 juillet mais n'a pas été publié, le gouvernement ayant finalement décidé de ne pas procéder au mouvement tarifaire.

2 > Mouvement tarifaire du 1^{er} janvier 2003

La CRE a été saisie, le 16 décembre 2002, d'un projet d'arrêté prévoyant d'abaisser de 3,3 €/MWh les tarifs de vente hors taxes de l'électricité aux clients non éligibles, à compter du 1^{er} janvier 2003.

Dans son avis rendu le 19 décembre 2002, la CRE a souligné que le gouvernement souhaitait, par cette baisse, rendre « sans conséquences significatives » pour les clients non éligibles le nouveau mécanisme de perception de la contribution aux charges de service public (CSPE) institué par la loi du 3 janvier 2003 (en projet au moment de l'avis), contribution évaluée par la CRE à 3,3 €/MWh pour 2003 avant le vote de la loi. Elle a par ailleurs insisté sur l'urgence de l'adoption du décret procédant à la refonte du tarif de vente hors taxes aux clients non éligibles, fondée sur la comptabilité séparée des activités d'acheminement et de fourniture.

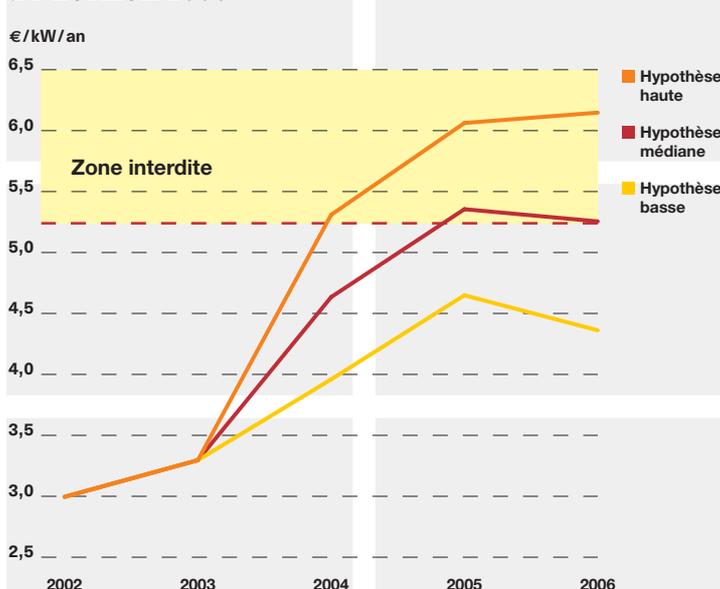
3 > Projet de modification de la structure tarifaire

La CRE a été saisie, le 21 février 2003, d'un projet de décret relatif aux tarifs de vente hors taxes de l'électricité aux clients non éligibles.

Ce projet de décret prévoit un mouvement tarifaire en structure, à niveau global de recettes constant, pour prendre en compte le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002.

L'avis de la CRE a été rendu le 28 avril 2003. Ce projet de décret doit également recevoir l'avis du Conseil de la concurrence, puis du Conseil d'État.

Figure 24/ Évolution prévisionnelle de la CSPE à l'horizon 2006



Source : CRE.

Hypothèses retenues :

	Hypothèse basse	Hypothèse haute
Cogénération	Baisse prix du gaz + cogénérateurs éligibles gaz	Hausse prix du gaz
Éolien	1 000 MW en 2006	3 000 MW en 2006
Hydraulique	0	4 TWh/an à 44 €/MWh
Z.N.I.	Prix du baril = 24 \$ sur la période	Prix du baril = 30 \$ sur la période
Tarif social	80 M€ / an	80 M€ / an + rattrapage de 60 M€ de 2003 sur 2004

Commentaire : si les hypothèses hautes ou médianes s'avéraient fondées, le plafond devrait être révisé ou les plus petits consommateurs davantage taxés.



Le fonctionnement de la CRE

COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



Le fonctionnement de la CRE

I Les moyens et les ressources

1 > L'organisation et le fonctionnement de la CRE

A - Statut et organisation

La CRE est une autorité administrative indépendante qui fait partie intégrante de l'État, mais bénéficie, de par la loi, d'une totale indépendance de décision pour l'exercice des missions de régulation des secteurs d'activités qui la concernent, ainsi que d'une complète indépendance de gestion dans le cadre des moyens qui lui sont attribués par le législateur. Elle est assujettie au contrôle a posteriori de la Cour des comptes.

Début 2003, la CRE a mis en place une nouvelle organisation pour tenir compte de deux facteurs : d'une part, l'adoption de la loi ouvrant le marché gazier en créant la direction du gaz et, d'autre part, en rationalisant le suivi des questions de distribution et de suivi du marché de l'électricité.

B - Les moyens financiers

Les moyens financiers de la CRE sont inscrits en totalité au budget de l'État. Créée ex-nihilo en mars 2000, ce n'est qu'en 2001, un an après sa mise en place, que la CRE a été dotée, en loi de finances,

d'un budget complet lui permettant de bénéficier des moyens de fonctionnement propres tant en personnel (plafond d'emplois et masse salariale) qu'en crédits de fonctionnement courant.

L'exercice 2002 a été marqué par la stagnation des emplois budgétaires. Toutefois, un réajustement de la masse salariale a été opéré, pour tenir compte des niveaux de compétences nécessaires à l'exercice de ses fonctions. En 2003, les emplois budgétaires ont augmenté de 16 unités, dans la perspective de l'adoption de la loi du 3 janvier 2003 ouvrant le marché du gaz naturel à la concurrence. Les crédits de fonctionnement ont légèrement progressé, pour tenir compte de la poursuite de la mise en place des moyens nécessaires au fonctionnement des services.

Pour 2004, la CRE maintient l'objectif de renforcement des moyens de la Commission, en conformité avec les conclusions des deux rapports de janvier et décembre 2000, réalisés à la demande des ministres et qui tiennent compte de l'élargissement des compétences de la CRE au gaz.

Ces rapports estimaient, sur la base d'une analyse détaillée des fonctions du régulateur et d'une analyse comparative des régulateurs étrangers, que les effectifs de la CRE, chargée du gaz et de l'électricité, devaient être de 150 emplois, assortis des moyens de fonctionnement adéquats.

Comparés aux effectifs et aux moyens des autres régulateurs européens, les moyens de la CRE se

Tableau 18/ Évolution des dotations budgétaires de la CRE

Loi de finances	Emplois		Masse salariale (M€)	Fonctionnement (M€)	Budget total (M€)
	Emplois budgétaires	Effectifs réels au 31-12			
2000 ⁽¹⁾	55	39	3,00	4,57	7,57
2001 ⁽¹⁾	80	71	4,57	4,57	9,14
2002 ⁽¹⁾	80	73	4,99	5,56	10,55
2003 ⁽²⁾	96	89 (p)	6,57	5,60	12,17

(1) Régulation de l'électricité.

(2) Régulation de l'électricité et du gaz.

(p) Provisoire : situation au 1^{er} juin 2003.

situent très en deçà de ceux de pays comparables à maints égards comme l'Espagne, la Grande-Bretagne, ou l'Italie.

Les évolutions prévisibles de l'ouverture et de l'activité de ces marchés en 2003 et 2004 verront se modifier radicalement autant le champ d'action des fonctions de régulation de la CRE que l'ampleur de son activité, nécessitant une adaptation significative de ses moyens aux enjeux de ses missions.

C - Le personnel

Sur une dotation de 80 emplois budgétaires en 2002, le niveau de ses effectifs réels a varié entre 71 et 78. Les effectifs sont de 89 personnes au 1^{er} juin 2003 sur un objectif de 96 au terme de l'année.

Au 1^{er} juin 2003, hors collège des commissaires, soit 83 agents, les personnels de la CRE sont composés de 40 % de femmes (33) et de 60 % d'hommes (50). L'âge moyen est de 38 ans.

Les cadres constituent la majorité des personnels de la CRE, au nombre de 76 sur 89, soit 85 %. Huit assistantes travaillent pour l'ensemble de la CRE, soit un ratio moyen de 12 cadres par secrétaire, collègue des commissaires et président inclus. Cinq cadres moyens sont affectés dans des fonctions de gestion ou de soutien dans les directions opérationnelles de la régulation.

