



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Rapport transmis à la DG TREN
Juillet 2006

SOMMAIRE

I . Présentation de la Commission de régulation de l'énergie 1

1	Organisation de la CRE et de ses services	1
1.1	La Commission	1
1.2	Les services de la CRE.....	2
2	Principales missions.....	3
3	Principaux pouvoirs	4
4	Garantie d'indépendance	5
5	Compétences partagées	5
5.1	avec les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.....	5
5.2	avec le Conseil de la concurrence.....	6
5.3	avec l'Autorité des marchés financiers	6

II . La régulation du marché de l'électricité..... 7

1	Les échanges transfrontaliers d'énergie	7
1.1	Etat des lieux	7
1.2	Evolution de la gestion des interconnexions	9
1.3	Transparence en matière d'accès aux interconnexions	13
1.4	Détermination des capacités commerciales d'échange.....	14
2	La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution	16
2.1	Les tarifs d'accès aux réseaux.....	16
2.2	La qualité de service des réseaux d'électricité.....	18
2.3	L'ajustement	19
2.4	Les principes de dissociation comptable.....	23
2.5	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics	25

III . Le fonctionnement du marché français de l'électricité 28

1	Le marché de gros	28
1.1	Production - consommation	28
1.2	Les marchés organisés.....	29
1.3	Le marché OTC.....	29
1.4	Intégration du marché français avec les marchés frontaliers	29
1.5	Les fusions acquisitions dans le secteur	30
2	Le marché de détail.....	30
2.1	Les éligibles	30
2.2	Les parts de marché	31
2.3	Les fournisseurs historiques.....	32
2.4	Le changement de fournisseur	33
2.5	Les prix de détail	35
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante	36
3.1	Marché de gros.....	36
3.2	Marché de détail.....	37

IV .	La régulation du marché du gaz naturel	39
1	Règles générales d'allocation des capacités en France:	39
1.1	Obligations de transparence	39
1.2	Les réseaux de transport.....	40
1.3	Le traitement des congestions	41
1.4	Marchés secondaires de capacités et règles de <i>UTOLI</i>	42
2	La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution	42
2.1	Les tarifs d'accès aux réseaux.....	44
2.2	L'équilibrage.....	50
2.3	Les principes de dissociation comptable.....	52
2.4	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics	53
V .	Le fonctionnement du marché français du gaz	57
1	Le marché de gros	57
1.1	Etat des lieux	57
1.2	Programme de <i>gas release</i>	58
2	Le marché de détail.....	60
2.1	Etat des lieux	60
2.2	Les prix de détail	62
VI .	Sécurité de l'approvisionnement.....	63
1	Electricité.....	63
1.1	La situation actuelle	63
1.2	Les projets d'infrastructures.....	65
2	Gaz	66
2.1	La situation actuelle	66
2.2	Les projets d'infrastructures.....	66
VII .	Questions relatives au service public	70
1	Résumé des dispositions applicables.....	70
1.1	pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage	70
1.2	pour l'application des critères visés à l'annexe A de la directive.....	70
1.3	pour le traitement des clients vulnérables	70
2	La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final.....	71
2.1	Electricité.....	71
2.2	Gaz	72

Liste des tableaux

TABLEAU N° 1 : TAUX DE SATURATION CONSTATE SUR LES INTERCONNEXIONS EN 2005	8
TABLEAU N° 2 : TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX	16
TABLEAU N° 3 : LE PRIX DES ECARTS	21
TABLEAU N° 4 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS	28
TABLEAU N° 5 : COEFFICIENTS DE CORRELATIONS ENTRE LES PRIX SPOT BASE FRANCE ET LES PRIX SPOT BASE DES AUTRES PAYS	29
TABLEAU N° 6 : REPARTITION DES ECHANGES PAR FRONTIERES	30
TABLEAU N° 7 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES) :	31
TABLEAU N° 8 : DETAILS D'UNE FACTURE	36
TABLEAU N° 9 : COUTS D'ACHEMINEMENT AU 1 ^{ER} JUILLET 2006	45
TABLEAU N° 10 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG TREN	56
TABLEAU N° 11 : IMPORTATIONS ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES	57
TABLEAU N° 12 : LES PRIX DE DETAIL DU GAZ	62
TABLEAU N° 13 : LE MIX ENERGETIQUE DE LA FRANCE	63
TABLEAU N° 14 : CAPACITES D'IMPORTATION PAR POINT D'ENTREE	66

*

* *

Liste des illustrations

FIGURE N° 1 : CAPACITES D'INTERCONNEXIONS ET FLUX D'ELECTRICITE TRANSFRONTALIERS EN 2005	7
FIGURE N° 2 : PRIX DES ECARTS	22
FIGURE N° 3 : PROCEDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR	34
FIGURE N° 4 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIERS, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS	43
FIGURE N° 5 : NOMBRE DE TRANSACTIONS ET QUANTITES ECHANGEES	58
FIGURE N° 6 : ENLEVEMENTS CONSTATEES AU COURS DE L'ANNEE 2005 PAR RAPPORT AUX ENLEVEMENTS ANNUELS MAXIMUM POSSIBLES	59
FIGURE N° 7 : TAUX D'EXERCICE DE L'ELIGIBILITE AU 1 ^{ER} AVRIL 2006	60
FIGURE N° 8 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION DES CLIENTS ELIGIBLES AU 1 ^{ER} AVRIL 2006	61
FIGURE N° 9 : PROJET EUSKADOUR	67
FIGURE N° 10 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL	73

Liste des encadrés

ENCADRE N° 1 : HISTORIQUE DES CONSULTATIONS PUBLIQUES LANCEES PAR LA CRE EN 2005	10
ENCADRE N° 2 : SEGMENTATION DE LA CLIENTELE ELIGIBLE	31
ENCADRE N° 3 : OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE	40
ENCADRE N° 4 : PROCHAINS TARIFS DE TRANSPORT DE GAZ	45
ENCADRE N° 5 : CALCUL DU NIVEAU DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	47
ENCADRE N° 6 : LES TARIFS REGLEMENTES	71

Message du Président



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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cette tendance à la hausse des prix est accentuée par l'absence d'une véritable ouverture des marchés qui se manifeste par une transparence insuffisante, un manque de ressources

disponibles sur le marché national ailleurs que chez les fournisseurs historiques, la coexistence de tarifs réglementés et de prix de marché.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les mises en demeure de la Commission européenne, adressées en avril 2006 à la France sur la transposition des directives concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz, portent principalement sur les tarifs réglementés de vente et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Sans préjuger des réponses qui pourront y être apportées, la CRE insiste sur la nécessité de mettre en conformité avec les directives européennes l'organisation de nos marchés nationaux avant l'ouverture du 1^{er} juillet 2007. Les travaux de préparation des modalités pratiques de cette ouverture, que la CRE pilote depuis la mi-2005, et qui rassemblent pouvoirs publics, opérateurs et consommateurs, sont conduits dans cet esprit.

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

Avertissement

En vertu de l'article 32 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, transposant les articles 23.1 et 25.1 des directives 2003/54 et 2003/55, la Commission de régulation de l'énergie vient de publier, son rapport annuel.

La Direction générale de l'énergie de la Commission européenne souhaite, toutefois, obtenir des informations complémentaires dont disposent les autorités de régulation nationales. A ce titre, le présent rapport est transmis à la DG TREN.

La Commission de régulation de l'énergie attire l'attention de la DG TREN sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive. Ainsi, en matière de service public (article 3.9 de la directive 2003/54 et 3.6 de la directive 2003/55) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2003/54 et article 5 de la directive 2003/55), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

Avant-propos

Ce rapport se veut une mise à jour du rapport à la DG TREN publié l'année dernière. Sa structure a, donc, été conservée en l'état. Néanmoins, pour en permettre une lecture plus rapide, les paragraphes mis à jour ont été surlignés en jaune.

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

1 Organisation de la CRE¹ et de ses services²

1.1 La Commission



Eric DYEVRE Jacques-André TROESCH Bruno LECHEVIN Maurice MEDA
Pascal LOROT **Philippe de LADOUCETTE** Michel LAPEYRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) comprend sept membres nommés pour une durée de six ans en raison de leur qualification dans les domaines juridique, économique et technique. Deux membres, dont le président, sont nommés par décret, deux membres sont nommés par le président de l'Assemblée nationale, deux membres sont nommés par le président du Sénat et un membre est nommé par le président du Conseil économique et social.

Les membres de la commission ne sont pas révocables. Ils exercent leurs fonctions à plein temps. Leur mandat n'est pas renouvelable.

La fonction de membre de la Commission de régulation de l'énergie est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal et départemental, régional, national ou européen, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts

¹ Article 28 de la loi du 10 février 2000.

² Article 30 de la loi du 10 février 2000.

dans une entreprise du secteur de l'énergie. Les membres de la commission ne peuvent être membres du Conseil économique et social. Ils ne prennent, à titre personnel, aucune position publique sur des sujets relevant de la compétence de la CRE.

Tout membre de la commission exerçant une activité ou détenant un mandat, un emploi ou des intérêts incompatibles avec sa fonction est déclaré démissionnaire d'office, après consultation de la commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

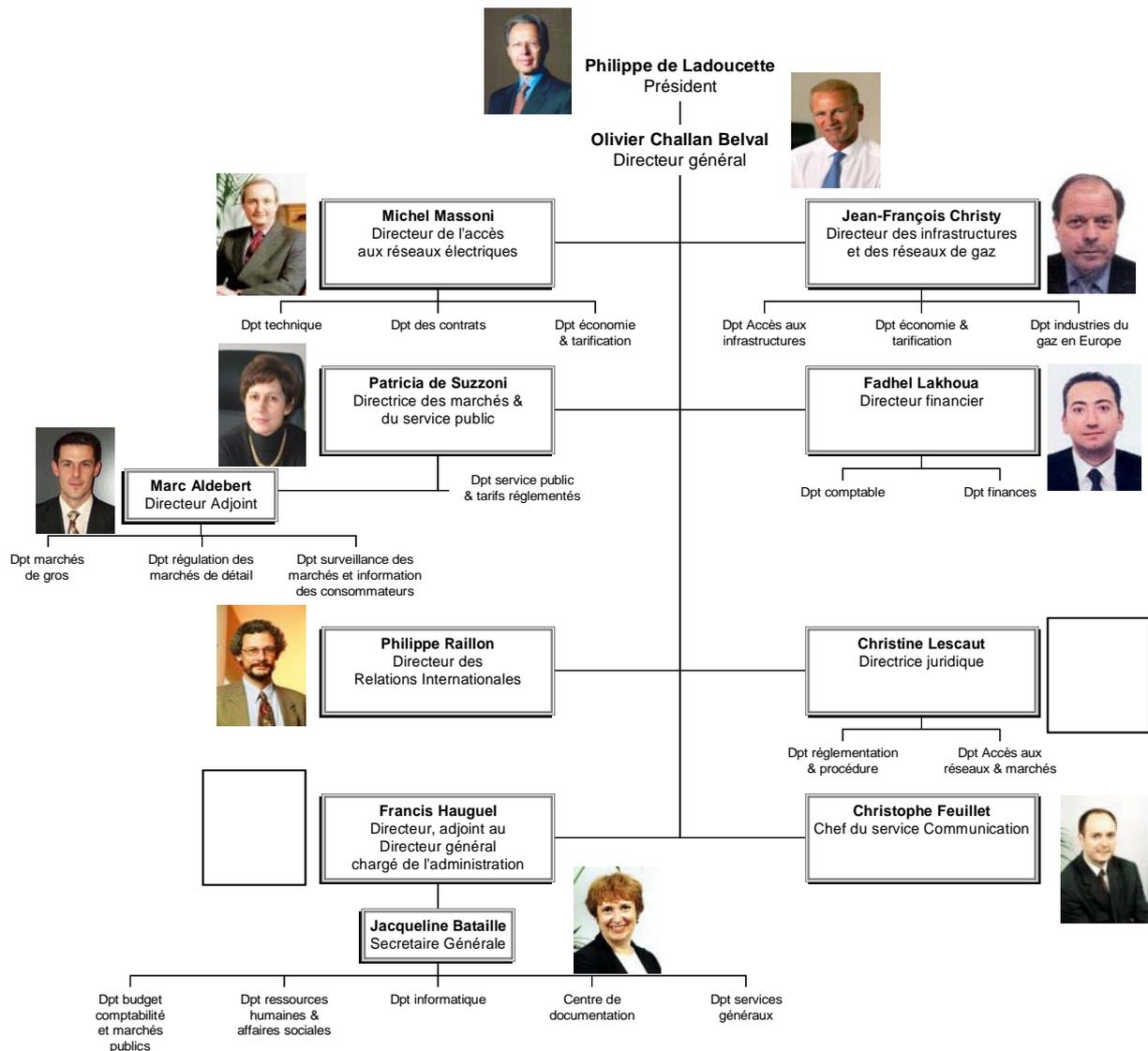
1.2 Les services de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie dispose de services qui sont placés sous l'autorité du président. La CRE établit un règlement intérieur³, qui est publié au *Journal officiel* de la République française. La CRE peut employer des fonctionnaires en position d'activité ou de détachement dans les mêmes conditions que le ministère chargé de l'énergie ou recruter des agents contractuels.

Les services de la CRE sont organisés par direction, dont l'organisation a été légèrement modifiée depuis juillet 2005 :

- opérationnelle (marchés et service public de l'électricité, accès aux réseaux électriques, infrastructures et réseaux de gaz) ;
- fonctionnelle (finances, juridique, international) ;
- de support (secrétariat général, communication).

³ Article 30 de la loi du 10 février 2000.