Compte tenu de la contrainte qui a pesé sur ses effectifs, la CRE s'est attachée à mettre en œuvre une politique de recrutement fondée sur la recherche des compétences opérationnelles les mieux appropriées à l'exercice de ses fonctions. Ouverte autant aux administrations qu'aux différents secteurs d'activité proches de ses métiers (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs de marché, organismes internationaux), la CRE fonde sa compétence sur la diversité de l'ori-

gine professionnelle de ses collaborateurs associée à un haut niveau d'expertise.

La structure statutaire de ses personnels (hors collège des commissaires), est composée de 28 % de fonctionnaires provenant des différents corps de l'État (armement, mines, ponts et chaussées, administrateurs civils, cadres du Trésor ou des Impôts, etc.) et de 72 % de personnels contractuels dont un tiers provient des entreprises du secteur de l'énergie.

Sur le plan fonctionnel, sur les 96 emplois budgétaires 82 emplois sont affectés au 1^{er} juin aux fonctions opérationnelles de la régulation et 14 aux fonctions de communication et de soutien (gestion, informatique, logistique et documentation).

La majorité des personnels est dotée d'une expérience confirmée dans les divers domaines de compétence, 10 % d'entre eux seulement occupant leur premier emploi à la CRE.

Les rémunérations moyennes brutes toutes primes incluses, s'établissent à ce jour comme suit : 25 k€ pour les non-cadres, 32 k€ pour les cadres moyens, 47 k€ pour les cadres principaux et 90 k€ pour les cadres supérieurs et cadres dirigeants.

Le pilotage des ressources humaines de la CRE s'est structuré autour d'un dispositif de gestion par objectifs associé à un dispositif d'évaluation mis en place en 2002.

Une politique active de formation permanente a été engagée pour les personnels avec pour principaux objectifs de consolider les compétences spécifiques (dans les domaines technique, juridique, financier, etc.), d'accroître l'efficacité personnelle dans le travail (informatique, langues en particulier), et de soutenir des projets individuels de formation qualifiante lorsqu'ils s'inscrivent dans un projet professionnel en rapport avec les compétences

Tableau 19/ Moyens de fonctionnement des régulateurs européens

Pays	Emplois		Budget annuel (en millions d'€)		TWh consommés	Budget pour 100 TWh	Emplois pour 100 TWh
	2002	2003	2002	2003	2002	2002	2002
Finlande	15	17	1	1,6	84	1	18
France (1)	80	96	13,1	14,3	444	3	18
Suède	33	39	3	4	149	2	22
Italie	86	112	18,7	25	321	6	27
Luxembourg	2	3	0,5	0,5	7	7	29
Belgique	43	65	8,25	10,8	86	10	50
Pays-Bas	55	55	6	8,7	105	6	52
Espagne	153	153	19	19	220	9	70
Autriche	45	67	9	10,8	62	15	73
Grèce	43	40	4	4,4	54	7	80
Danemark	30	33	3	3,4	35	9	86
Royaume-Uni (2)	330	336	40	40	366	11	90
Irlande	31	39	6	10	25	24	124
Portugal	52	66	7	7	38	18	137

(1) Loi de finances initiale + reports de crédits non utilisés n - 1.

(2) Hors Energy Watch.



mises en œuvre au sein de la CRE. En 2002, 67 % des effectifs auront bénéficié d'une formation, pour un total de 143 actions de formations réalisées et 211 jours de formation.

La CRE s'est dotée, conformément à la loi, d'un organe institutionnel de concertation sociale avec la création d'un comité technique paritaire (CTP) en juin 2001 composé à parité de représentants du personnel et de représentants de l'administration. Il est consulté sur toute question relative à l'organisation et aux moyens, au fonctionnement des services, à toute question ayant une incidence sur la situation des personnels ainsi qu'aux questions d'hygiène et de sécurité ; le CTP s'est déjà réuni quatre fois depuis sa constitution sur les principaux sujets suivants : la mise en place du dispositif d'entretiens d'objectifs et d'évaluation, les mesures indemnitaires de fin d'année, l'organisation des services de la CRE après l'adoption de la loi élargissant les fonctions de régulation de la CRE au secteur gazier, le budget de la CRE.

2 > La communication de la CRE

Le choix final des parlementaires de dénommer le régulateur de l'électricité et du gaz « Commission de régulation de l'énergie » a permis de maintenir l'acronyme CRE.

Cette évolution institutionnelle implique, naturellement, une mobilisation des moyens de communication pour faire face, notamment, à la croissance des publics désormais concernés par l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité. Sur les deux marchés, les principes de transparence et de réactivité adoptés par la Commission depuis sa création seront maintenus. Il s'agira désormais, de plus en plus, de satisfaire des besoins d'information d'acteurs toujours plus nombreux, mais de taille

plus modeste, et, par définition, moins initiés à l'exercice de la concurrence sur un marché longtemps monopolistique.

Aujourd'hui, l'outil Internet, dont une nouvelle version a été installée sur le site (www.cre.fr), constitue, avec le présent rapport, le socle de la communication de la CRE. Pour tenir compte de l'audience européenne des décisions relatives à l'ouverture des marchés, la CRE propose également, depuis septembre 2002, des versions partielles en langue anglaise, allemande, italienne et espagnole. Depuis la loi du 3 janvier 2003, le site Internet continue de faire l'objet d'adaptations pour intégrer les informations liées à l'ouverture du marché du gaz, en particulier avec le recours aux pictogrammes (la flamme pour le gaz, l'éclair pour l'électricité) pour favoriser une attribution plus rapide des textes et faciliter ainsi la navigation sur le site. Plus de 8 000 visiteurs consultent www.cre.fr chaque mois et 3 500 internautes, contre 3 000 l'an passé, ont choisi de recevoir régulièrement la lettre d'information électronique diffusée par la CRE pour être systématiquement alertés, en temps réel, de l'actualité des marchés et de leur régulation.

L'extension des missions de la CRE se traduit également par une augmentation des participations de la Commission et des services à des colloques et conférences relatifs à l'ouverture des marchés. Plus d'une trentaine d'interventions, en France et à l'étranger, ont ainsi été relevées entre juillet 2002 et juin 2003 contre une vingtaine l'année précédente. De la même manière, les relations avec la presse connaissent une croissance soutenue au fur et à mesure que l'ouverture des marchés progresse.

De sa propre initiative, la CRE poursuit également l'organisation trimestrielle de tables rondes, les « ateliers-débats », comme ce fut le cas à deux

reprises pendant le premier semestre 2003 avec les consommateurs éligibles dans le gaz. Dans le second semestre 2002, la CRE avait choisi de solliciter la participation des futurs éligibles dans l'électricité, anticipant l'abaissement du seuil à 7 GWh, puis celle des conseils et intermédiaires qui constituent un relais particulièrement important pour stimuler l'exercice de la concurrence. De nouvelles sessions seront organisées dans les mois à venir.

III/ L'exercice de ses compétences par la CRE

1 > Les principes de fonctionnement : rapidité et transparence

Qu'elle soit sollicitée par le gouvernement ou par les opérateurs pour des demandes d'avis ou d'agrément, la CRE s'attache à rendre ses délibérations dans les meilleurs délais.

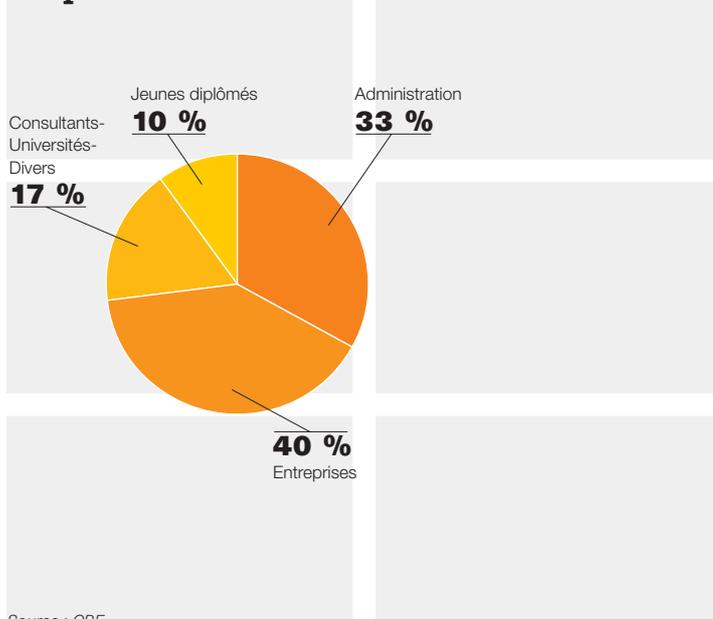
La CRE demeure soucieuse de prendre ses délibérations dans la concertation avec l'ensemble des acteurs du marché.