2 Principales missions

Plusieurs lois modifiées, dont essentiellement la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, ont chargé la CRE des principales missions suivantes :

- veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
- garantir l'accès aux réseaux publics d'électricité, aux ouvrages de gaz naturel, aux installations de GNL et de stockage de gaz naturel ;
- veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de gaz naturel des installations de GNL ;
- garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ;
- garantir le financement des charges de service public de l'électricité ;

- rédiger et mettre en œuvre les cahiers des charges pour les appels d'offre de nouvelles capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité ;
- surveiller les transactions effectuées sur les marchés organisés de l'électricité et du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières (article 51 et 52 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005).

3 Principaux pouvoirs

Les lois du 10 février 2000, du 3 janvier 2003 et du 9 août 2004 ont octroyé, à la CRE, les compétences suivantes :

- proposer les tarifs d'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et aux installations de GNL ;
- approuver le programme annuel d'investissement du gestionnaire du réseau de transport d'électricité ;
- régler les différends⁴ entre les utilisateurs et gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de GNL et de stockage de gaz naturel : cette procédure est limitée aux clients éligibles ;
- préciser les conditions d'ordre technique et financier d'un règlement de différend ;
- ordonner des mesures conservatoires nécessaires afin, notamment, d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux ;
- prendre des sanctions en cas de violation des règles législatives, réglementaires ou édictées par la CRE, relative notamment, à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou des installations de GNL, aux principes de dissociation comptable, aux règles de mise à disposition de la comptabilité ainsi qu'en cas de non-respect des décisions de règlements de différends ;
- mener des enquêtes et recueillir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement des missions qui lui sont confiées ;
- donner un avis, notamment, sur tous les projets de règlements relatifs à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de gaz naturel et des installations de GNL, sur les projets de tarifs réglementés ou sur les conditions d'achat de l'électricité dans le cadre de l'obligation d'achat ;
- prendre des décisions réglementaires dans le secteur de l'électricité dans plusieurs domaines :

⁴ Article 38 de la loi du 10 février 2000.

- les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux ;
 - les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
 - les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation ;
 - la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts ;
 - la conclusion de contrats d'achat et de protocoles par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ;
 - les périmètres de chacune des activités comptablement séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités ;
- évaluer le montant des charges imputables aux missions de service public de l'électricité.

4 Garantie d'indépendance

L'indépendance des membres de la CRE est assurée par le statut et le mode de nomination de ses membres.

Son budget est arrêté par le collège sur proposition du directeur général. Elle n'est pas soumise au contrôle de ses dépenses à l'exception du contrôle, effectué a posteriori, de la Cour des comptes. La CRE perçoit, le cas échéant, des rémunérations pour services rendus.

Le président de la Commission de régulation de l'énergie rend compte des activités de la CRE devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'énergie, à leur demande.

Pour l'accomplissement des missions qui sont confiées à la Commission de régulation de l'énergie, le président de la commission a qualité pour agir en justice.

5 Compétences partagées

Les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE déterminent les compétences minimales que doivent détenir les autorités de régulation nationale dans les secteurs de l'électricité et du gaz. Elles n'interviennent, toutefois, pas dans l'organisation administrative des États membres. Ces compétences peuvent, donc, être octroyées à différentes autorités et non à une seule. C'est le cas en France.

5.1 avec les ministres chargés de l'économie et de l'énergie

La Commission de régulation de l'énergie partage certaines de ses compétences avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

Ainsi, par exemple, pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz, l'article 4 de la loi du 10 février 2000 modifiée prévoit que « *les propositions motivées de tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un*

délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission. Les tarifs sont publiés au Journal officiel par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ».

5.2 avec le Conseil de la concurrence

L'article 39 de la loi du 10 février 2000 prévoit des mécanismes de coopération entre la CRE et le Conseil de la concurrence : « *Le président de la Commission de régulation de l'énergie saisit le Conseil de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel, notamment lorsqu'il estime que ces pratiques sont prohibées par les articles L. 420-1 et L. 420-2 du code de commerce* ». Cette saisine peut être introduite dans le cadre d'une procédure d'urgence, conformément à l'article L. 464-1 du code de commerce. Il peut également le saisir, pour avis, de toute autre question relevant de sa compétence.

Le Conseil de la concurrence communique à la CRE toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci. Il peut également saisir la CRE, pour avis, de toute question relative aux secteurs de l'électricité ou du gaz naturel.

Toutefois, dans l'exercice de ses compétences pour garantir l'accès des tiers aux réseaux, la CRE peut mettre fin à des pratiques anticoncurrentielles lorsqu'elles sont fondées sur un refus d'accès aux réseaux.

5.3 avec l'Autorité des marchés financiers

La CRE surveille les transactions effectuées sur les marchés organisés de l'électricité et du gaz ainsi que les échanges aux frontières. Powernext, marché organisé des échanges d'électricité, est donc soumis à la surveillance conjointe de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité des marchés financiers.

La CRE ne détient toutefois aucune compétence pour assurer la surveillance de la formation des prix de l'électricité et du gaz.

*
* *

II . La régulation du marché de l'électricité

en application de l'article 23 - § 1, points a) à g) de la directive 2003-54-CE

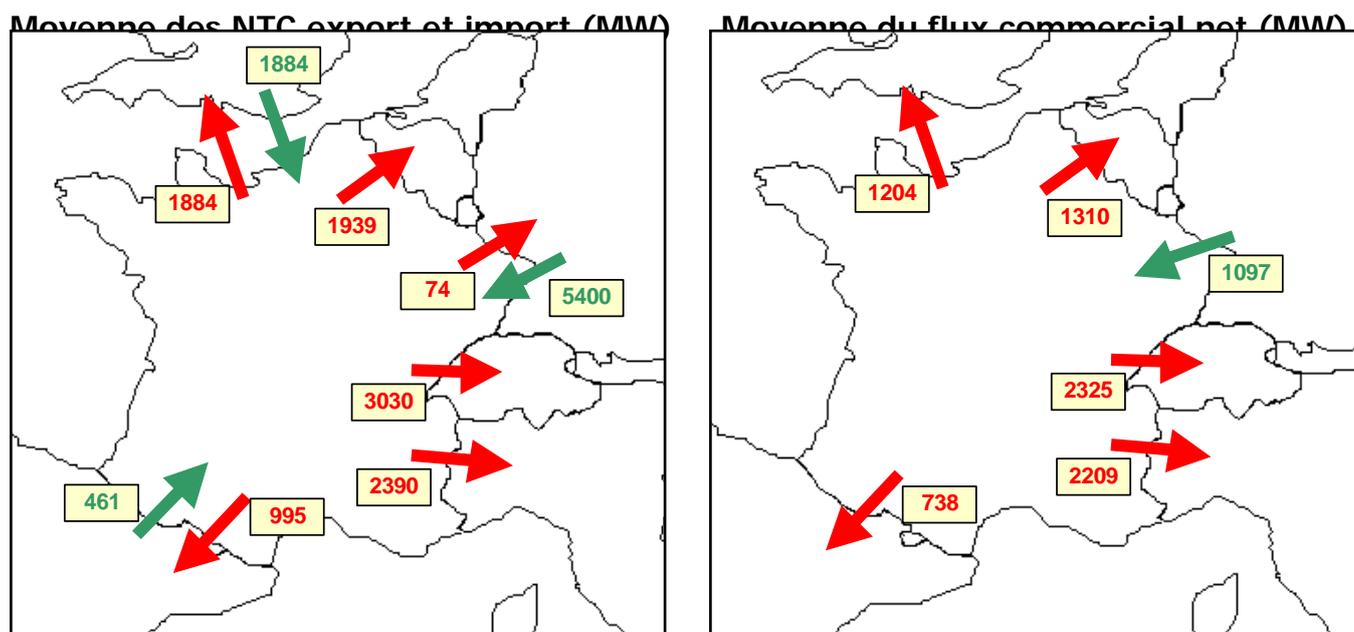
Conformément à la directive 2003/54/CE, tous les clients professionnels sont éligibles en France depuis le 1^{er} juillet 2004, ce qui représente 68 % du marché de l'électricité, soit 295 TWh. L'étape suivante, qui verra l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz à tous les consommateurs, a été fixée par la directive au 1^{er} juillet 2007. En France, le marché ouvert de l'électricité comptera alors 33,5 millions de consommateurs. Il s'agira du deuxième marché en Europe. Dans le prolongement de ce qui a été fait pour l'ouverture des marchés aux professionnels le 1^{er} juillet 2004, la CRE prépare cette échéance et a engagé une réflexion sur les procédures, les systèmes d'information, les modalités d'information et de protection des consommateurs et toute autre mesure à mettre en place, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

1 Les échanges transfrontaliers d'énergie

1.1 Etat des lieux

RTE met à disposition de la CRE les données qui lui permettent d'effectuer un suivi précis de l'utilisation des interconnexions. Par l'analyse de ces données, l'efficacité des règles d'accès aux interconnexions peut être mesurée.

FIGURE N° 1 : CAPACITES D'INTERCONNEXIONS ET FLUX D'ELECTRICITE TRANSFRONTALIERS EN 2005



Source : CRE

REMARQUE : aucune congestion n'ayant lieu dans le sens de l'import sur les interconnexions avec la Belgique, la Suisse et l'Italie, les chiffres de NTC à l'import ne présentent pas d'intérêt à être publiés sur ces interconnexions.

TABLEAU N° 1 : TAUX DE SATURATION CONSTATE SUR LES INTERCONNEXIONS EN 2005

Interconnexion	France - Allemagne	France - Angleterre	France - Belgique	France - Espagne	France - Italie	France - Suisse
Export	14 %	48 %	31 %	66 %	80 %	19 %
Import	2 %	1 %	-	6 %	-	-

Source : CRE

TAUX DE SATURATION : il s'agit de la proportion entre le nombre d'heures de l'année pendant lesquelles la différence entre le flux net commercial et la capacité nette d'import ou d'export a été inférieure à 200 MW et le nombre d'heures de l'année. On constate que, même dans le cas où une interconnexion paraît assez bien utilisée en moyenne, elle est en fait très peu souvent utilisée à son maximum.

A. FRANCE – ALLEMAGNE

Comme en 2004, cette interconnexion a essentiellement été utilisée pour des importations pendant l'hiver 2005-2006.

En raison des fortes contraintes apparaissant sur le réseau allemand (du fait de sa structure), les jours où la production éolienne est importante outre-Rhin, les flux programmés en J-1 dans le sens Allemagne-France ont dû être réduits à plusieurs reprises en début d'année au prorata des quantités que les acteurs souhaitaient faire transiter. A partir du mois d'avril, le gestionnaire de réseau allemand RWE Transportnetzstrom a mis en place un mécanisme unilatéral d'enchères explicites journalières sur la capacité d'Allemagne vers France, afin de limiter les flux commerciaux dans ce sens et ainsi de se prémunir contre l'apparition de congestions sur son réseau.

B. FRANCE – ANGLETERRE

Cette interconnexion a été essentiellement utilisée, comme à l'accoutumée, dans le sens des exportations. Les prix sur le marché anglais ont été, en moyenne, plus élevés que les prix français, et le mécanisme d'enchères géré par RTE et NGC a permis aux acteurs d'utiliser l'interconnexion de façon cohérente avec le différentiel de prix entre les marchés anglais et français. La tendance exportatrice s'est accentuée à la fin de l'année, car les prix anglais, nettement corrélés au prix du gaz, ont connu une forte augmentation. Cependant, le taux de saturation de cette interconnexion (cf. tableau n° 1) montre qu'elle n'a été pleinement utilisée, à l'import ou à l'export, que pendant 49 % du temps en 2005.

C. FRANCE – BELGIQUE

Les exportations vers la Belgique, en réalité destinées principalement aux Pays-Bas, ont augmenté en 2005 par rapport à l'année précédente. Quelques importations ont cependant été programmées, jusqu'à plus de 1 000 MW en juillet 2005.

L'interconnexion a quelquefois été congestionnée dans le sens de l'export, surtout lors du second semestre de l'année ; la congestion a cependant été faible sur l'ensemble de l'année 2005 puisque, pendant près de 70 % du temps, au moins 200 MW disponibles à l'export

n'ont pas été utilisés (cf. tableau n° 1). Les congestions seront désormais encore plus rares puisque l'interconnexion entre les deux pays a été renforcée à la fin de l'année 2005.

D. FRANCE – ESPAGNE

En règle générale, le sens du flux sur cette interconnexion est lié au différentiel de prix entre les deux marchés. Jusqu'en octobre 2005, les prix espagnols étant de façon générale supérieurs aux prix français, l'interconnexion a été utilisée presque exclusivement dans le sens de l'export. A la fin de l'année, les prix français ayant fortement augmenté à la suite d'une vague de froid persistante, des importations ont été régulièrement observées.

E. FRANCE – ITALIE

Du fait du déficit de production structurel qui existait en Italie jusqu'en 2004, cette interconnexion était traditionnellement utilisée de façon exclusive dans le sens de l'export vers l'Italie. Or, dès le mois de mars 2005, et surtout pendant les six dernières semaines de l'année 2005, une nette diminution du flux exportateur – voire une inversion du flux à certains moments – a été observée. Ainsi, le taux de saturation de l'interconnexion à l'export (cf. tableau n° 1) est passé de presque 100 % en 2004 à 80 % en 2005.

Ce phénomène nouveau laisse augurer une diminution de la congestion à cette interconnexion dans les années à venir.

F. FRANCE – SUISSE

Comme les années précédentes, cette interconnexion a été principalement utilisée dans le sens de l'export vers la Suisse. Par ailleurs, grâce à leurs nombreux moyens de production hydraulique, particulièrement flexibles, les acteurs suisses ont été très actifs sur l'interconnexion dans le cadre du mécanisme d'ajustement, aussi bien à l'import qu'à l'export.

1.2 Evolution de la gestion des interconnexions

Au cours de l'année 2005, la CRE a introduit de nombreux changements dans la gestion des interconnexions françaises.

Parmi les principaux changements, il y a les programmes de travail communs avec plusieurs régulateurs voisins (les « *feuilles de route* ») et la décision de la CRE, en date du 1^{er} décembre 2005, supprimant la priorité d'accès des contrats historiques.

A. LES « FEUILLES DE ROUTE » DES REGULATEURS

Au cours de l'année 2005, la CRE a lancé trois consultations publiques avec ses homologues européens sur le thème des échanges aux frontières.

Encadré n° 1 : Historique des consultations publiques lancées par la CRE en 2005

- 5 juillet 2005 : consultation publique avec les régulateurs belge (CREG) et néerlandais (DTe) sur l'« *intégration régionale des marchés électriques belge, français et néerlandais* ».
- 31 août 2005 : consultation publique avec le régulateur autrichien (E-Control) sur l'« *harmonisation des méthodes de gestion de la congestion entre la France, l'Italie et l'Autriche* ».
- 22 septembre 2005 : consultation publique avec le régulateur allemand (BNA) sur la « *mise en place d'une méthode de gestion de la congestion coordonnée sur l'interconnexion Allemagne-France* ».

L'objectif de ces consultations était de recueillir l'avis des acteurs de marché sur la mise en place de mécanismes d'allocation conformes au règlement européen⁵. Les acteurs de marché étaient invités à s'exprimer sur la définition des règles d'enchères explicites et sur leur intérêt pour le développement des échanges infra-journaliers et d'ajustement.

Un grand nombre d'acteurs a répondu à ces consultations (producteurs, traders, gestionnaires de réseaux de transport, industriels, opérateurs de marchés et universitaires). A l'exception d'associations d'industriels, la mise en œuvre de mécanismes d'enchères a unanimement été reconnue comme une étape importante dans l'intégration des marchés européens de l'électricité. Les acteurs de marché ont cependant reconnu qu'il restait des progrès importants à réaliser en termes de coordination entre GRT (calcul et allocation des capacités), d'harmonisation des règles du jeu et des conceptions de marché, de transparence du marché et des pratiques des GRT ainsi qu'en terme de prévention des comportements déviants des acteurs du marché.

Ces consultations ont permis aux régulateurs d'élaborer et de publier, début décembre 2005, un programme de travail (« *feuilles de route* ») à l'attention des GRT pour l'amélioration des mécanismes d'allocation au cours de l'année 2006.

Les « *feuilles de route* », élaborées avec les régulateurs allemand (BNA), autrichien (E-Control), belge (CREG) et néerlandais (DTe), au cours de l'année 2005, constituent les priorités des régulateurs pour l'année 2006 en matière d'accès aux interconnexions. Leur mise en œuvre a débuté le 1^{er} janvier 2006 avec la mise en place, par les gestionnaires de réseaux, d'un mécanisme d'enchères explicites pour allouer les capacités d'échanges disponibles sur les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.

Elles insistent sur la nécessité d'une plus grande coopération entre gestionnaires de réseaux afin d'améliorer la gestion des échanges aux interconnexions. Elles prévoient :

- la constitution, dès le début de l'année 2006, d'un groupe de travail inter-régulateurs pour surveiller le bon fonctionnement des mécanismes d'allocation. Un rapport commun sera publié à la fin de l'année 2006 pour informer les acteurs de marché ;
- la mise en place d'un marché secondaire de capacités afin d'améliorer leur utilisation, en principe le 1^{er} juillet 2006 ;
- la mise en place d'échanges infra - journaliers et d'échanges d'ajustement avec la Belgique et l'Italie, en principe le 1^{er} janvier 2007 ;

⁵ Règlement 1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

- l'harmonisation des règles d'allocation par enchères entre les différentes interconnexions, en principe le 1^{er} janvier 2007;
- conformément à l'article 5.2 du règlement du 26 juin 2003, la mise en place, par les gestionnaires de réseaux, d'une procédure de calcul des capacités d'interconnexion coordonnée et transparente qui devra faire l'objet d'une approbation préalable formelle par les régulateurs, en principe le 1^{er} janvier 2007.

B. LA SUPPRESSION DE LA PRIORITE D'ACCES

La question du maintien de l'accès prioritaire aux interconnexions des contrats historiques conclus avant l'entrée en vigueur de la directive du 19 décembre 1996 a fait l'objet de longs débats. Ces débats peuvent être considérés comme clos avec l'arrêt du 7 juin 2005 de la Cour de justice des Communautés européennes qui supprime l'accès prioritaire, accordé jusqu'alors aux contrats dits « *historiques* », sur les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.

Cet arrêt indique, en effet, que « *l'accès prioritaire [...] donné à un opérateur en raison d'engagements pris avant l'entrée en vigueur de la directive, mais sans que la procédure prévue à l'article 24 de la directive ait été respectée, doit être considéré comme discriminatoire au sens des articles 7 -paragraphe 5 et 16 de celle-ci et, partant, comme contraire à ces articles* ». Sur la base de cet arrêt et après avoir consulté les différents régulateurs concernés et les services de la Commission européenne, la CRE a demandé à RTE de ne plus reconnaître de droit d'accès prioritaire aux interconnexions aux contrats historiques conclus avant l'entrée en vigueur de la directive du 19 décembre 1996.

C. ETAT DES LIEUX INTERCONNEXION PAR INTERCONNEXION

Bien que depuis le 1^{er} janvier 2006, l'allocation des capacités d'interconnexion entre la France et les pays frontaliers de l'Union européenne soit effectuée grâce à des mécanismes d'enchères explicites, le degré de coordination entre gestionnaires de réseaux reste très différent d'une frontière à l'autre.

Comme en 2005, RTE conservera les revenus d'enchères résultant des allocations de capacités et devra en faire une utilisation conforme aux dispositions de l'article 6-6 du règlement européen 1228/2003.

a. FRANCE-ALLEMAGNE

RTE organise les enchères de capacité pour l'export vers l'Allemagne, et RWE Transportnetz Strom gère les enchères de capacité pour l'import depuis l'Allemagne. Conformément à la « *feuille de route* » publiée par la CRE et le régulateur allemand (Bundesnetzagentur, BNA), des améliorations importantes sont attendues sur cette interconnexion au cours de l'année 2006.

b. FRANCE-ITALIE-AUTRICHE

En 2005, les régulateurs autrichien (E-Control), italien (AEEG) et français ont constitué un groupe de travail en vue d'améliorer et d'harmoniser les méthodes d'allocation utilisées entre les trois pays pour les prochaines années. Ce groupe de travail n'a pas permis d'aboutir à une position commune entre les trois régulateurs sur la méthode d'allocation la plus appropriée pour gérer la congestion sur les interconnexions communes avec l'Italie.

D'un côté, la CRE et E-Control considèrent que la méthode d'enchère explicite est la seule méthode d'allocation opérationnelle pour 2006 qui respecte le règlement du 26 juin 2003. De son côté, l'AEEG a souhaité reconduire, pour 2006, une méthode d'allocation implicite de la

capacité par l'opérateur de marché italien sur la base de zones et de prix de marché virtuels, complétée par une allocation de droits financiers (instruments de couverture).

Il en a résulté la coexistence de deux mécanismes d'allocation complémentaires, l'un géré par RTE (enchères explicites), l'autre par le gestionnaire de réseau italien TERNA (méthode « S1 »), chacun allouant 50 % de la capacité totale disponible.

c. FRANCE-ESPAGNE

Dans l'attente de modifications réglementaires espagnoles nécessaires à la mise en place du mécanisme d'allocation coordonnée prévu dans la position commune des deux régulateurs français et espagnol (CNE), publiée le 28 janvier 2005, la CRE a décidé, le 1^{er} décembre 2005, la mise en œuvre, à partir du 1^{er} janvier 2006, d'un mécanisme d'enchères explicites géré par RTE sur la totalité des capacités d'interconnexion disponibles sur l'interconnexion France-Espagne.

Le gouvernement espagnol a fait paraître en décembre 2005, deux ordres ministériels ouvrant la voie à la mise en œuvre des modifications réglementaires permettant l'instauration d'un mécanisme d'allocation coordonnée entre les deux gestionnaires de réseaux sur cette interconnexion.

Ainsi, la CRE et le Ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce ont conjointement décidé la mise en œuvre, au 1^{er} juin 2006, de nouvelles règles d'allocation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. Ces nouvelles règles, qui ont été soumises le 26 avril 2006 par les deux gestionnaires des réseaux de transport correspondent à la première étape de la position commune des deux régulateurs. Elle devrait être ultérieurement complétée par la mise en œuvre d'un couplage des marchés organisés à un horizon journalier.

Les enchères explicites coordonnées permettront d'allouer des capacités à un horizon annuel, mensuel, journalier et infra-journalier dans les conditions prévues par le règlement européen du 26 juin 2003. Dans un premier temps, les gestionnaires de réseaux de transport seront en mesure de proposer deux enchères infra-journalières. Afin d'apporter la souplesse supplémentaire demandée par les acteurs de marché, ils se sont engagés à mettre en œuvre, au plus tard au 15 novembre 2006, six enchères infra-journalières.

d. FRANCE-BELGIQUE-PAYS-BAS

Les discussions engagées avec les régulateurs belge (CREG) et hollandais (DTe) au cours de l'année 2005, ont permis la mise en place d'un mécanisme d'enchères explicites sur l'interconnexion France-Belgique, similaire à celui qui est appliqué depuis plusieurs années sur l'interconnexion Belgique-Pays-Bas. Au cours de l'année 2006, des améliorations importantes sont attendues sur ces deux interconnexions dans le cadre de la « feuille de route » des trois régulateurs.

e. FRANCE-ANGLETERRE

En 2004, la CRE avait déjà proposé au régulateur britannique (OFGEM) des améliorations au mécanisme actuel d'allocation des capacités sur cette interconnexion :

- l'application effective de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt en J-1 et, en tout état de cause, avant la dernière enchère journalière actuelle ;
- la création d'un marché secondaire de capacité ;
- la mise en place d'un mécanisme d'allocation en infra-journalier et pour l'ajustement.

La mise en œuvre de ces propositions va être examinée, dans le courant de 2006, dans le cadre de l'initiative régionale « *Iles britanniques* ».

f. FRANCE-SUISSE

La création annoncée d'un gestionnaire de réseau (ETRANS) responsable unique des échanges aux frontières côté suisse, permet d'envisager la mise en œuvre courant 2006 d'un mécanisme d'enchères explicites journalières coordonnées sur l'interconnexion France-Suisse. Toutefois, l'intérêt de cette mise en œuvre pour le fonctionnement des marchés de l'électricité dépend fortement du niveau de capacité restant disponible après déduction de la capacité nécessaire au passage des contrats historiques qui conservent encore un accès prioritaire sur cette interconnexion. La légitimité de cet accès prioritaire est en cours d'examen par la Commission européenne.

1.3 Transparence en matière d'accès aux interconnexions

Le Règlement européen 1228-2003 sur les échanges transfrontaliers d'électricité définit notamment des règles relatives à la communication d'informations aux acteurs du marché par les GRT et les GRD dans le cadre de la gestion de la congestion.

A cette fin, les données suivantes sont disponibles, publiquement et pour chaque interconnexion, sur le site Internet de RTE :

- prévisions de capacité de transfert nette pendant les période de travaux, un an à l'avance ;
- prévisions de capacité de transfert nette mensuelle et hebdomadaire ;
- capacité nette proposée en J-2 à l'export ;
- capacité allouée aux enchères et nominée en J-1 ;
- prix marginal de chaque enchère (pour IFA, le prix et le volume de chaque offre retenue est disponible) ;
- capacité restant disponible en infrajournalier, après chaque guichet de programmation.

1.4 Détermination des capacités commerciales d'échange

L'information suivante est disponible sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com) :

La méthode de détermination des capacités commerciales d'exportation se déroule selon les étapes suivantes :

- calcul des flux physiques sur tous les ouvrages du réseau ;
- détermination des marges physiques disponibles ;
- transformation des marges physiques en capacités commerciales disponibles.

Cette méthode est appliquée par RTE à toutes les échéances de temps.

Lorsque les offres d'ajustement et le niveau de contraintes sur le réseau le permettent, RTE peut augmenter le niveau de capacité offert aux acteurs en incluant une bande de capacité qui génère un surcoût d'aménagement du système électrique, surcoût qui reste à la charge de RTE. La capacité totale disponible est alors la CDP (Capacité Disponible Proposée).

A. HYPOTHESES

Un calcul de capacité d'échange se fait en fonction d'un ensemble d'hypothèses données et à une certaine échéance de temps. On trouve parmi les hypothèses les éléments suivants :

- état du réseau de transport français ;
- état du réseau de transport des GRT voisins (modèles simplifiés dans certains cas) ;
- prévision de la consommation française (soutirage en MW par nœud du réseau) ;
- prévision de la production française (injection en MW par nœud du réseau) ;
- échanges déjà connus ou prévisions d'échanges.

RTE maîtrise le processus de prévision de la consommation française et développe la coopération avec ses partenaires pour réduire les incertitudes sur les autres hypothèses.

Ces hypothèses s'améliorent plus on se rapproche du jour pour lequel l'étude est effectuée. Les valeurs calculées par RTE sont donc toujours indicatives et peuvent évoluer au cours du temps en fonction des événements affectant les hypothèses de calcul.

B. CALCUL DES FLUX PHYSIQUES SUR TOUS LES OUVRAGES DU RESEAU

En fonction d'hypothèses retenues pour l'étude considérée, RTE procède à un calcul de répartition des flux sur le réseau (ou *load flow*). A l'issue de ce calcul on dispose des puissances actives et réactives sur tous les ouvrages (lignes et transformateurs) du réseau.

C. DETERMINATION DES MARGES PHYSIQUES DISPONIBLES

RTE détermine les marges physiques sur les ouvrages du réseau de façon à ce que l'impact d'un incident sur ses clients soit minimal.

A partir de la situation initiale, un certain nombre d'incidents correspondant principalement à des pertes de lignes du réseau sont, donc, simulés. Les flux physiques après incident sont comparés aux limites physiques admissibles des ouvrages du réseau.