Ainsi, elle a organisé, au cours de cette année, 61 auditions d'acteurs du marché contre 33 en 2002, soit à titre d'information, soit préalablement à l'adoption de ses délibérations.

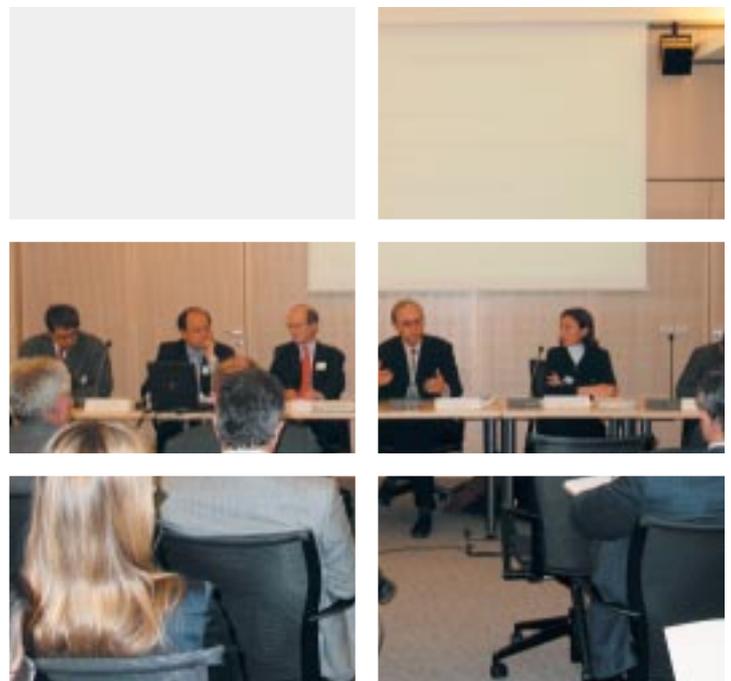
A titre d'exemple, quatorze auditions ont été réalisées sur le mécanisme d'ajustement ; 5 sur les conditions techniques de raccordement au réseau public de transport et 5 sur les nouveaux tarifs d'utilisation du réseau gazier.

De la même manière que pour l'année précédente,

Figure 25/ Origines professionnelles des personnels de la CRE



Source : CRE.



la CRE a organisé, préalablement à l'adoption du programme d'investissements pour l'année 2003 sur le réseau de transport d'électricité une série d'auditions sur la proposition d'investissements présentée par RTE.

Elle a également organisé au cours de cette année deux consultations publiques.

La CRE et la CREG ont organisé une consultation des utilisateurs sur les modalités de gestion de l'interconnexion France-Belgique proposées par les gestionnaires de réseaux RTE et ELIA. Elles ont, en particulier, interrogé les utilisateurs sur les conditions dans lesquelles ces nouvelles modalités contribuent au développement de la concurrence sur les marchés de l'électricité dans les pays de l'Union européenne. La synthèse de cette consultation a été rendue publique sur le site Internet de la CRE en février 2003.

En avril 2003, la CRE a également lancé une consultation auprès des opérateurs intervenant dans le secteur gazier français, sur les conditions dans lesquelles doit être assurée la transparence des informations que détiennent les gestionnaires des réseaux publics de transport de gaz et des terminaux méthaniers, concernant les capacités disponibles sur ces réseaux et infrastructures.

La CRE a souhaité ainsi clarifier la définition des capacités et définir leur mode de publication.

termes, par la loi du 3 janvier 2003. La CRE est désormais chargée de régler les différends survenant entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de GNL.

Jusqu'à présent, la CRE n'a eu à connaître, toutefois, que de litiges survenus dans le secteur électrique.

Aucun litige n'a été soumis à la CRE en 2000 et en 2001. Entre le 1^{er} janvier 2002 et le 30 juin 2002, deux décisions ont été rendues ; depuis le 1^{er} juillet 2002, 9 demandes de règlement de différend ont été introduites, la CRE a statué sur 5 d'entre elles. Les délais d'instruction sont courts. Le délai dans lequel la CRE doit statuer vient d'être réduit de 3 mois à 2 mois par la loi du 3 janvier 2003. Le nouveau délai d'instruction est trop court pour assurer le respect du principe du contradictoire entre les parties qui, fréquemment, ne sont pas en mesure de produire des observations dans des délais compatibles avec la nouvelle durée de l'instruction. Des prolongations de délais sont donc devenues nécessaires. Néanmoins, dans tous les cas, la CRE s'est prononcée dans un délai inférieur à 4 mois.

Par ailleurs, les conditions de recevabilité ne sont pas contraignantes. Le ministère d'avocat n'est pas obligatoire devant la CRE. Les parties n'y ont, d'ailleurs, eu recours que très rarement, tant en demande qu'en défense, et sont représentées le plus souvent par des services opérationnels. Bien que la CRE s'efforce d'examiner la recevabilité des demandes avec souplesse, il est certain que le recours au ministère d'avocat, notamment pour les affaires complexes, favorise la prise en compte de tous les intérêts des parties. C'est le cas par exemple lorsqu'un demandeur est fondé à critiquer un gestionnaire, mais ne voit pas sa victoire

2 > Décisions de règlement de différend rendues par la CRE en 2002-2003

L'article 38 de la loi du 10 février 2000 a donné compétence à la CRE pour régler les différends entre les utilisateurs des réseaux électriques et les gestionnaires de ces réseaux. Cette compétence a été étendue au marché du gaz, dans les mêmes

Tableau 20/ L'activité de la CRE en chiffres

• Nombre de séances formelles :	31
• Nombre de séances informelles :	39
• Nombre d'avis :	8
• Nombre de communications/recommandations :	12
• Nombre de décisions (propositions, décisions réglementaires) :	21
• Nombre d'auditions :	61
• Nombre de consultations publiques :	2
• Nombre de décisions de règlement de différend :	6

Ces données portent sur la période du 1^{er} juillet 2002 au 22 mai 2003 inclus.

de principe se traduire par une indemnisation, faute d'avoir formulé des conclusions en ce sens (décision Papeterie de Bègles). Cette procédure semble, dans l'ensemble, satisfaire les opérateurs. Les saisines sont plus nombreuses au fur et à mesure qu'ils connaissent mieux leurs droits. Ils n'ont, jusqu'à présent, à l'exception d'un seul cas, pas contesté la solution donnée par la CRE à leur différend. En effet, à ce jour, une seule décision de règlement de différend a fait l'objet d'un recours devant la Cour d'appel de Paris, qui a été confirmée en tous points par la Cour.

A - La compétence de la CRE

Quatre décisions ont expressément traité de la compétence de la CRE, même si les autres décisions rendues en matière de règlement de différend ont également contribué à préciser l'étendue de sa compétence.

La CRE a déjà délimité l'étendue de sa compétence dans sa décision Dounor du 30 mai 2002. EDF, qui intervenait dans le cadre de cette procédure en qualité de gestionnaire du réseau de distribution, contestait la compétence de la CRE, en estimant qu'elle ne pouvait connaître, en vertu de l'article 38 de la loi du 10 février 2000, que de refus d'accès aux réseaux, de comportements discriminatoires, non transparents et constitutifs d'abus de position dominante. Contestant l'interprétation qu'EDF a fait de sa compétence, la CRE s'est déclarée compétente pour connaître de toute demande de règlement de différend qui serait liée à « l'accès ou à l'utilisation des réseaux ».

La décision AESM, rendue le 12 décembre 2002, a, par ailleurs, permis à la CRE de préciser les limites qu'elle assigne à sa compétence. La société AESM contestait les conditions dans lesquelles EDF s'était engagé à lui racheter l'élec-

tricité qu'elle avait produite, avant de renoncer à procéder à son acquisition. La CRE a considéré, en l'espèce, que les deux critères – organique et matériel – de sa compétence n'étaient pas réunis. L'article 38 de la loi du 10 février 2000 exige en effet que le litige, en matière électrique, oppose les utilisateurs des réseaux à leurs gestionnaires. La CRE a souligné qu'un litige, opposant un demandeur à EDF, pris en sa qualité de producteur investi d'une mission de service public, ne relève pas, en raison de la qualité des parties, des règlements de différend dont la CRE peut connaître. En outre, la CRE a considéré qu'il ne lui appartenait pas de connaître, au titre de l'article 38 de la loi du 10 février 2000, d'un litige portant exclusivement sur la conclusion d'un contrat d'obligation d'achat d'électricité.