Un ouvrage est dit en contrainte lorsque les limites physiques admissibles (par exemple, les seuils de surcharge) sont dépassées. Les incidents qui doivent être pris en compte et la

définition des conséquences acceptables vis-à-vis de la sûreté de fonctionnement du système électrique (en termes de courant dans les lignes, de tenue de tension, de consommation délestée, *etc.*) sont précisés dans les règles d'exploitation de RTE.

On détecte ainsi l'existence d'éventuelles contraintes (on parle également de congestions) qui peuvent affecter les ouvrages « *intérieurs* » du réseau ou les lignes d'interconnexion. On détermine la capacité physique encore disponible, ou marge physique, sur chacun des ouvrages du réseau.

D. TRANSFORMATION DES MARGES PHYSIQUES EN CAPACITES COMMERCIALES DISPONIBLES

Afin de s'assurer que l'impact d'un incident sera nul sur les utilisateurs des interconnexions, RTE calcule les capacités commerciales à partir des marges physiques en utilisant des coefficients appelés coefficients d'influencement.

Le coefficient d'influencement d'un échange, dans une direction donnée, sur un ouvrage 1 après la perte d'un ouvrage 2, est l'impact d'un volume d'échanges supplémentaire sur l'ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2. Ce coefficient est exprimé en % et en valeur relative. Par exemple, dire qu'un échange de la France vers la Belgique a un influencement de 10 % sur un ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2, signifie que 100 MW d'échanges de la France vers la Belgique augmentent le flux physique de 10 MW sur l'ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2.

La marge physique sur un ouvrage donné est transformée en capacité commerciale disponible sur chacune des interconnexions : on répartit de façon équitable cette marge sur chaque interconnexion et on tient compte des coefficients d'influencement d'un échange supplémentaire sur l'interconnexion, sur le flux physique de l'ouvrage pour l'incident considéré.

Cette transformation de marge physique en capacité commerciale est effectuée pour tous les ouvrages du réseau 400 kV français.

La capacité commerciale disponible sur chaque interconnexion est finalement définie comme étant la valeur minimale des capacités commerciales calculées. Cette capacité commerciale disponible satisfait, donc, à l'ensemble des contraintes étudiées.

Lorsque cette capacité commerciale disponible est calculée sans prévoir aucun aménagement de plan de production, c'est l'ATC (*Available Transfer Capacity*) au sens ETSO.

E. EVALUATION DE CAPACITES COMMERCIALES SUPPLEMENTAIRES SOUMISES A UN COUT DE CONGESTION

A partir du J-2, RTE propose des capacités commerciales supplémentaires par rapport aux ATC calculées précédemment en procédant à un aménagement de plan de production. Ces capacités commerciales supplémentaires sont alors soumises à un coût de congestion, **qui reste à la charge de RTE**. La méthode appliquée se fonde sur les mêmes principes que ceux qui sont utilisés pour déterminer les ATC.

Pour chaque aménagement possible RTE calcule la marge physique dégagée et le coût associé. L'aménagement retenu est celui qui est le moins cher et le plus efficace sur la contrainte la plus forte.

La marge physique dégagée est équitablement répartie entre toutes les interconnexions influençant la contrainte et susceptibles de bénéficier d'une capacité commerciale supplémentaire. Elle est ensuite ramenée à une capacité commerciale en utilisant comme précédemment les coefficients d'influencement, sur l'ouvrage concerné, d'un échange supplémentaire sur chacune des interconnexions.

2 La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution

En France, il existe un seul gestionnaire de réseau de transport, RTE, un important gestionnaire de réseaux de distribution (EDF Réseau Distribution), représentant 95 % de la distribution d'électricité, et environ 160 Entreprises locales de distribution (ELD).

2.1 Les tarifs d'accès aux réseaux

La CRE propose les tarifs d'accès aux réseaux au gouvernement qui ne peut que les accepter ou les refuser, sans pouvoir les modifier. La loi du 13 juillet 2005 qui modifie l'article 4 de la loi du 10 février 2000 relatif à la compétence de la CRE en matière de tarification, prévoit que la proposition de la CRE entre en vigueur deux mois après sa transmission aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sauf opposition de l'un des ministres dans ce délai.

A. LE NOUVEAU TARIF D'ACCES AUX RESEAUX

Le nouveau tarif applicable au 1^{er} janvier 2006 est issu de la décision du 23 septembre 2005 (cf. tableau n° 2 ci-dessous). Sa période d'application envisagée est d'environ deux ans. Les redevances moyennes d'accès au réseau sont exprimées hors taxes et prélèvement applicables⁶.

Pour l'année 2006, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité sont les suivants :

TABLEAU N° 2 : TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX

Redevances moyennes d'accès au réseau	
Dc*	41,9 €/MWh
Ib*	40,2 €/MWh
Ig*	12,6 €/MWh

(*) Classification Eurostat :

Dc : Ménage: consommateur ayant une consommation annuelle de 3 500 kWh/an.

Ib : entreprise commerciale ayant une consommation annuelle de 50 MWh/an et une puissance maximale souscrite de 50 kW.

Ig : entreprise industrielle ayant une consommation annuelle de 24 GWh/an et une puissance maximale souscrite de 4 000 kW.

La CRE fixe non seulement le niveau des tarifs mais aussi leur structure. Le retour d'expérience tiré de l'application des premières règles tarifaires a fait apparaître la nécessité d'améliorer la transparence du tarif vis-à-vis des utilisateurs. Dans cette optique, le tarif, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006, distingue clairement les composantes de gestion des contrats, de comptage et celles relatives à l'utilisation des infrastructures de réseau, chacune correspondant à une des activités du métier de gestionnaire de réseau. Afin également d'améliorer l'information des utilisateurs de réseaux, la CRE a jugé nécessaire de leur faciliter la simulation du calcul des nouveaux tarifs et le choix de ceux qui sont les plus adaptés à leur situation. A cet effet, elle a mis en place, sur son site Internet, une calculatrice des tarifs de réseaux (http://www.cre.fr/reseaux/calculatrice_2006.jsp).

⁶ Hors contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité fixées par le décret no 2005-123 du 14 février 2005 et l'arrêté du 129 décembre 2005.

B. LE NIVEAU DES CHARGES DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX

Pour établir sa dernière proposition, la CRE s'est fondée sur les conclusions des audits menés sur les comptes dissociés d'EDF des exercices 2000 et 2002, ainsi que sur les comptes de 2003. Par ailleurs, la proposition tarifaire prend en compte les évolutions de l'organisation du secteur intervenues à l'occasion de l'ouverture à la concurrence pour les clients non résidentiels depuis le 1^{er} juillet 2004 :

- prise en charge de 20 % des coûts de gestion de la relation avec les clients par les gestionnaires de réseau, le reste étant supporté par les fournisseurs ayant signé un « *contrat unique* » ;
- possibilité offerte aux utilisateurs de demander l'installation de dispositifs de comptage plus adaptés à leurs besoins et d'être propriétaires de leur dispositif de comptage ;
- couverture des coûts liés à la mise en place de mécanismes de responsable d'équilibre et de profilage pour les utilisateurs disposant d'un point de connexion ;
- facturation par les gestionnaires des réseaux publics, selon un barème de prix public, transparent et applicable sans discrimination, de prestations complémentaires, dont les coûts étaient auparavant partiellement inclus dans les charges couvertes par les tarifs réglementés, sans que le statut juridique de ces prestations ait été clairement défini.

La proposition tient compte également des évolutions introduites par le règlement du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 et la loi du 9 août 2004. Celles-ci concernent les actifs inclus dans les périmètres du transport et de la distribution, le financement des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseau ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales. Les recettes obtenues par les enchères de capacité de réseau aux interconnexions internationales diminuent le niveau des tarifs de transport, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.

C. L'EQUILIBRE DES CHARGES ET DES PRODUITS

La fixation du niveau du tarif considère les charges d'exploitation et de capital mais aussi les recettes prévisionnelles associées à chacune des activités régulées des gestionnaires de réseaux. A cet effet, la CRE a procédé à une évaluation des coûts et des recettes prévisionnels du réseau public de transport pour la période 2006 à 2007. En revanche, pour les réseaux publics de distribution, seule l'année 2006 a fait l'objet de prévisions. Cette méthode a été retenue en raison des modifications d'organisation et de modes opératoires attendues en 2007 à l'occasion de l'ouverture à la concurrence de la fourniture pour les clients résidentiels.

Les charges de capital, quant à elles, se composent de la rémunération et amortissement de la base d'actifs régulée.

D. LA REMUNERATION DES ACTIFS

En ce qui concerne le transport, la valeur de la base d'actifs régulée de RTE correspond à la valeur nette comptable de ses actifs au 1^{er} janvier de l'année, diminuée des subventions d'investissements de l'exercice. Son montant au 1^{er} janvier 2006 est de 10 799 M€. Pour la distribution, la base d'actifs régulée reflète la valeur comptable des actifs concédés et tient compte des particularités liées à l'existence du régime des concessions publiques de distribution. Son montant au 1^{er} janvier 2006 est de 26 324 M€.

La méthode de calcul du taux de rémunération de la base d'actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC). Le taux a été fixé, pour la durée de validité du tarif, à 7,25 % nominal avant impôt pour RTE et ERD, contre 6,5 % pour la période précédente.

E. DES GAINS DE PRODUCTIVITE DEMANDES

Conformément à l'article 4 du règlement du 26 juin 2003, la CRE souhaite prendre en compte des coûts « *correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Elle demande donc aux gestionnaires de réseau de réaliser des gains de productivité pendant la période d'application des règles tarifaires qu'elle propose. Ces gains de productivité prennent la forme d'une réduction globale de 3 % appliquée au montant des charges prévisionnelles proposées par les gestionnaires de réseaux. L'assiette de coûts sur laquelle est calculée cette réduction globale est définie comme la somme des charges de personnel et des consommations externes. Les charges de capital résultant des investissements ne sont donc pas concernées.

F. UN NOUVEAU COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS (CRCP)

Une autre innovation de la dernière proposition tarifaire est la mise en œuvre d'un compte fiduciaire extra-comptable, intitulé Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP). Son objectif est de prendre en compte l'incertitude de certaines catégories de charges et recettes, non maîtrisables par les gestionnaires réseaux publics. La CRE a considéré que les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics, les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins, ainsi que le résultat des activités de fourniture des prestations complémentaires présentent un degré de difficulté de maîtrise et de prévision par les gestionnaires de réseau qui justifie leur prise en compte par le CRCP. Par ailleurs, les charges de capital prises en compte dans le tarif visent à refléter les investissements réalisés en application des procédures d'investissement et de la réglementation applicables aux réseaux publics de transport et de distribution. Dans cette mesure, ces charges de capital sont également éligibles au CRCP pour la part non prévue initialement par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actifs régulée.

2.2 La qualité de service des réseaux d'électricité

A. LA QUALITE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

La CRE a engagé depuis décembre 2003 l'élaboration d'un compte rendu d'activités, contenant un ensemble d'indicateurs devant être renseigné périodiquement par les gestionnaires de réseaux. Compte tenu des problèmes spécifiques liés au volume d'information à traiter, ce travail a été mené en priorité avec EDF Réseau Distribution, principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité français. Le contenu du compte rendu d'activités a été défini en octobre 2005. Les indicateurs de suivi ont été répartis selon cinq thèmes :

- la connaissance du patrimoine de distribution, qui inclut la description de l'état du réseau et de la clientèle, ainsi que l'évolution physique des infrastructures de réseau ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde tension ;
- la qualité de service du distributeur, qui comprend les conditions de raccordement, la gestion courante des contrats et des engagements liés à la démarche qualité, ainsi que le suivi des activités de comptage ;
- les pertes en lignes ;
- l'évolution des coûts et des recettes, qui inclut les charges et recettes du distributeur, les immobilisations et les investissements effectués sur les réseaux.

Ces indicateurs ne sont pas significatifs à l'échelle nationale et sont donc pour la plupart renseignés à une échelle adaptée (région ou concession). Cela facilite la détection de zones où la qualité de service est perfectible et ce constat est utilisé pour inciter les investissements sur ces zones.

Les conditions de la mise en place de ce compte rendu par les principales ELD sont en cours d'examen par la CRE.

B. LA QUALITE DU RESEAU DE TRANSPORT

Depuis 2001, la CRE recueille des données qui décrivent les performances du réseau public de transport d'électricité. Le compte rendu d'activités de RTE a fait l'objet d'améliorations au cours de l'année 2005, avec le suivi des indicateurs relatifs aux sept régions de l'organisation territoriale de RTE. Il inclut désormais un suivi des événements système significatifs (ESS), classés par gravité.

C. L'ANALYSE DE LA QUALITE DE SERVICE A ETE AMELIOREE

Les comptes rendus d'activité fournissent des outils pratiques et fiables à la CRE qui lui permettent d'améliorer sa connaissance des performances globales des réseaux publics en matière de qualité, ainsi que leur évolution dans le temps. Ces résultats seront intégrés aux comparaisons internationales menées sur les performances de qualité de service des réseaux européens.

Par ailleurs, ils donnent à la CRE la possibilité de déterminer des objectifs pertinents de niveaux de qualité de service et les paramètres des mécanismes économiques d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux. Cette évolution est prévue dans l'annexe de la décision tarifaire du 23 septembre 2005⁷, qui indique que « [...] *la CRE mettra en place une régulation incitative intéressante [les gestionnaires des réseaux publics d'électricité] financièrement à l'amélioration de leurs niveaux de qualité de fourniture et de service* ». Ce système fera « *partie de la proposition qu'elle formulera [et] devant entrer en vigueur au début de l'année 2008* ».

Pour cela, la CRE s'appuiera sur l'expérience de systèmes déjà mis en place dans d'autres pays européens. Ces comptes rendus fourniront également les éléments utiles à la CRE pour l'élaboration des avis et propositions qu'elle émettra sur la réglementation des niveaux de qualité à respecter par les gestionnaires de réseaux publics.

2.3 L'ajustement

A. LES REGLES DU MECANISME D'AJUSTEMENT

En vertu de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, « *la Commission de régulation de l'énergie approuve, préalablement à leur mise en oeuvre, les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement ainsi que les critères de choix entre les propositions d'ajustement qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport* ».

En application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2003, RTE a mis en oeuvre, le 1^{er} avril 2003, un mécanisme de marché pour la gestion de l'équilibre du réseau en temps

⁷ Annexe, partie III-B-2-c.

réel et la résorption des contraintes techniques d'exploitation en temps réel de son réseau non couvertes par les services système.

Les Règles du mécanisme d'ajustement font l'objet d'une révision annuelle, après concertation avec les acteurs concernés et approbation de la CRE. Les modifications introduites ont pour objectif d'améliorer le fonctionnement du mécanisme, en augmentant son efficacité et sa robustesse, et d'agir sur certains paramètres dans le but d'assurer l'équilibre des flux financiers liés au paiement des offres d'ajustement et au règlement des écarts des responsables d'équilibre.

B. LE FONCTIONNEMENT DU MECANISME D'AJUSTEMENT

Le mécanisme d'ajustement est un mécanisme de marché, ouvert aussi bien aux producteurs français qu'aux grands consommateurs effaçables et aux acteurs étrangers. En France, une seule zone d'ajustement existe ; elle correspond au réseau de RTE.

Par un système d'offres à la hausse et à la baisse, les acteurs du marché communiquent les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier leurs programmes de production ou de consommation. RTE compense les déséquilibres en sélectionnant des offres, après les avoir interclassées selon un critère de préséance économique et en prenant en compte les contraintes techniques exprimées par les acteurs. De par la loi, la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Lorsqu'ils transmettent au GRT français leurs programmes de production pour la journée du lendemain, les producteurs lui remettent donc dans le même temps, de manière implicite, des offres d'ajustement.

Parallèlement, grands consommateurs et acteurs étrangers peuvent également participer au mécanisme d'ajustement en remettant à RTE des offres explicites d'ajustement.

A l'initiative de la CRE, de nouvelles mesures s'appliquent depuis le 1^{er} juillet 2006 pour faciliter l'équilibrage des positions des responsables d'équilibre (mesures qui profitent particulièrement aux petits fournisseurs, qui ne bénéficient que modérément du foisonnement de leurs sites). En particulier, le principe d'une augmentation du nombre de guichets infrajournaliers de programmation, d'échanges de blocs entre responsables d'équilibre, et de soumission d'offres d'ajustement, a été acté. Ce nombre passera de 12 à 24 dès le premier trimestre de 2007.

Par ailleurs, le « *délai de neutralisation* » d'une heure appliqué sur les échanges de blocs sera supprimé avant le 15 septembre 2006. A partir de cette date, les échanges de blocs entre responsable d'équilibre pourront donc entrer en vigueur dès l'instant où RTE en prendra connaissance (i.e. dès l'heure du guichet de notification de l'échange). La CRE a également demandé à RTE d'étudier la faisabilité d'une nouvelle réduction du « *délai de neutralisation* » imposé sur la programmation de la production. Actuellement de deux heures, ce délai pourrait éventuellement être réduit à une heure s'il est avéré que cette mesure permet de réduire les coûts globaux d'équilibrage sans dégrader la sécurité d'approvisionnement de court terme.

Voici quelques caractéristiques du *market design* de l'ajustement en France :

- à partir du 1^{er} trimestre de 2007, les horaires des guichets de programmation et de soumission des offres d'ajustement seront les suivants :

- guichet J-1 : 16 h ;
- 24 guichets infrajournaliers : toutes les heures à partir de 22 h en J-1 jusqu'à 21 h en J.
- le délai imposé avant l'entrée en action de modifications dans les programmes de production (ou « *délai de neutralisation* » sur la production) est de 2 heures ;
- les offres d'ajustement sont activées sur des pas de 5 minutes ;
- les offres d'ajustement sont rémunérées au prix d'offre (mode « *pay as bid* ») ;
- les écarts des responsables d'équilibre sont calculés au pas de 30 minutes.

C. MECANISME DE CALCUL DES ECARTS ET DES PRIX ASSOCIES

Tout acteur voulant effectuer des transactions d'énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre, entité en charge du paiement des écarts observés au sein de son périmètre.

Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, et définis comme la différence entre les injections physiques et les soutirages physiques mesurés sur leurs périmètres.

Le prix des écarts est calculé de la façon suivante :

TABLEAU N° 3 : LE PRIX DES ECARTS

	Cas où l'écart global du système est positif	Cas où l'écart global du système est négatif
Prix des écarts positifs	$\text{Min}(\text{Ppowernext}, \text{PMP Baisse} / (1+K))$	Ppowernext
Prix des écarts négatifs	Ppowernext	$\text{Max}(\text{Ppowernext}, \text{PMP Hausse} * (1+K))$

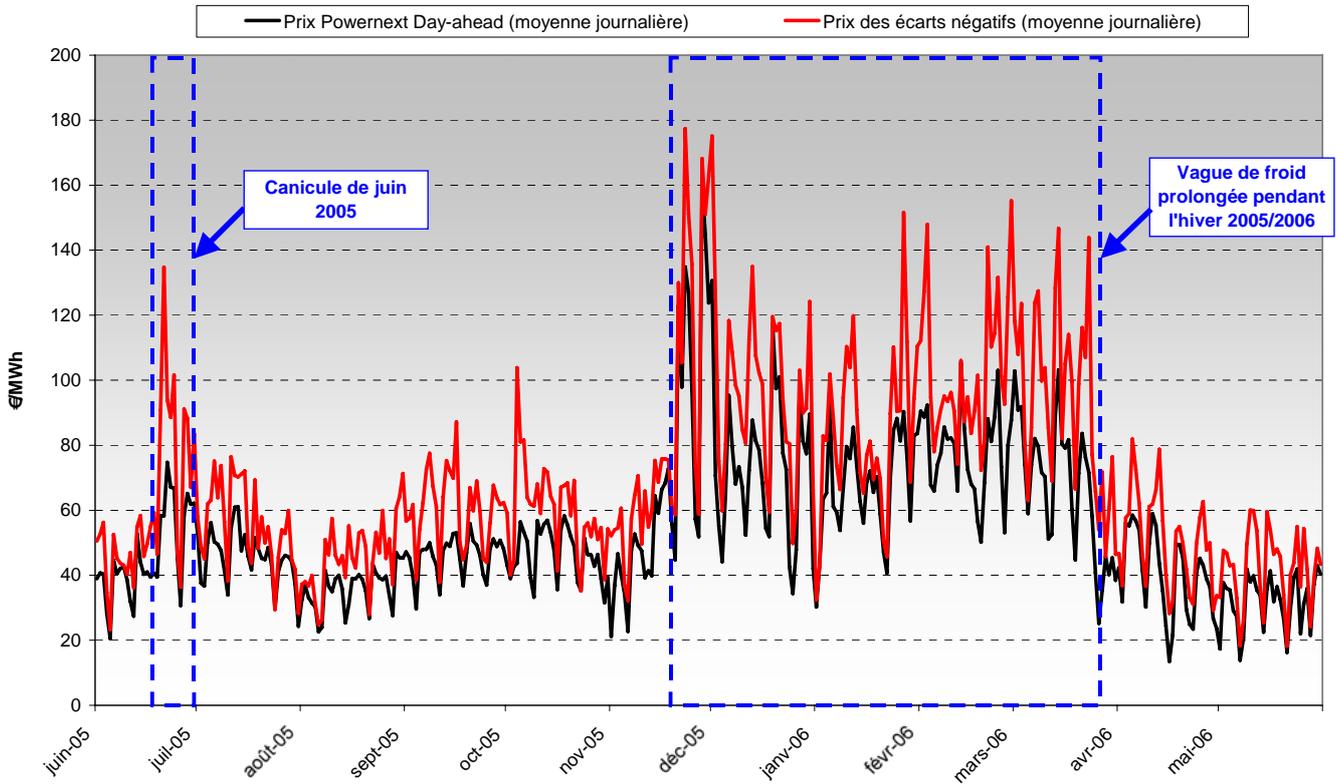
Où :

- Powernext représente le prix de la bourse (ou prix spot) pour la demi-heure concernée ;
- PMP Hausse représente le prix moyen des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMP Baisse représente le prix moyen des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- K est une variable d'ajustement visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts. La valeur de K a été abaissée de 0,15 à 0,05 le 1^{er} juillet 2006 à la demande de la CRE.

Par construction, le prix des écarts négatifs est toujours supérieur au prix de Powernext, et le prix des écarts positifs lui est toujours inférieur.

Depuis un an, les prix des écarts ont à nouveau connu des périodes de tension. De fin novembre 2005 à fin mars 2006, la France a connu une vague de froid prolongée qui a tiré les prix de l'ajustement vers le haut. Plus récemment, au cours de la deuxième partie du mois de juin 2005, les températures élevées ont entraîné, d'une part, une hausse de la consommation (du fait du recours massif à la climatisation), d'autre part, des limitations sur la production (par application de la réglementation sur les températures de rejet dans les cours d'eau). L'utilisation d'offres d'ajustement coûteuses était alors nécessaire.

FIGURE N° 2 : PRIX DES ECARTS



D. ROLE DES ACTEURS ETRANGERS ET DES CONSOMMATEURS

Dès l'introduction du mécanisme d'ajustement, dans le but d'encourager la concurrence et d'accroître le volume de réserve à la disposition du GRT, l'accès au mécanisme d'ajustement a été ouvert aux acteurs intervenant via l'interconnexion avec la Suisse, ainsi qu'aux consommateurs reliés au réseau public de transport. Par la suite, l'accès au mécanisme a été ouvert aux acteurs anglais et espagnols (en novembre 2004), aux acteurs allemands (en septembre 2005), puis aux acteurs italiens (en avril 2006). Les acteurs suisses et allemands participent régulièrement au mécanisme, pour des volumes importants (leur part de marché sur les offres à la hausse est d'environ 25 %), tandis que la participation des acteurs espagnols, anglais et italiens est plus épisodique.

En avril 2005, l'accès au mécanisme a été étendu aux sites de consommation ou de production raccordés au réseau public de distribution. Il faut noter en revanche qu'à l'heure actuelle les acteurs français ne peuvent participer à aucun marché d'ajustement étranger. Néanmoins, dans la perspective de l'intégration des mécanismes d'ajustement européens, la CRE a demandé à RTE d'étudier des mécanismes d'échanges de réserves entre gestionnaires de réseau de transport qui permettraient d'améliorer l'usage des moyens d'ajustement à leur disposition, et rendraient possible la participation indirecte des acteurs français aux mécanismes d'équilibrage étrangers.

E. COMMERCE INFRA-JOURNALIER

La bourse française de l'électricité ne permet pas à l'heure actuelle d'échanges en infrajournalier. Seuls des échanges en OTC sont possibles. Ces échanges doivent faire l'objet

d'une déclaration à RTE, via le mécanisme des guichets d'interconnexions ou d'échanges de blocs.

La CRE a récemment demandé à RTE d'étudier l'impact et la faisabilité de la création d'un marché organisé pour les échanges commerciaux intrajournaliers.

F. OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE

Le degré de transparence sur le mécanisme d'ajustement a fortement crû depuis sa mise en place, en particulier dans l'optique d'améliorer la compréhension du fonctionnement du mécanisme par les petits acteurs, afin de leur en faciliter l'accès.

RTE publie sur son site Internet les informations suivantes :

- volumes d'ajustement activés à la hausse et à la baisse pour les différents motifs (équilibre global, résolution des congestions, reconstitution des services système et des marges d'exploitation), par demi-heure ;
- prix moyens et prix marginaux des ajustements à la hausse et à la baisse, pour chaque demi-heure ;
- prix des écarts positifs et négatifs, pour chaque demi-heure ;
- niveau des marges d'exploitation aux pointes de consommation, publiées en J-1 pour J ;
- courbe agrégée des offres d'ajustement à la hausse disponibles aux pointes de consommation ;
- bilan mensuel sur l'ajustement, regroupant des statistiques sur les aspects suivants :
 - caractéristiques des offres fréquemment appelées ;
 - part des ajustements par technologie ;
 - qualité des indicateurs publiés ;
 - état du compte ajustements/écarts ;
 - taux de fiabilité des systèmes de notification des programmes, des offres d'ajustement et des échanges de blocs (publication effective depuis le 1^{er} juillet 2006) ;
 - bilan par frontière et par jour des volumes d'énergie activés au titre des contrats d'échanges de réserve entre RTE et d'autres GRT (publication effective depuis le 1^{er} juillet 2006).
- avis d'envoi de message d'alerte et de passage en « *mode dégradé* » pour insuffisance d'offres (depuis le 1^{er} juillet 2006).

2.4 Les principes de dissociation comptable

En application des dispositions de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, modifiée, les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières doivent faire l'objet d'une approbation par la CRE, après avis du Conseil de la concurrence. Par délibération en date du 11 janvier 2001, la CRE a constaté que les principes proposés par les opérateurs ne lui permettait pas de se prononcer valablement. En conséquence, en application des dispositions de l'article 37 § 6 de la loi susvisée, le 15 février 2001, la CRE a précisé elle-même les principes de dissociation comptable applicables dès les comptes de l'année 2000.