Dans la décision Papeteries de Bègles rendue le 27 mars 2003, la CRE a également rejeté la demande de cette société tendant à bénéficier du régime légal d'obligation d'achat, en s'estimant incompétente pour connaître des différends qui naissent entre EDF, en tant que responsable du service public de la production de l'électricité et un producteur autonome.

Dans sa décision SINERG du 6 mai 2003, la CRE a apporté deux précisions importantes à l'étendue de sa compétence de règlement de différend :

- d'une part, elle a estimé que la circonstance selon laquelle les faits à l'origine du différend entre les parties étaient antérieurs à l'entrée en vigueur de la loi n'avait pas d'incidence sur sa compétence, dès lors que le litige était toujours actuel et qu'aucune disposition de la loi du 10 février 2000 ne s'oppose au principe de l'application immédiate de sa compétence aux litiges en cours, à la date d'entrée en vigueur de la loi ;
- d'autre part, la CRE a considéré qu'une requête

présentée par EDF devant le Tribunal administratif de Melun ne fait pas obstacle à sa compétence. La demande de règlement de différend dont elle était saisie, si elle concernait les mêmes parties, reposait toutefois sur une cause juridique distincte de celle présentée au tribunal administratif, puisqu'elle ne visait pas à obtenir de la CRE qu'elle se prononce sur le bien-fondé d'une créance relative à l'exécution de travaux publics, mais contestait les conditions d'accès au réseau public de distribution que lui avait offertes EDF.

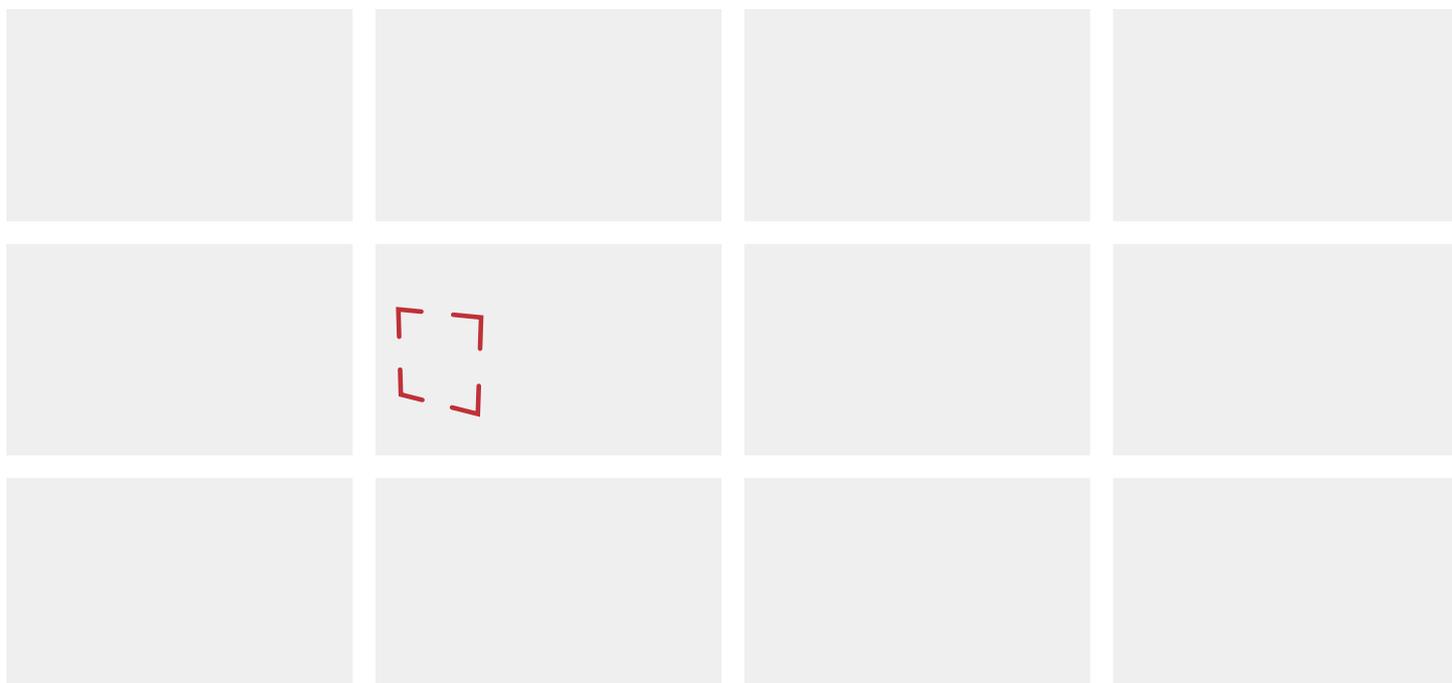
B - Les règles relatives à l'accès aux réseaux

Les décisions de règlement de différend rendues par la CRE témoignent, par ailleurs, de son souci constant d'assurer le respect des principes d'accès aux réseaux publics d'électricité, garantis par la loi du 10 février 2000 aux utilisateurs de ces réseaux.

Déjà, dans la décision RATP, rendue le 2 mai 2002, la CRE a fait application du principe de non-discrimination. Si elle a relevé que RTE n'était pas tenu de procéder au regroupement des points de livraison que lui avait demandé la RATP, elle a néanmoins pris soin de rappeler que les conditions du regroupement des points de livraison devaient respecter « les principes gouvernant l'accès au réseau », et en particulier le principe de non-discrimination.

Par ailleurs, la décision Semmaris du 27 juin 2002 a précisé la portée des principes de transparence et de non-discrimination.

La CRE a demandé à EDF que les règles permettant au gestionnaire du réseau de distribution de se prononcer sur des demandes de regroupement de points de livraison soient élaborées et portées à la connaissance des utilisateurs inté-



ressés, avant qu'une décision ne soit prise sur leur fondement.

Elle a également considéré dans sa décision SNET du 6 février 2003 que celle-ci n'était pas fondée à réclamer, dans le cadre du mécanisme de responsable d'équilibre, des conditions de facturation des écarts plus favorables que celles applicables aux autres utilisateurs. Elle a précisément motivé sa décision en relevant que la SNET a librement choisi d'être son propre responsable d'équilibre et que le caractère de son parc de production ne présentait aucune particularité qui le placerait dans une situation différente d'un autre producteur et que les désavantages dont la SNET se prévalait n'étaient pas imputables au mécanisme de responsable d'équilibre, mais à la structure du marché et à la taille de la SNET.

Enfin, la CRE a estimé, dans sa décision du 6 mai 2003, que le courrier adressé par EDF à la société Sinerg précisant les conditions techniques et financières de raccordement de son site de production au réseau devait être regardé comme un engagement qu'EDF ne pouvait remettre en cause, en dépit du bref délai dans lequel le devis a été produit.

C - Les pouvoirs de la CRE

Dans l'exercice de sa compétence de règlement de différend, la CRE s'efforce de défendre ses prérogatives, dès lors qu'elles constituent une garantie fondamentale pour les utilisateurs des réseaux.

Dans sa décision Pemar du 12 décembre 2002, la CRE a estimé que le décret du 19 juillet 2002 fixant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité n'avait pas repris les limites des différentes classes de tension définies pour son application et contenues dans

sa proposition tarifaire et avait, en conséquence, modifié les tarifs applicables aux différents niveaux de tension. Le pouvoir réglementaire avait donc commis une erreur de droit en modifiant le contenu d'une proposition, qu'il ne peut pourtant qu'accepter ou rejeter.

Compte tenu de cette illégalité, la CRE a refusé d'appliquer ces dispositions du décret et a fait droit à la demande de la société Pemar tendant à ce que lui soient appliquées les classes tarifaires issues de la proposition tarifaire de la CRE du 10 janvier 2002. Elle a également enjoint à RTE de proposer à la société Pemar un contrat d'accès au réseau s'y conformant.

D - Décision de la Cour d'appel de Paris du 10 décembre 2002

La RATP avait saisi la CRE d'un différend l'opposant à RTE, qui se rapportait aux conditions de regroupement de ses points de livraison dans le cadre du dispositif contractuel d'accès au réseau public de transport d'électricité. Dans sa décision, rendue le 2 mai 2002, la CRE a considéré que RTE était fondé à refuser de procéder au regroupement des points de livraison de la RATP, dès lors que l'article 18 du cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation générale lui reconnaissait en ce domaine un pouvoir discrétionnaire.

Saisie par la RATP d'une demande tendant à obtenir l'annulation ou la réformation de la décision de la CRE, la Cour d'appel de Paris a confirmé en tous points la décision de la CRE.