Les principes de dissociation comptable sont les suivants :

Le périmètre de l'activité de transport correspond à celui du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) qui est filialisé depuis le 1^{er} janvier 2005. Ce périmètre comprend l'ensemble des liaisons du réseau métropolitain continental et de ses interconnexions dont la

tension est égale ou supérieure à 63 kV. Le périmètre de l'activité de distribution recouvre les activités liées à la gestion du réseau de distribution en métropole continentale et des réseaux dans les zones non interconnectées. Le périmètre de l'activité « *autre Production* » inclut l'ensemble des activités liées à la production d'énergie électrique, aux interconnexions et aux échanges avec l'étranger. Les périmètres des activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles comprennent respectivement l'ensemble des activités liées à la commercialisation et à la gestion commerciale de la clientèle éligible et de la clientèle non éligible. Le périmètre des « *autres activités* » recouvre l'ensemble des activités exercées en dehors du secteur de l'électricité.

Les principes de tenue des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles ont été approuvés, sous certaines réserves, par la CRE le 14 juin 2006.

Pour l'imputation des postes de bilan et des comptes de charges et de produits c'est le principe de l'imputation directe qui est le principe directeur. Lorsqu'un élément de l'actif est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal. Si un élément ne peut, par nature, être affecté à une activité à titre principal, il est alors réparti entre plusieurs activités selon des règles conformes au principe de non-discrimination et d'absence de subvention croisée. Enfin, lorsque des produits et des charges sont identifiés comme relevant d'une activité à titre principal, ils sont imputés à cette activité, avec une refacturation de produits ou de charges aux autres activités.

Depuis 2005, les opérateurs électriques ne sont plus tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la Commission de régulation de l'énergie.

Les comptes dissociés sont soumis à l'approbation des commissaires aux comptes qui certifient les comptes annuels des opérateurs. De plus, la Commission de régulation de l'énergie peut, en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000, procéder à des audits. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités à cet effet, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

Les relations financières entre activités dissociées font l'objet de protocoles, dont la mise en place est prévue par la loi pour certains d'entre eux (accès aux infrastructures par exemple). Les conditions applicables aux entités dissociées en vertu de ces protocoles doivent être les mêmes que celles qui s'appliquent aux tiers, conformément aux règles de non-discrimination et d'interdiction des subventions croisées entre activités dissociées. A cet effet, lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public (accès aux infrastructures régulées) ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

En cas de manquements à ces règles, la Commission de régulation de l'énergie peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3° de l'article 40 de la loi du 10 février 2000 et appliquer des sanctions pécuniaires qui en découlent visées au 1° de l'article 40. La sanction pécuniaire ne peut excéder 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos et être portée à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. Il n'y a pas de sanctions autres que celles prévues à l'article 40 visé ci-dessus.

2.5 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics⁸

Le gestionnaire du réseau public de transport est, depuis le 1^{er} septembre 2005, en application de la loi du 9 août 2004, une filiale juridique séparée de l'entreprise intégrée commercialisant l'électricité. La séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution devra être effective au plus tard le 1^{er} juillet 2007.

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

Le gestionnaire du réseau public de transport, RTE, ainsi que tous les gestionnaires de réseaux de distribution qui approvisionnent plus de 100 000 clients raccordés, ont élaboré un code de bonne conduite au cours de l'année 2005 et l'ont communiqué à la CRE. Les codes ont été diffusés à l'ensemble du personnel des gestionnaires de réseaux.

Les codes ont été publiés sur les sites Internet des gestionnaires de réseaux. Toutefois, l'accessibilité de certains n'est pas toujours aisée et, en dépit de leur publication depuis près d'un an, ils sont encore largement méconnus des utilisateurs des réseaux, qui doivent pourtant en être les principaux bénéficiaires.

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

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

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

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

- les codes doivent prévoir plus explicitement des contrôles internes et externes des résultats atteints en matière de non-discrimination et de transparence. Ils doivent rappeler aux agents les sanctions disciplinaires en cas de non-respect des règles en matière de non-discrimination ;
- les codes doivent être simplifiés et rendus plus accessibles aux utilisateurs de réseaux. Un dispositif de traitement des réclamations des clients doit être prévu et rendu public ;
- chaque gestionnaire de réseau doit mettre en place un indicateur de respect du principe de non-discrimination élaboré à partir des réclamations des clients ;
- les gestionnaires de réseaux d'électricité doivent poursuivre les efforts entamés en vue d'améliorer la transparence de leurs pratiques à l'égard des utilisateurs de réseaux, en complétant rapidement leurs référentiels techniques ;

⁸ Un tableau récapitulatif (n° 10) concernant des données chiffrées relatives à la séparation des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers figure en page 56.

- les audits réalisés dans le cadre de la certification ISO 9001 peuvent compléter les contrôles internes.

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

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

Les réseaux doivent être gérés indépendamment des autres activités des groupes intégrés. Des progrès ont été enregistrés en matière de transport. En revanche, la séparation des activités de fourniture et de gestion des réseaux de distribution n'est pas encore effective, alors qu'elle est essentielle pour assurer l'indépendance de l'activité de gestion de réseau dès le 1^{er} juillet 2007.

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

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

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

L'indépendance d'un gestionnaire de réseau de transport est réduite par la faculté, résultant des lois applicables aux sociétés anonymes, pour tout actionnaire ou tout administrateur d'accéder en permanence à une information exhaustive pour exercer sa mission ou son mandat. Cette faculté ne peut, en l'état actuel du droit national, être limitée. Or, la

protection des ICS est incompatible avec le fait que les administrateurs mandatés par un actionnaire peuvent toujours avoir accès à certaines informations et les lui rapporter.

La confusion d'image entre activités régulées et concurrentielles est préjudiciable. EDF Réseau Distribution a fait le choix d'une identité visuelle proche pour ses activités concurrentielles de fourniture et ses activités régulées de gestionnaire de réseau de distribution.

Cette confusion est préjudiciable à la bonne compréhension par les clients de l'organisation du marché et de son fonctionnement.

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

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

*
* *

III . Le fonctionnement du marché français de l'électricité

en application de l'article 23, § 8 et 1, point h de la directive 2003-54-CE

Afin de mettre à la disposition du public des données de référence sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, la CRE a mis en place un Observatoire trimestriel des marchés constitué d'indicateurs quantitatifs. Disponible sur le site Internet de la CRE (www.cre.fr) en version française et anglaise, il comporte une description des marchés de gros et de détail en France métropolitaine.

1 Le marché de gros

1.1 Production - consommation

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2005 à 482,4 TWh, supérieure à la consommation de 2004 de 0,7 %. La consommation maximale a été en 2005 de 86 024 MW. Ce record historique a été battu le 27 janvier 2006, avec 86 280 MW de consommation instantanée.

Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 115 500 MW en 2005, contre 116 700 en 2004.

Avec 87 % de la puissance installée, seul EDF producteur atteint le seuil de 5 % de la capacité de production installée disponible. Les deux autres producteurs significatifs sont :

- Electrabel-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM et ses participations dans le parc nucléaire, exploite 4% de la puissance installée ;
- La SNET (groupe ENDESA), qui détient 2 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détiennent au total 93 % de la puissance installée.

Le tableau ci-dessous représente la structure du marché français à différents points de l'ordre de mérite :

TABLEAU N° 4 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	2	EDF, Total
Semi-Base	3	EDF, SNET, Gaz De France
Pointe	2	EDF, SNET
Hydraulique	3	EDF, CNR, SHEM
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

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

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

1.2 Les marchés organisés

Parmi les volumes d'électricité commercialisé en 2005 sur Powernext :

- les volumes traités en *day-ahead* (produits horaires ou blocs cotés la veille pour le lendemain) ont progressé de 39 % en un an, passant de 14,2 TWh en 2004 à 19,7 TWh en 2005 ;
- les volumes *futures* traités depuis l'ouverture de Powernext Futures, le 18 juin 2004, sont en progression régulière. Au cours de l'année 2005, 62,4 TWh ont été négociés sur Powernext Futures (contre 12,8 TWh de juin à décembre 2004).

Depuis le 29 août 2005, la bourse allemande EEX propose des produits *Futures* base et pointe à livraison physique en France : après avoir lancé des produits annuels cet été, des produits trimestriels sont cotés depuis octobre et des produits mensuels depuis décembre 2005. EEX propose également un service de compensation de transactions OTC. Du 29 août au 31 décembre 2005, EEX France a traité un volume de 1,6 TWh.

1.3 Le marché OTC

L'essentiel des transactions sur le marché français restent effectuées en gré-à-gré (OTC).

La CRE n'a pas accès aux transactions bilatérales ; elle ne connaît que les volumes des livraisons physiques nettes entre acteurs. En 2005, ces livraisons ont atteint un volume total de 200 TWh, en hausse de 27 % par rapport à 2004 (157 TWh).

1.4 Intégration du marché français avec les marchés frontaliers

Le marché de gros français reste national. Il n'existe pas de marchés régionaux au sein du marché français.

En revanche, le marché français est assez fortement lié aux marchés allemand et britannique ; il l'est moins avec les marchés des autres pays frontaliers, bien que l'interaction des marchés semble avoir progressé depuis 2004 :

- En 2005, les prix français ont été assez corrélés aux prix allemands et britanniques.

TABLEAU N° 5 : COEFFICIENTS DE CORRELATIONS ENTRE LES PRIX SPOT BASE FRANCE ET LES PRIX SPOT BASE DES AUTRES PAYS

	France/Allemagne	France/Espagne	France/UK	France/Italie
2004	91 %	61 %	53 %	50 %
2005	89 %	67 %	84 %	53 %

Sources : données 2004 et 2005, Powernext, EEX, OMEL, Platts UK et IPEX (la CRE ne dispose pas des données de prix concernant les marchés belge et suisse)

- En 2005, les échanges avec l'Allemagne représentent la majeure partie des importations/exportations, et un volume significatif au regard de la taille du marché français.

L'année dernière, la France a importé 32,1 TWh dont 21,2 TWh depuis l'Allemagne (contre en 29,1 TWh 2004 dont 20 TWh depuis l'Allemagne) et exporté 90,9 TWh (contre en 89,6 TWh 2004). Le tableau suivant donne la répartition par frontière de ces échanges, qui n'a que très peu évolué entre 2004 et 2005 :

TABLEAU N° 6 : REPARTITION DES ECHANGES PAR FRONTIERES

		Suisse	Allemagne	Belgique	Espagne	Grande-Bretagne	Italie
2004	Importations	19 %	68 %	3 %	7 %	4 %	0 %
	Exportations	29 %	12 %	15 %	8 %	12 %	24 %
2005	Importations	19 %	66 %	4 %	2 %	4 %	3 %
	Exportations	29 %	12 %	14 %	8 %	13 %	22 %

Source : données publiques RTE

1.5 Les fusions acquisitions dans le secteur

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

- En novembre 2005, le capital d'EDF a été introduit en bourse à hauteur de 13,8 %. La loi du 9 août 2004 autorise l'État à céder, au plus, 30 % du capital de l'opérateur historique.
- En juillet 2005, le capital de Gaz de France a été introduit en bourse à hauteur de 19,8 %. La loi du 9 août 2004 autorise l'État à céder, au plus, 30 % du capital de l'opérateur historique.
- Suez a acquis au cours du dernier trimestre de 2005 la totalité du capital de l'opérateur historique belge Electrabel, dont il était déjà l'actionnaire principal. En février 2006, Suez et Gaz de France ont annoncé un projet de fusion entre les deux groupes.

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

2 Le marché de détail

2.1 Les éligibles

Avant l'ouverture du marché français de l'électricité (juin 2000), l'ensemble des sites de consommation étaient tous soumis à des tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics. A partir de juin 2000, tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh sont devenus éligibles, c'est à dire qu'ils ont obtenu le droit de quitter leur contrat sous tarif réglementé :

- soit en renégociant leur contrat avec le fournisseur historique ;
- soit en changeant de fournisseur.

Par la suite, l'ouverture du marché français de l'électricité a connu deux étapes décisives :

- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh ;
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités territoriales.

Les particuliers ne sont pas encore éligibles.

Si, tous les mois, près de 30 000 sites en moyenne quittent le régime des tarifs réglementés pour les nouvelles offres des fournisseurs historiques et de leurs concurrents, la grande majorité des sites éligibles reste encore soumise aux tarifs réglementés. Au 1^{er} juin 2006, la CRE évalue à près de 13 % le nombre de sites éligibles ayant effectivement fait jouer leur éligibilité (soit 604 900 sites).

Encadré n° 2 : segmentation de la clientèle éligible

Afin d'assurer le suivi du marché de détail, la CRE a défini une segmentation de la clientèle éligible :

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

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

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

2.2 Les parts de marché

Au 1^{er} juin 2006, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites éligibles, est de 4,8 % (soit environ 14,8 % du volume de consommation éligible). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est limitée sur le segment des sites moyens :

TABLEAU N° 7 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES) :

Tous sites	Grands	Moyens	Petits
4,8 %	4,2 %	0,6 %	5,1 %

A. ANALYSE EN TERME DE NOMBRE DE SITES

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5 % du marché éligible. Cette remarque est également valable pour les 3 sous-segments du marché des éligibles décrits ci-dessus.

Les parts de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs de chaque segment sont :

- 96 % (tous segments) ;
- 93 % (segment des GRANDS sites) ;
- 98 % (segment des MOYENS sites) ;
- 96 % (segment des PETITS sites).

Les fournisseurs étrangers en France regroupent l'ensemble des fournisseurs de droit étranger actifs sur le marché français ainsi que les fournisseurs de droit français dont l'actionnaire principal est un fournisseur de droit étranger. Les parts de marché des fournisseurs étrangers en France sont :

- 0,05 % (tous segments) ;
- 3 % (segment des GRANDS sites) ;
- 0,04 % (segment des MOYENS sites) ;
- 0,03 % (segment des PETITS sites).

B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5 % du marché éligible. La part de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs est de 94 %. La part de marché des fournisseurs étrangers est de 6 %.

2.3 Les fournisseurs historiques

A. FOURNISSEURS HISTORIQUES AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE PRODUCTION

En France, on dénombre plus de 160 fournisseurs historiques, qui assuraient historiquement la fourniture et la distribution dans des zones géographiques :

- EDF, qui a également une activité de production, alimentait 95 % des sites de consommation français ;
- environ 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD) alimentaient les 5 % restant ; parmi ces 160 ELD, 52 ELD ont une activité de production (chiffre de 1998).

B. FOURNISSEURS ALTERNATIFS AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE DE PRODUCTION

Au 1^{er} juin 2006, 5 fournisseurs alternatifs actifs depuis l'ouverture des marchés, sont dotés de capacités de production : SNET, CNR, Electrabel, Gaz de France et Total.

Au total donc, en France, 58 fournisseurs environ disposent de capacités de production.

C. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE DE GESTIONNAIRE DE RESEAU

En France, un seul fournisseur (EDF) a une activité de gestionnaire du réseau de transport (GRT).

EDF ainsi que les 160 ELD ont une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

Parallèlement, des fournisseurs ne possédant pas d'activité de transport ou de distribution d'électricité sont entrés sur le marché, depuis l'ouverture des marchés. Au 1^{er} juin 2006, on en dénombrait une vingtaine actifs en France.

2.4 Le changement de fournisseur

Au 30 juin 2004, le marché de l'électricité était ouvert uniquement pour certains sites du segment des GRANDS sites. Les fournisseurs alternatifs détenaient alors environ 800 sites.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, les fournisseurs alternatifs ont pu développer des offres également pour les autres segments de clientèle. Ainsi, au 1^{er} juin 2006, les fournisseurs alternatifs détiennent 215 300 sites, soit :

- 1 500 sites sur le segment des GRANDS sites ;
- 2 500 sites sur le segment des MOYENS sites ;
- 211 300 sites sur le segment des PETITS sites.

Leur consommation représente 14,8 % du marché éligible.

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Ces procédures ne sont pas définies par la loi. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur de l'électricité (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteur, Administration). L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide, et gratuit.

L'ouverture du marché de l'électricité a vu l'émergence de deux types de contrats. La procédure standard applicable pour changer de fournisseur dépend du type de contrat signé par le consommateur.

A. LE CONTRAT UNIQUE

Le client signe un contrat unique, qui prévoit à la fois les conditions de la fourniture de l'électricité et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution⁹.

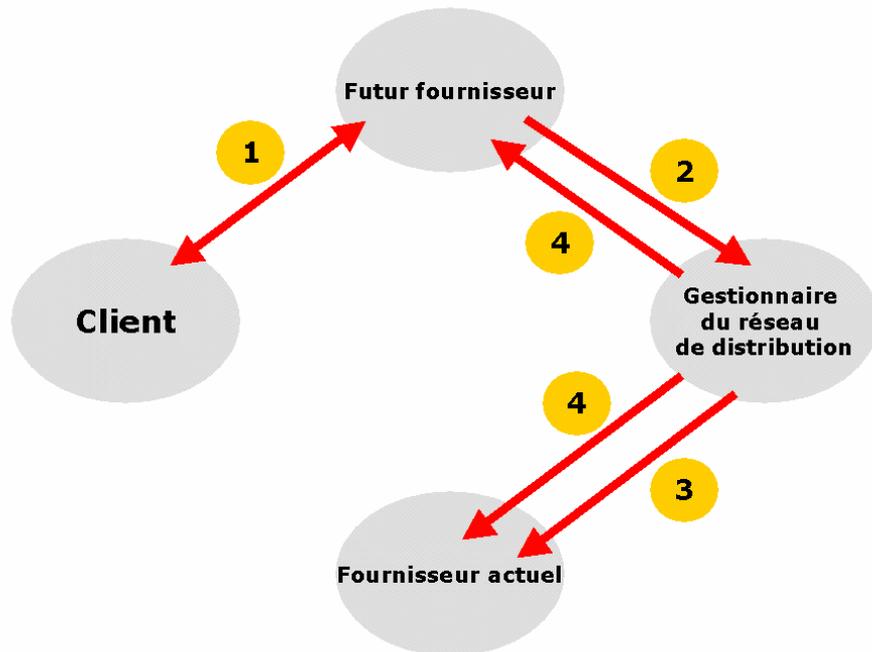
a. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE SONT LES SUIVANTES :

- le client signe une « *attestation de changement de fournisseur* », conservé par son futur fournisseur ;
- le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution de la volonté du client de changer de fournisseur ;
- le gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
 - il vérifie la recevabilité de la demande (pour éviter les fraudes) ;
 - il transmet la copie de l'accusé de réception au fournisseur actuel du client.
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client :
 - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
 - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

Certains gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) imposent des obligations supplémentaires à leurs clients : certains exigent systématiquement du futur fournisseur l'« *attestation de changement de fournisseur* » signée par le client, d'autres réalisent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

⁹ Ce type de contrat représente la très grande majorité des contrats signés (environ 601 300 au 1^{er} juin 2006).

FIGURE N° 3 : PROCEDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR



b. LES MOTIFS DE REFUS

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur (vérification de la recevabilité d'une demande) si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.

L'ancien fournisseur peut également s'opposer dans un délai de 7 jours. Le nouveau fournisseur doit alors produire l'attestation de changement de fournisseur sous 7 jours. Sinon, le changement est annulé.

c. LES DELAIS

Le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, doit avoir lieu dans les délais suivants :

- le 1^{er} du mois suivant la demande si elle a été formulée avant le 10 du mois ;
- le 1^{er} du 2^{ème} mois suivant la demande si elle a été formulée après le 10 du mois.

B. LES DEUX CONTRATS

Le client signe deux contrats : un contrat de fourniture, qui prévoit les conditions de la fourniture de l'électricité, et un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD), en cas de raccordement avec le gestionnaire du réseau de distribution, ou un contrat d'accès au réseau de transport (CART), en cas de raccordement avec le gestionnaire du réseau de transport.

a. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE SONT LES SUIVANTES :

- le client résilie son contrat de fourniture avec son responsable d'équilibre ;
- il signe un nouveau contrat de fourniture avec un nouveau responsable d'équilibre ;
- il désigne son nouveau responsable d'équilibre au gestionnaire de réseau de distribution (dans le cas d'un CARD) ou au gestionnaire de réseau de transport (dans le cas d'un CART).

b. LES DELAIS

Le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, doit avoir lieu dans les délais suivants :

- soit le 1^{er} du mois suivant la demande, si elle a été formulée au moins 7 jours avant la fin du mois ;
- soit le 1^{er} du 2^{ème} mois suivant la demande, si elle a été formulée moins de 7 jours avant la fin du mois.

C. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 83 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique modifie les règles relatives au paiement des prestations effectuées à l'occasion d'un changement de fournisseur.

L'article 83 prévoit que, lorsqu'un client éligible fait jouer son éligibilité pour un site et change de fournisseur, « *ses contrats en cours au tarif réglementé concernant la fourniture d'électricité de ce site sont résiliés de plein droit. Cette résiliation ne peut donner lieu à quelque indemnité que ce soit* ».

Toutefois, « *lorsque cette résiliation intervient dans le délai d'un an après une modification, effectuée sur l'initiative du client, des puissances souscrites dans le contrat, Electricité de France ou le distributeur non nationalisé concerné a droit à une indemnité correspondant au montant des primes fixes dues pour l'électricité effectivement consommée* ».

Enfin, « *lorsqu'un client ayant déjà exercé ses droits à l'éligibilité change à nouveau de fournisseur, il est seul redevable des coûts générés par ce changement, notamment au gestionnaire du réseau auquel il est raccordé* ».

2.5 Les prix de détail

Les taxes comprises dans les coûts de réseaux, correspondent essentiellement aux taxes sur les pylônes, elles ne sont pas identifiées dans les factures d'utilisation des réseaux publics.

Depuis le 1^{er} janvier 2006, les charges relatives aux retraites des agents des industries électriques et gazières sont financées par une contribution tarifaire distincte du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Les données suivantes, comme les données Eurostat de juillet 2005, correspondent à des clients ayant conservé un tarif de vente réglementé :

TABLEAU N° 8 : DETAILS D'UNE FACTURE

	Dc ¹⁰	Ib ⁷	Ig ⁷
Facture d'utilisation des réseaux publics (€/MWh)	42,9	37,4	12,6
Facture de fourniture (€/MWh)	44,3	41,6	32,2
Taxes hors TVA : CTA (€/MWh)	2,8	5,1	0,7
Taxes hors TVA : CSPE (€/MWh)	4,5	4,5	4,5
Taxes hors TVA : taxes locales (*) (€/MWh)	9,5	3,3	0,0
TVA (**) (€/MWh)	17,3	18,0	9,8
Total (€/MWh)	121,3	109,9	59,8

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

(**) Pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la TVA correspond à 5,5 % de l'abonnement de la facture hors taxes et 19,6 % sur le reste de la facture hors taxes et les autres taxes. Pour les puissances supérieures à 36 kVA, la TVA correspond à 19,6 % appliqué à la facture hors taxes et aux autres taxes.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la facture réseau est calculée à partir des caractéristiques des clients Eurostat (consommation annuelle c , consommation en heures creuses pour les résidentiels, puissance souscrite ps et durée d'utilisation $c/(ps*8760)$;
- la facture de fourniture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes, telle que publiée par Eurostat en juillet 2005, et la facture réseau + la CTA (contribution tarifaire d'acheminement) ;
- l'estimation de la TVA du client Dc est obtenue en appliquant le taux 5,5 % à la moyenne des abonnements 6 et 9 kVA issus des tarifs de vente réglementés et le taux de 19,6 % au reste de la facture.

3 Mesures visant à éviter les abus de position dominante

3.1 Marché de gros

Aucune règle spécifique n'est mise en œuvre sur le marché de gros français pour éviter des situations d'abus de position dominante de la part du producteur dominant.

Les producteurs français ne sont par exemple soumis à aucune obligation de publication d'information ex ante ou ex post relative à la structure, la disponibilité ou le fonctionnement du parc de production. Sur ce sujet, la Commission de régulation de l'énergie a participé à l'élaboration des recommandations du Groupe des Régulateurs Européens du Gaz et de l'Electricité (ERGEG) en matière de transparence.

¹⁰ Classification Eurostat, cf. définitions p.16.

De même, en termes de stratégie de prix sur le marché de gros, aucune règle spécifique ne s'applique aux producteurs. Seules s'appliquent les règles nationales relatives à la concurrence.

Les VPP (*Virtual Power Plants*) sont un élément essentiel du marché de gros français. Ce sont des capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite de la décision¹¹ de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

En 2005, les VPP ont représenté 56 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution EDF.

La CRE a lancé en décembre 2005 une consultation publique sur l'avenir du dispositif. À l'exception des opérateurs historiques soumis dans leur pays d'origine à des dispositifs de VPP et d'un client industriel, tous les contributeurs ont indiqué que, selon eux, un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF est nécessaire au bon fonctionnement du marché de gros français et au développement de la concurrence sur le marché de détail.

À l'issue de cette consultation, la CRE a indiqué, dans sa communication du 16 mars 2006, être favorable à l'existence d'un programme régulé de mise à disposition d'électricité par EDF sur le marché de gros français. À défaut de mesures structurelles telles que la cession d'actifs de production, un tel programme, mis en oeuvre selon des modalités analogues aux VPP décidées par la Commission européenne, constitue un remède efficace pour réduire les effets de la concentration de la production et accroître la liquidité du marché de gros pour les produits à terme. La CRE a précisé les caractéristiques essentielles du programme proposé, dont la nécessité de mise en vente de produits de durées allant jusqu'à 15 ans.

3.2 Marché de détail

Les fournisseurs d'électricité sont, dans leurs relations avec les clients éligibles à ce jour, soumis au droit commun du *Code civil* et du *Code de commerce*. Tout consommateur final d'électricité est reconnu éligible à ce jour sur un site de consommation, dès lors que tout ou partie de l'électricité consommée sur ce site est destinée à un usage non résidentiel.

Les fournisseurs sont soumis à une obligation de transparence à l'égard des consommateurs éligibles. Ils doivent expliquer clairement leurs obligations et toute disposition contractuelle obscure ou ambiguë sera interprétée en leur défaveur.

La structure et le contenu des contrats conclus avec des consommateurs éligibles sont libres, sous réserve de pas aller à l'encontre de la réglementation applicable. Les contrats relatifs à l'accès au réseau sont transmis à la CRE. Leurs dispositions se doivent d'être transparentes et non discriminatoires. Lorsque cela est nécessaire pour le règlement d'un différend soumis à la CRE, celle-ci peut fixer, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou les conditions de leur utilisation.

La durée du contrat est aussi libre. Elle peut être longue si le client le souhaite et si le fournisseur fait une offre qui intéresse le client. La CRE s'est déclarée favorable à la mise en place de contrats de long terme, dans lesquels les fournisseurs s'engagent sur des prix dont

¹¹ Décision du 7 février 2001.

l'évolution, au cours du contrat, serait liée à des index transparents. Ces contrats doivent néanmoins être conformes au droit de la concurrence, notamment pour ce qui concerne les opérateurs en position dominante. La conclusion de contrats de long terme de fourniture d'électricité ne doit pas avoir pour objet, ou pour effet, l'éviction de concurrents. Par ailleurs, les clients doivent pouvoir résilier leur contrat par anticipation et les pénalités qui leur sont appliquées doivent être raisonnables.

En application de l'article L. 441-6 du code de commerce qui s'impose à l'ensemble des fournisseurs dans leurs relations contractuelles avec des clients professionnels, ils sont tenus de communiquer à un client professionnel qui en fait la demande, leurs conditions générales de vente. Celles-ci constituent le socle de la négociation commerciale et comprennent les conditions de vente, le barème des prix unitaires, les réductions de prix et les conditions de règlement.

L'article 22-VI de la loi du 10 février 2000 prévoit également que les fournisseurs sont tenus de communiquer aux clients souscrivant une puissance appelée ≤ 36 kVA qui en feraient la demande leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces barèmes de prix doivent être identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental.