Après avoir écarté les moyens de procédure soulevés par la RATP - défaut de réponse à conclusion, contradiction de motifs -, elle a jugé, sur le fond, les moyens de la RATP infondés.

La Cour d'appel note que la RATP n'établit pas l'existence d'une rupture d'égalité avec les gestion-



naires du réseau public de distribution, dès lors qu'elle n'apporte pas la preuve qu'ils bénéficient d'une mesure de regroupement. Elle ne justifie pas non plus avoir fait l'objet d'une discrimination par rapport à d'autres consommateurs placés dans une situation identique à la sienne.

En validant le raisonnement de la CRE sur le principe de non-discrimination, la Cour d'appel de Paris confirme la CRE dans son rôle de garant du respect des principes d'accès aux réseaux publics d'électricité.

4 > Exercice par la CRE des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi du 10 février 2000

A - Pouvoir de sanction

En vertu de l'article 40 de la loi du 10 février 2000, la CRE peut prononcer à l'encontre d'un gestionnaire ou d'un utilisateur des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou de gaz des sanctions :

- une interdiction temporaire d'accès aux réseaux publics pour une durée n'excédant pas un an ;
- une sanction pécuniaire, si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale.

À ce jour, aucune procédure de sanction n'a été engagée par la CRE.

Par ailleurs, la procédure de sanction ne peut avoir l'efficacité qui en est attendue à l'encontre des gestionnaires de réseaux.

En effet, la mise en œuvre de l'interdiction d'accès au réseau interdirait au gestionnaire d'assurer sa mission confiée par la loi, consistant à garantir un droit d'accès aux réseaux à leurs utilisateurs.

En outre, le prononcé d'une sanction pécuniaire à son encontre conduirait par ailleurs à une aug-

mentation de ses charges financières, qui serait couverte par le tarif d'utilisation du réseau payé par les utilisateurs.

Une amélioration des textes sur ce point pourrait être recherchée.

B - Pouvoir de mise en demeure

Dans le cadre de la procédure de recouvrement des contributions au FSPPE, la CRE peut, sur le fondement de l'article 16 du décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001, mettre en demeure les contributeurs défaillants d'effectuer une déclaration de contribution, accompagnée le cas échéant du versement des sommes dues au fonds.

La CRE met en œuvre cette procédure dans le respect des droits de la défense. En vertu de l'article 33-II de la loi du 10 février 2000, tout contributeur défaillant doit en effet être mis en mesure de présenter ses observations par écrit ou oralement à la CRE, dans un délai de quinze jours suivant la notification du procès-verbal constatant le défaut de déclaration.

Dans le courant de l'année 2002, la CRE a engagé une procédure de mise en demeure à l'encontre de deux opérateurs qui refusaient de s'acquitter de leur contribution au fonds. Après avoir recueilli leurs observations orales, la CRE a estimé que ces opérateurs devaient être regardés comme des contributeurs au FSPPE au sens de l'article 6 du décret précité, et par suite, devaient se conformer à leurs obligations déclaratives et contributives au FSPPE. L'un des opérateurs, à la suite de l'envoi de la décision de mise en demeure, s'est acquitté de sa contribution à la Caisse des dépôts et consignations. Pour l'autre, la procédure suit son cours. La CRE a par conséquent fait un usage efficace de son pouvoir de mise en demeure, tout en assurant le respect des droits de la défense.

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 a modifié le mécanisme de compensation des charges du service public. Toutefois, la CRE, dans le nouveau système, conserve son pouvoir de contrôle et de mise en demeure des contributeurs défaillants.

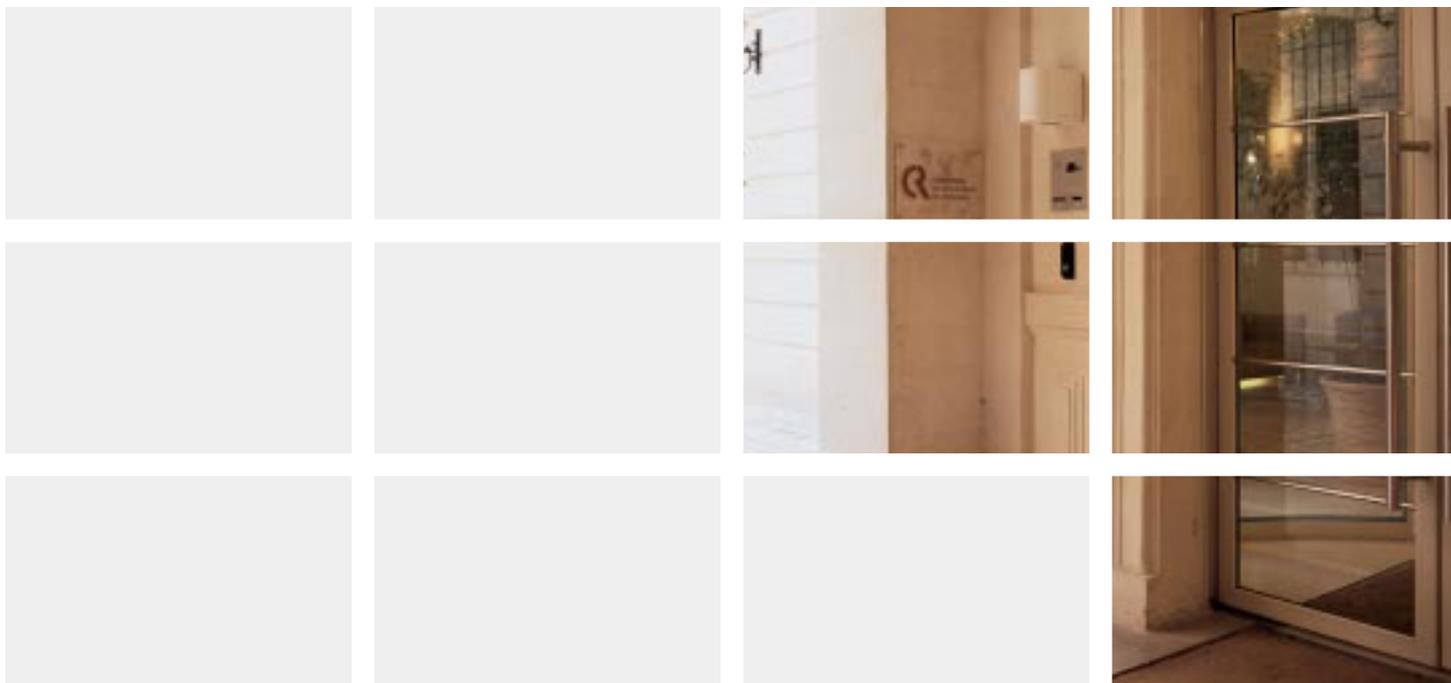
C - Pouvoir d'enquête et droit à l'information

En vertu de l'article 33-I et suivants de la loi du 10 février 2000, les fonctionnaires et agents de la CRE, dûment habilités par le ministre chargé de l'Énergie ou le ministre de l'Économie, peuvent procéder à toute enquête qui serait nécessaire à l'accomplissement des missions qui leur sont confiées par la loi.

Dans le cadre de cette procédure, les agents de la CRE disposent de pouvoirs étendus. Ils peuvent en effet recueillir toutes les informations utiles auprès non seulement du gestionnaire du réseau public de transport, mais également de toute entreprise exerçant une activité dans les secteurs de l'électricité et du gaz. Ils peuvent enquêter sur pièce et sur place, dans des conditions respectant le principe du contradictoire.

En dépit des larges pouvoirs d'investigation qui leur sont reconnus par la loi, les agents de la CRE n'ont jamais eu à mettre en œuvre la procédure d'enquête.

En revanche, la CRE a utilisé à plusieurs reprises son droit privilégié d'accès à l'information, qu'elle tient de l'article 33 1^{er} alinéa de la loi du 10 février 2000, notamment dans le cadre de l'audit des comptes d'EDF. En se fondant sur cette disposition, la CRE a en effet pu demander à EDF des informations, sans avoir besoin de recourir à l'adoption d'une délibération formelle.

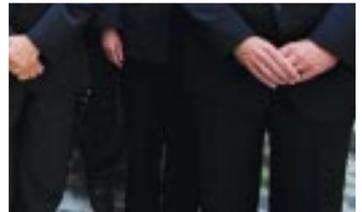
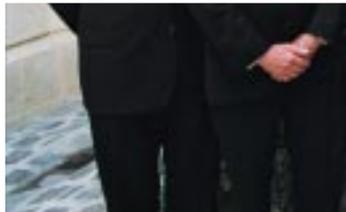
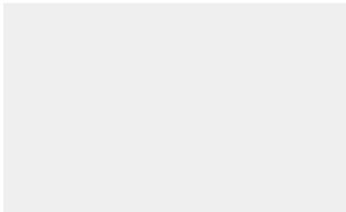
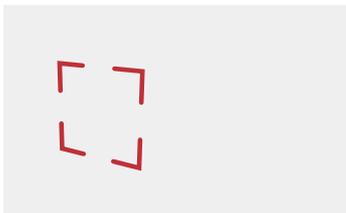
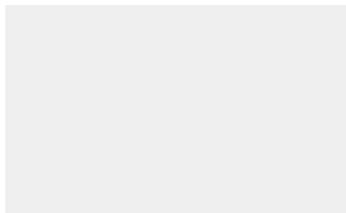
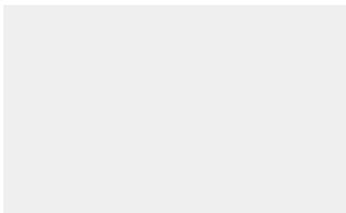


III/ L'activité européenne et internationale

La CRE a fait en sorte d'améliorer en permanence ses relations avec l'ensemble des acteurs importants du secteur en Europe. C'est ainsi qu'elle a, ces derniers mois, tissé ou renforcé des liens avec les institutions communautaires, les autres régulateurs et, naturellement, avec l'ensemble des administrations françaises actives à l'international. La place accordée aux relations avec l'Union européenne est prépondérante. Les relations avec la Commission européenne, notamment sa Direction Générale Transports et Énergie (DG TREN) sont fréquentes. Parmi les sujets les plus souvent abordés ou les plus récents, l'on peut citer des échanges concernant le « strategy paper » de la Commission sur une vision à moyen terme du marché intérieur de l'électricité, les rapports dits de « benchmarking » sur la mise en œuvre du marché intérieur de l'électricité et du gaz pour lesquels la CRE a obtenu une prise en compte des critères qualitatifs qu'elle appelait de ses vœux l'année dernière, le traitement des congestions aux frontières ou la mise en place de la régulation du secteur du gaz.

Les négociations sur le futur cadre réglementaire européen pour le secteur de l'énergie - directives gaz et électricité ainsi qu'un projet de règlement sur les échanges d'électricité transfrontières - qui aura un impact important sur l'organisation de la régulation en Europe ont été l'occasion de nombreux contacts, notamment des participations aux réunions du Groupe des questions économiques « Énergie » du Conseil et des rencontres avec des parlementaires.

Parallèlement, la CRE continue à participer activement aux travaux du CEER, tant au niveau des régulateurs eux-mêmes que des nombreux groupes de travail existant dans les domaines électrique et gazier. En plus de ces travaux visant à harmoniser et à rendre plus efficaces les actions de ses membres, le CEER, qui s'est doté en septembre 2002 d'un secrétariat basé à Bruxelles, a adopté des statuts destinés à donner à cette entité actuellement informelle une existence plus officielle. Cette démarche vise à préparer la création, dans le cadre des nouvelles directives, d'un comité de régulateurs ayant vocation à conseiller la Commission européenne sur la mise en œuvre des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz. Au-delà des relations de travail avec les régulateurs européens, notamment pour gérer les interconnexions ou échanger des informations, des contacts bilatéraux sont également organisés, tant au niveau des commissaires que des services. Ils sont établis avec les partenaires originaires de pays non membres de l'Union européenne comme avec des régulateurs européens. Tel fut le cas ces derniers mois avec les régulateurs belge, britannique, portugais ou luxembourgeois. À cet égard, la CRE se réjouit de la décision prise récemment par les autorités allemandes de créer un véritable régulateur, et donc un interlocuteur, dans ce pays essentiel pour la réalisation d'un véritable marché intérieur de l'énergie. Enfin, dans le domaine multilatéral, la CRE a été conviée à participer à un examen par l'OCDE de la politique de concurrence en France qui lui a permis d'exposer sa vision de la régulation des marchés énergétiques. Les conclusions de cet examen devraient être rendues publiques en fin d'année 2003.



Glossaire gaz-électricité

Les définitions spécifiques au gaz sont en gras, celles qui sont spécifiques à l'électricité en italique, enfin celles qui sont mixtes restent en police classique (ni gras ni italique).

Accès des tiers au réseau (third party access) : droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'accéder au réseau de transport et de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Accès réglementé des tiers au réseau (regulated access of third parties to the grid) : dans le cas de l'ATR réglementé, les tarifs d'accès au réseau sont des tarifs publics (établis en général par le régulateur). Les conditions d'accès sont réglementées et identiques pour tous les utilisateurs.

Accès des tiers aux réseaux négocié (negotiated access of third parties to the grid) : 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 (hourly capacity) : débit horaire maximal de gaz souscrit auprès d'un opérateur de transport ou de distribution.

Capacité journalière (daily capacity) : débit journalier maximal de gaz souscrit auprès d'un opérateur de transport ou de distribution.

Centrale électrique à cycles combinés (combined cycles power plant) : 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 (Virtual Power Plant) : 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 (eligible customer) : consommateur d'électricité ou de gaz autorisé, pour alimenter un de ses sites, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité ou de gaz de son choix, en Europe.

Cogénération (cogeneration) : 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 (metering) : comptabilisation des différentes caractéristiques de l'électricité produite ou consommée (puissance, fréquence, énergie active...). Les gestionnaires de réseaux en France ont l'obligation de communiquer à leurs utilisateurs les données primaires issues des dispositifs de comptage.

Compte d'écart (balance account) : compte permettant de suivre les écarts quotidiens entre les quantités de gaz livrées et enlevées auprès d'un opérateur de transport ou de distribution de gaz, au sein de chacune des zones d'équilibrage des réseaux.

Conditions de livraison (delivery conditions) : obligations relatives aux caractéristiques du gaz naturel à l'entrée ou à la sortie d'un réseau de transport ou de distribution de gaz (pression, température, pouvoir calorifique...).

Congestion (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 (electro-intensive consumer) : consommateur industriel dont la consommation d'électricité représente une part importante de ses coûts.

Contrat de transport/acheminement (transportation contract) : contrat conclu entre le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution et un expéditeur pour acheminer le gaz entre un ou plusieurs points d'entrée et un ou plusieurs points de livraison.

Contrat de raccordement (connexion contract) : contrat conclu entre le gestionnaire d'un réseau et un client éligible, relatif à la réalisation, l'exploitation et l'entretien des ouvrages de raccordement au réseau.

Conversion (gas quality swap) : 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 n'étant pas interchangeables, le gaz H, sur lequel portent essentiellement les transactions dans le cadre de l'ouverture des marchés, ne peut être transporté dans la zone B. GDF propose un service de conversion permettant aux expéditeurs d'alimenter un site de consommation en zone B avec des ressources dont ils disposent en zone H.

Coûts échoués (stranded costs) : 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 (avoided costs) : lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité de gaz ou d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait pu produire lui-même. Les économies induites par la « non-production » de cette énergie constituent les coûts évités.

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 (unbundling) : 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) (non nationalized distributors) : voir ELD.

Écarts de consommation (imbalances) : différence dans un périmètre donné entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées.

Entreprises locales de distribution (ELD) (local electricity distributors) : entreprises locales de distribution (distributeurs non nationalisés) qui assurent la distribution de l'électricité sur des réseaux à moyenne et basse tension pour 5 % du marché français. Certains d'entre eux sont également producteurs. Ils sont éligibles dans la limite de l'approvisionnement des clients éligibles qu'ils desservent.

Éligibilité (eligibility) : tout consommateur final dont la consommation d'électricité ou de gaz durant l'année civile précédant sa demande de reconnaissance, est égale ou supérieure à un seuil fixé par décret, est éligible, les consommateurs de gaz pour la production d'électricité et la cogénération étant éligibles sans considération de seuil. Le site de consommation d'électricité ou de gaz est constitué par l'établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements. Certaines activités sont également éligibles sans considération de seuil ou de site (ex : gestionnaires de réseaux ferroviaires)

Entreprise d'électricité intégrée (integrated electricity undertaking) : 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'élec-

tricité ; une entreprise verticalement intégrée est une entreprise assurant au moins deux fonctions dans le secteur de l'électricité : production, transport ou distribution d'électricité.

Expéditeur (shipper) : utilisateur ayant conclu un contrat de transport/acheminement avec le gestionnaire d'un réseau. L'expéditeur peut être un fournisseur, un client éligible, un distributeur ou une entité assurant une intermédiation entre des fournisseurs et des clients éligibles en vue, par exemple d'assurer une agrégation des consommations de gaz, par nature des utilisateurs ou par région.

Fixage (fixing) : 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) (Florence and Madrid forum) : 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 (supplier) : entité 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.

Fourniture électrique (electrical supply) : on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ;
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

Gaz naturel (natural gas) : mélange d'hydrocarbures gazeux, constitué principalement de méthane, acheminé, depuis les gisements, par des canalisations à haute pression. On notera que, même sous haute pression, la densité énergétique du gaz naturel est encore dix fois plus faible que celle du pétrole brut, ce qui explique que les coûts de transport à grande distance sont beaucoup plus élevés pour le gaz que pour le pétrole. Les gaz naturels sont généralement interchangeables et peuvent alimenter indistinctement les différents réseaux de transport. Il existe cependant une exception, en Europe du Nord, avec le réseau distribuant le gaz du gisement de Groningue, situé aux Pays-Bas. Ce gaz (dit gaz B) contient une proportion importante d'azote et son pouvoir calorifique, plus bas que celui des autres gaz (dits gaz H), a nécessité la pose d'un réseau de transport indépendant. En France, ce réseau s'étend dans le nord du

pays et les clients éligibles qu'il dessert n'ont pas les mêmes possibilités de faire jouer la concurrence, l'offre de gaz B étant très étroite et peu liquide. Aussi GDF offre-t-il à ces clients un service dit de « conversion » leur permettant de conclure des transactions virtuelles sur le marché du gaz H, moyennant le paiement d'une indemnité de « conversion » (voir Conversion ci-dessus).

Gaz naturel liquéfié (GNL) (liquefied natural gas) : gaz naturel amené à l'état liquide, à la pression atmosphérique, après refroidissement à moins 160 degrés C. Son transport s'effectue par des navires méthaniers, à un coût structurellement supérieur à celui du pétrole et des produits pétroliers, dans la mesure où la densité énergétique du GNL est encore inférieure d'environ 50 % à celle de ces derniers. Le GNL est réceptionné, dans les pays consommateurs, dans des terminaux méthaniers, qui assurent son stockage puis sa regazéification vers les réseaux de transport.

Gestionnaire de réseau de transport ou de distribution (transmission or distribution grid operator) : entité responsable 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.

Hub gazier (gas hub) : point d'un réseau de transport où s'effectuent des échanges et des achats/ventes de gaz entre les parties prenantes (producteurs, fournisseurs, expéditeurs, clients éligibles...) dans des conditions sécurisées. Un hub gazier peut être un point physique, où convergent des canalisations de transport (Henry hub aux États-Unis, Bacton en Grande-Bretagne, Zeebrugge en Belgique...) ou un point virtuel du réseau où les parties prenantes sont autorisées à procéder à des échanges et des achats/ventes de volumes de gaz ayant préalablement supporté certaines charges de transport (cas du NBP de Grande-Bretagne). Aux hubs gaziers sont généralement associés des marchés spot matérialisant des transactions à court et moyen terme et permettant l'apparition de références de prix de marché du gaz.

Hub notionnel : place de marché où les transactions peuvent s'effectuer en tout point d'un réseau.

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 2 000 MW en courant continu.

Interconnexion (interconnection) : équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisations reliant deux réseaux de transport de gaz.

Liquéfaction du gaz naturel (natural gas liquefaction) : transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide, à moins 160° C, en vue de son transport par méthanier et/ou son stockage.

Marché spot (ou marché day-ahead) : marchés sur lesquels s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables à divers horizons de temps (un jour, une semaine, un mois, six mois, un an...). 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).

Mécanisme d'ajustement (balancing mechanism) : marché 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.

Méthanier (methane tanker) : navire transportant dans ses cuves du gaz naturel liquéfié (GNL).

Modulation (load-factor) : terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client éligible 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 éligibles 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).

Nordpool : bourse de l'électricité des pays du nord de l'Europe (Norvège, Finlande, Suède et une partie du Danemark).

Obligation d'achat (purchase obligation) : 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 (odorization) : opération, visant à la sécurité dans l'usage du gaz, consistant à mélanger au gaz inodore des produits d'odeur particulière, tels que les mercaptans, afin de permettre 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.

Pancaking : superposition des tarifs de transport de différents pays.

Péninsules électriques (electrical peninsulas) : réseaux d'îles ou de péninsules - Angleterre, Espagne, Italie, Pays scandinaves - faiblement reliés à la plaque continentale.

Plafond de prix (Price-cap) : 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 bénéficient de l'inté-

gralité des économies de coûts qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

Plaque continentale (continental plate) : 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 conversion (gas quality swap point) : 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 (entry point) : point du réseau de transport où l'expéditeur met le gaz à disposition du gestionnaire du réseau concerné, dans le cadre d'un contrat de transport/acheminement.

Point de livraison (delivery point) : point où le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution met le gaz à la disposition de l'expéditeur en vue de la livraison au client éligible.

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.

Pouvoir calorifique inférieur (net calorific value) : 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 (gross calorific value) : quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de volume de gaz, après condensation de la vapeur d'eau et récupération la chaleur correspondante.

Pression (pressure) : 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).

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) (pluriannual investment program) : dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'Énergie en matière de répartition des capacités de production d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Protocole d'accès (access protocol) : 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 (gas quality) : 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 (connection) : action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

Réseau interconnecté (interconnected grid) : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité ou de gaz reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Réseau de transport principal, régional et de distribution d'électricité (transmission grid, distribution grid) : 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).

Responsable d'équilibre (balancing provider) : 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).

Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz (main transmission grid, regional transmission grid, distribution grid) :

- 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 méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, des réseaux de distribution et d'importants consommateurs industriels ;
- Le réseau de transport régional est un ensemble de canalisations également à haute pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs industriels directement raccordés à celui-ci ;
- Le réseau de distribution est un ensemble de canalisations à moyenne ou basse pres-

sion, qui assure l'acheminement du gaz jusqu'aux petits consommateurs des distributions publiques.

Ruban : (voir fourniture électrique).

Service de modulation (load-balancing service) : prestation offerte par les opérateurs de stockage de gaz en complément au contrat de transport/acheminement, en vue de permettre aux clients éligibles de gérer au mieux les irrégularités de leur consommation de gaz, 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 systèmes (system services) : 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 (compression station) : installation industrielle visant à comprimer le gaz pour faciliter son transport par canalisation.

Stockage de gaz (gas storage facility) : 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 (underground gas storage) : utilisation de formations géologiques (nappes aquifères ou dômes de sel) pour le stockage des hydrocarbures gazeux.

Subventions croisées (cross-subsidies) : 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 (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.

Tarif timbre-poste (postage stamp rate) : 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 (STS tariff) : le tarif STS (Souscriptions Transport Saisonnalisées) est celui 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 » (entry exit tariff) : 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). Ceci permet de regrouper les quantités de gaz des différents intervenants en un point virtuel où ceux-ci peuvent effectuer des transactions portant sur l'échange, l'achat et la vente et le stockage/modulation. En France, les opérateurs GDF, CFM et GSO ont introduit ce type de tarification depuis fin 2002, au sein d'un ensemble de zones d'équilibrage auxquelles sont rattachés des points d'entrée du gaz. Le réseau de transport principal de GDF comprend 5 zones d'équilibrage (Nord H, Nord B, Est, Sud, Ouest), celui de CFM en comprend deux, rattachées aux zones GDF et GSO; le réseau GSO constituant également une zone d'équilibrage.

Tarification des transits : tarification d'un flux d'énergie électrique traversant une zone de réglage.

Télérelève (remote metering) : 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 (LNG reception and regasification terminal) : installation qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, du GNL regazéifié.

Transits purs (pure transits) : 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).

UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité. 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.

Wobbe (indice de) (Wobbe index) : quotient du pouvoir calorifique supérieur ou du pouvoir calorifique inférieur d'un gaz par la racine carrée de la densité du gaz par rapport à l'air.

Zone de réglage (control area) : 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 (balancing area) : zone géographique du réseau de transport principal sur laquelle l'expéditeur doit assurer l'équilibrage journalier de son bilan gaz.

Zones non interconnectées (ZNI) (non interconnected territories) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (en pratique, la Corse et les départements d'outre mer).

Zone de sortie (exit area) : regroupement géographique de points de livraison appartenant à la même zone d'équilibrage, et caractérisé par le même tarif de sortie.

Sigles

AFG : Association Française du Gaz
AEEG : Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorité pour l'Énergie Électrique et le Gaz)
APX : Amsterdam Power Exchange (Pays-Bas)
BT : Basse Tension
CEDIGAZ : Centre d'Information et de Documentation sur le Gaz
CEER : Council of European Energy Regulators
CFM : Compagnie Française du Méthane
CNE : Comision Nacional de Energia (Commission nationale de l'Énergie) (Espagne)
CNR : Compagnie Nationale du Rhône
CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
DEGS : Direction EDF-GDF Services
DGEMP : Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières
DGTREN : Direction Générale de l'Énergie et des Transports (Union européenne)
DIDEME : Direction de la Demande et des Marchés Énergétiques (ministère chargé de l'Énergie)
EASE-Gas : European Federation of Energy Traders
EEX : European Energy Exchange
EFET : European Federation of Energy Traders
ELD : Entreprises Locales de Distribution
ETSO : European Transmission System Operators
EUROGAS : European Gas Association
FSPPE : Fonds du Service Public de la Production d'Électricité
GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport
GRNT : Gestore de la Rete di Transmisione Nazionale (Italie)
GSO : Gaz du Sud-Ouest
LPX : Leipzig Power Exchange
NBP : National Balancing Point
NGC : National Grid Compagny
OCM : On-the-day Commodity Market (marché spot au NBP)
OTC : Over The Counter
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'Électricité
SHEM : Société Hydro-Électrique du Midi
SNET : Société Nationale d'Électricité et de Thermique
SPGENN : Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières
THT : Très Haute Tension
TTF : Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des Pays-Bas)
UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité
UIG : Union Internationale du Gaz
UNIDEN : Union des Industries Utilisatrices d'Énergie
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

1 000 m³ de gaz naturel = 0,9 tonne équivalent pétrole (tep)
1 m³ de gaz naturel = 10,8 kilowattheure (kWh)
1 tonne de GNL = 1,3 tep

Conversion masse/volume en Btu (conventions Agence Internationale de l'Énergie)

Équivaut à	GNL	Gaz			
		Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie
1 m ³	39 343	40 290	33 550	35 855	37 125
1 kg	51 300	49 870	42 830	51 675	47 920

Équivalences énergétiques

Équivaut à	GJ	kWh	MBtu	th	therm
1 gigajoule (GJ)	1	277.8	0.948	238.9	9.479
1 kWh	3.6 10 ⁻³	1	3.411 10 ⁻³	0.86	3.411 10 ⁻²
1 million Mbtu	1.055	293.2	1	252	10
1 thermie	4.186 10 ⁻³	1.162	3.968 10 ⁻³	1	3.968 10 ⁻²
1 therm	0.1055	29.32	1 10 ⁻¹	25.2	1

1 baril de pétrole (West Texas Intermediate - WTI) = 0.17 MBtu (conventions USDOE).

Électricité

Pour mesurer la puissance, c'est-à-dire l'énergie par unité de temps, l'unité utilisée est le watt (W). Le watt représente la puissance correspondant à une production d'énergie égale à un joule (J) par seconde.

Le joule représente le travail produit par un newton (N) dont le point d'application se déplace de un mètre dans la direction de la force, sachant que le newton est la force qui communique à un corps ayant une masse d'un kilogramme, l'accélération d'un mètre par seconde.

Le kilowattheure (kWh) est l'énergie consommée par un appareil de puissance 1 kW pendant une heure. Le volt (V) ou kilovolt (kV) exprime l'unité de tension, c'est-à-dire la différence de potentiel électrique entre deux points d'un conducteur parcouru par un courant constant d'un ampère (unité d'intensité de courant électrique) lorsque la puissance dissipée entre ces points est égale à un watt.

Dans le domaine de l'énergie, les coefficients multiplicateurs des unités de base s'appliquent de la même manière que pour les autres unités physiques, à savoir :

À titre d'exemple, la consommation globale d'électricité (hors pertes), en France, pour l'année 2002 a été de 418 TWh et la consommation moyenne annuelle d'un ménage français est de 5 500 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.

Conseil Européen des Régulateurs de l'Énergie

Austria

Mr Walter Boltz
Director
Elektrizitäts-Control GmbH
Rudolsplatz 13 a
1010 Wien
Tel - 43-1-24724-0
Fax - 43-1-24724-900
www.e-control.at

Belgium

Mrs Christine Vanderveeren
Président
Commission pour la Régulation
de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tel - 32 2 289 76 11
Fax - 32 2 289 76 09
www.creg.be

Denmark

Mr. Hans Henrik H. Østergaard
Chairman
Energitilsynet
Norregade 49
1165 KobenhavnK
Tel - 45 3317 7070
Fax - 45 3332 6144
www.energitilsynet.dk

Finland

Mrs Asta Sihvonen-Punkka
Director
The Energy Market Authority
Lintulahdenkatu 10
FIN-00500
Helsinki
Finland
Tel - 358 9 62 20 360
Fax - 358 9 62 21 911
www.energiamarkkinavirasto.fi/index.html

France

Mr. Jean Syrota
Président
Commission de Régulation
de l'Énergie
2, rue du Quatre-Septembre
75084 PARIS Cedex 02
Tel - 01 44 50 41 00
Fax - 01 44 50 41 11
www.cre.fr

Great Britain

Mr. Callum McCarthy
Director General
Office of Gas and Electricity Markets
9 Millbank
London SW1P3GE
Tel - 020 7901 7000
Fax - 020 7901 7066
www.ofgem.gov.uk

Greece

Mr Pantelis Capros
Chairman
RAE - Regulatory Authority for Energy
69, Panepistimiou Str. and Aiolou Street
Athens 10 431
Tel - 30 10 37 27 400
Fax - 30 01 32 55 460
www.rae.gr

Ireland

Mr. Tom Reeves
Commissioner
Commission for Energy Regulation
Plaza House
Belgard Road
Tallaght
Dublin 24
Tel - 01 4000 800
Fax - 01 4000 850
www.cer.ie

Italy

Mr. Pippo Ranci
President
Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
5 Piazza Cavour
20121 Milano
Tel - 39-02-65565-1
Fax - 39-02-65565222
39-02-65565266
www.autorita.energia.it

Luxembourg

Mrs. Odette Wagener
Directeur
Institut Luxembourgeois de Régulation
45, allée Scheffer
L-2922 Luxembourg
Tel - (+352) 45-88-45-1
Fax - (+352) 45-88-45-88
www.etat.lu/ILR

Netherlands

Mr. Gert Zijl
Director
Office for Energy Regulation
Box 16 326
2500 BH's Gravenhage
Tel - 31 (0) 70 330 35 00
Fax - 31 (0) 70 330 35 35
www.nma-dte.nl

Northern Ireland

Mr. Douglas McIldoon
Director General
Office for Regulation of Electricity
and Gas
Brookmount Buildings
42 Fountain Street
Belfast BT1 5 EE
Tel - 44 2890 31 15 75
Fax - 44 2890 31 17 40
www.ofreg.nics.gov.uk/index.htm

Norway

Mr. Jan Moen
Director of Regulation and DSM
Norwegian Water Resources & Energy Directo-
rate
Middelthunsgate 29
P.O. Box 5091 Majorstua
0301 Oslo
Tel - 47 22 95 95 95
Fax - 47 22 95 90 00
www.nve.no

Portugal

Mr. Jorge Vasconcelos
Chairman
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Edifício Restelo - Rua Dom Cristóvão da Gama
nº1
1400-113 Lisboa
Tel - 351 21 303 32 00
Fax - 351 21 303 32 01
www.erse.pt

Spain

Mr. Pedro María Meroño Velez
President
Comisión Nacional de Energía
Marqués del Duero, 4
28001 Madrid
Tel - 34 91 432 96 00
Fax - 34 91 577 62 18
www.cne.es

Sweden

Mr. Håkan Heden
Deputy Director General
Swedish Energy Agency
Office of the Electricity and Gas Regulator
P.O Box 310
631 04 Eskilstuna
Tel - 46 16 544 20 00
Fax - 46 16 544 20 99
www.stem.se



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02
Tél. : 01 44 50 41 00 - Fax : 01 44 50 41 11

www.cre.fr

Prix : **21 €**
ISBN 2-11-094188-X