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre. Toute facture d'un fournisseur d'électricité doit néanmoins *a minima* contenir les informations suivantes :

- ligne relative à l'énergie consommée facturée. La loi du 10 février 2000 (article 22-VII) prévoit d'une part que l'énergie facturée pour les contrats d'une puissance souscrite ≤ 36 kVA doit l'être en « *fonction de l'énergie consommée* » et que, d'autre part, chaque kWh consommé doit être facturé « *au minimum [...] au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux* » lorsque le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ;
- lorsque le fournisseur a conclu avec son client un contrat « *unique* » englobant la fourniture et l'acheminement de l'électricité, il facture simultanément à son client la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics. Il identifie sur la facture le montant correspondant à l'utilisation des réseaux publics par son client (article 5-I du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité) ;
- pour les clients non éligibles et les clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité, le fournisseur applique le tarif de vente aux clients non éligibles. Les factures indiquent, pour la catégorie tarifaire concernée, la proportion correspondant aux coûts d'utilisation des réseaux publics. Le fournisseur reverse au gestionnaire de réseau les sommes qu'il a perçues au titre de l'utilisation de ce réseau (article 5-I du décret du 26 avril 2001) ;
- ligne relative à la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en vertu de la communication de la CRE du 12 février 2002 ;
- ligne relative à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) en vertu du décret n° 2003-632 du 7 juillet 2003 ;
- ligne relative aux taxes locales (départementales et communales) en vertu du décret n° 2004-1210 du 15 novembre 2004 ;
- information sur l'origine de l'électricité fournie en application du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 (article 5).

D'autres lignes peuvent être librement ajoutée par le fournisseurs (par exemple pour détailler d'autres services délivrés par le fournisseur).

IV . La régulation du marché du gaz naturel

En application de l'article 25 § 1

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients non résidentiels sont devenus éligibles, soit 675 000 sites, représentant une consommation annuelle de 380 TWh de gaz naturel et une ouverture de 73 % du marché total. L'étape suivante, qui verra l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz à tous les consommateurs, a été fixée par la directive au 1^{er} juillet 2007. Le marché ouvert du gaz comptera 11 millions de consommateurs. Il s'agira du quatrième marché en Europe. Dans le prolongement de ce qui a été fait pour l'ouverture des marchés aux professionnels le 1^{er} juillet 2004, la CRE prépare cette échéance et a engagé une réflexion sur les procédures, les systèmes d'information, les modalités d'information et de protection des consommateurs et toute autre mesure à mettre en place, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

1 Règles générales d'allocation des capacités en France:

1.1 Obligations de transparence

Le développement d'un marché concurrentiel du gaz nécessite que tous les acteurs de marché puissent avoir accès, dans des conditions transparentes et non discriminatoires, à des informations détaillées sur les capacités.

La CRE a demandé aux opérateurs de publier sur leur site Internet, à partir du 1^{er} juillet 2003, les informations relatives aux capacités maximales fermes commercialisables, aux capacités fermes souscrites, aux capacités fermes disponibles, aux capacités interruptibles et, à compter du 1^{er} septembre 2003, aux flux constatés quotidiennement (une délibération de la CRE du 28 mai 2003).

Ces informations sont publiées pour toutes les capacités d'entrée, de sortie et de liaisons entre zones d'équilibrage, ainsi que pour les terminaux méthaniers. La CRE a également demandé à chaque opérateur concerné de produire une note générale décrivant la méthodologie de calcul des capacités maximales fermes commercialisables et de lui transmettre le détail de la méthodologie et des calculs conduisant aux résultats publiés.

Enfin, la CRE a demandé aux opérateurs de publier le programme prévisionnel, sur le semestre à venir, des réductions de capacités dues aux travaux d'entretien et de maintenance, avec une mise à jour au moins mensuelle.

Ces dispositions ont été mises en place ainsi les opérateurs français, les plaçant ainsi dans une situation plus transparente que leurs homologues européens.

Encadré n° 3 : Obligations de transparence

De nouvelles données opérationnelles sont publiées quotidiennement par GRTgaz depuis le 1^{er} juillet 2006 :

- consommation journalière et prévisions de consommation journalière (pour J-1, J et J+1) par zone d'équilibrage ;
- échanges sur les PEGs par zone d'équilibrage ;
- flux aux interconnexions du réseau de GRTgaz.

De plus, depuis le 1^{er} avril 2006 les deux opérateurs de stockage français publient les niveaux de stockage ainsi que les flux d'injection et de soutirage et les taux d'utilisation historique par groupement de stockage. Ces publications sont hebdomadaires.

En termes de transparence, les GRT français appliquent les dispositions du règlement européen¹², en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2006. En chaque point d'interconnexion et de liaison du réseau, les capacités ainsi que les flux quotidiens agrégés sont publiés. Toutefois, pour les points Oltingue et Larrau, les flux quotidiens constatés ne sont pas publiés afin de respecter la confidentialité commerciale de certaines données sensibles (moins de trois utilisateurs).

1.2 Les réseaux de transport

La diversité des durées de souscription de capacités de transport a nécessité la définition de règles de priorité entre les différents types de souscription aujourd'hui accessibles aux expéditeurs. Il est en effet possible de réaliser des souscriptions pluriannuelles, annuelles à préavis long (supérieur à six mois), annuelles à préavis court (entre un et six mois), mensuelles et quotidiennes de capacités fermes et, le cas échéant, interruptibles.

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

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

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

- les souscriptions annuelles à préavis long sont, pour GRTgaz, limitées à 80 % des capacités fermes annuelles commercialisables. Ce seuil reste à déterminer pour Total Infrastructure Gaz France (TIGF) ;

¹² Règlement n° 1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

- les capacités mensuelles sont commercialisées entre quinze jours et un mois avant le début des livraisons, le préavis maximum étant porté à deux mois pour les points d'entrée Fos et Montoir. 25 % au minimum des capacités fermes mensuelles existantes doivent être réservées pour les souscriptions mensuelles ;
- les capacités quotidiennes sont commercialisées entre le seize du mois précédent et la veille du jour de livraison.

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

Les capacités commercialisables, les capacités souscrites et les capacités disponibles sont désormais publiées sur 10 ans par GRTgaz sur son site internet pour son réseau.

L'activité des expéditeurs sur le réseau français se développe. Au 1^{er} mai 2006, 21 expéditeurs sont actifs sur le réseau de GRTgaz et 8 sur celui de TIGF. Au 1^{er} janvier 2005, il y avait, en tout, 10 expéditeurs actifs sur le réseau de transport.

1.3 Le traitement des congestions

Il existe des congestions internes d'ordre physique sur le réseau de transport en France. Pour rendre compte de cette difficulté, le réseau de Transport de Gaz de France a été partagé en plusieurs zones d'équilibrage dans le cadre de la mise en place de la tarification « *entrée-sortie* ».

Par ailleurs, pour tous les points d'entrée terrestres du réseau, excepté le point d'entrée Taisnières H, la totalité des capacités fermes annuelles sont souscrites. Il ne s'agit pas vraiment de congestion physique. Pour que de nouveaux fournisseurs puissent néanmoins fournir des clients sur le territoire français à partir de ces points, le régulateur a demandé qu'une partie des capacités retenues par les expéditeurs dominants soit déclarée restituable. L'expéditeur a obligation de restituer ces capacités au GRT si un autre expéditeur ayant gagné de nouveaux clients en a besoin.

Les GRT déterminent les niveaux de capacités fermes et interruptibles commercialisables aux différents points de leur réseau. Leur méthodologie est fondée sur des hypothèses de flux sur le réseau et de comportements prévisionnels des expéditeurs sur les points principaux du réseau.

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

Près de la moitié des demandes non satisfaites, faute de capacités disponibles, concernait des souscriptions annuelles de capacité ferme, toutes les capacités restituables ayant été rendues. L'autre moitié concernait des souscriptions mensuelles de capacité ferme, pour lesquelles le système de capacités restituables ne s'applique pas. La CRE étudiera avec les gestionnaires de réseaux de transport l'aménagement des règles d'allocation de capacité, de manière à limiter le nombre de refus d'accès. Conformément au règlement européen n° 1775/2005, le CRE veillera à la mise en place de mécanismes de *Use It or Lose It* de long terme, seuls les mécanismes de court terme ayant été mis en place par les gestionnaire de réseaux français.

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

1.4 Marchés secondaires de capacités et règles de *UIOLI*

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport actuels instituent la mise en place de marchés secondaires de capacités pour chaque GRT.

Un mécanisme de *Use It Or Lose It* de court-terme a été mis en place par GRTgaz. Il permet de remettre sur le marché, la veille pour le lendemain, des capacités souscrites mais non-utilisées par les souscripteurs primaires, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes d'un point d'entrée ou de sortie ont été vendues. Les expéditeurs utilisent régulièrement ce mécanisme sur le réseau GRTgaz depuis le 12 décembre 2005. TIGF a prévu de lancer ce service au cours du 4^{ème} trimestre 2006

Le service d'échange de capacité a été amélioré. Avant de notifier un refus d'accès pour manque de capacité à un expéditeur, GRTgaz recherche la capacité correspondante auprès des expéditeurs détenteurs des capacités correspondantes, de manière à conserver l'anonymat des demandeurs et offreurs.

Les prix des transactions effectuées ne sont pas connus.

Ni les contrats d'acheminement, ni les tarifs de transport ne font la distinction entre le marché domestique et les transits.

2 La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France 2 gestionnaires de réseaux de transport :

- GRTgaz, filiale de Gaz de France SA, qui opère environ 88 % du réseau de transport français
- TIGF, filiale de Total, qui opère environ 12 % du réseau de transport français

Il existe 22 gestionnaires de réseaux de distribution :

- Gaz de France Réseau Distribution, direction séparée de manière comptable et fonctionnelle au sein de Gaz de France SA, qui opère environ 96 % du réseau de distribution français ;
- 21 Entreprises locales de distribution qui opèrent 4 % du réseau de distribution français. Les plus importantes sont Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg et Gaz de Grenoble, dont la municipalité est l'actionnaire principal.

FIGURE N° 4 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIERS, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS



2.1 Les tarifs d'accès aux réseaux

A. MISE EN PLACE DES TARIFS :

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

La CRE a proposé le 27 octobre 2004 de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport car il était nécessaire de prendre en compte les changements dans le paysage gazier français :

- la modification des périmètres des réseaux de transport de Gaz de France et de TIGF, à la suite de la signature, le 17 octobre 2004, des accords entre Gaz de France et Total, qui prévoient notamment le dénouement de leurs participations conjointes dans GSO et la CFM. Cette opération, effective depuis le 1^{er} janvier 2005, a entraîné la disparition d'un opérateur de transport, la CFM, et permis la suppression de deux zones d'équilibrage ;
- la filialisation, au 1^{er} janvier 2005, des gestionnaires de réseaux de transport : création des filiales GRTgaz pour Gaz de France, et TIGF pour Total ;
- la nécessité de créer des marchés secondaires de capacités de transport et d'introduire la possibilité de réservations quotidiennes de capacités, conformément aux « *règles de bonne conduite pour l'accès des tiers aux réseaux de transport* » adoptées lors du Forum de Madrid en septembre 2003.

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

Les opérateurs GRTgaz et TIGF appliquent ces tarifs depuis le 1^{er} janvier 2005.

Encadré n° 4 : Prochains tarifs de transport de gaz

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

- stabilité de la structure générale des tarifs (4 zones d'équilibrages GRTgaz et 1 zone d'équilibrage TIGF), conçue pour s'appliquer jusqu'au 1^{er} janvier 2009, date à laquelle GRTgaz passera de 4 à 2 zones d'équilibrage ;
- modification de la tarification du réseau de transport régional avec la mise en place des souscriptions normalisées ;
- introduction d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Ce type de mécanisme, élaboré lors du second tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURP2), permet de neutraliser les enjeux financiers liés aux asymétries d'informations existant entre le régulateur et les gestionnaires de réseaux ainsi que les charges et produits sur lesquels les gestionnaires de réseaux n'ont pas de contrôle ;
- adaptation des taux de rémunération de la base d'actifs régulés aux évolutions des marchés financiers.

B. METHODE DE FIXATION DES TARIFS

Pour établir ses propositions, la CRE travaille en étroite concertation avec les opérateurs de réseaux de transport. Elle organise également des consultations publiques afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés.

La CRE propose une tarification de l'utilisation des réseaux de transport tant en ce qui concerne son niveau que sa structure.

Pour établir ses propositions tarifaires pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz, la CRE a retenu un taux de rémunération de 7,75 % réel avant impôt pour les actifs existant au 1^{er} janvier 2004, et de 9 % pour les investissements réalisés après cette date. Elle a également prévu que, pour certains investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, le taux de rémunération des actifs soit porté de 9 à 12 % pendant une durée de cinq à dix ans.

La loi d'orientation sur l'énergie, du 13 juillet 2005 prévoit que lorsque la CRE transmet des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de gaz naturel liquéfié, la décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition des ministres, dans un délai de deux mois.

C. NIVEAU DES TARIFS

Les coûts moyens d'acheminement sur le réseau national pour les consommateurs type Eurostat sont les suivants :

TABLEAU N° 9 : COÛTS D'ACHEMINEMENT AU 1^{ER} JUILLET 2006

Profil		Coûts d'acheminement en €/MWh
I4-1	Raccordement transport	1,55
	Raccordement Distribution	1,3
I1		7,2
D3		10,9

D. TARIFS DE DISTRIBUTION

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

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

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

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

Encadré n° 5 : Calcul du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

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

CALCUL DU NIVEAU DES CHARGES D'EXPLOITATION :

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

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

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

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

CALCUL DU NIVEAU DES CHARGES DE CAPITAL :

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

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

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

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

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

Pour les ELD, à méthode de tarification identique à celle utilisée pour Gaz de France RD, les premiers tarifs étaient de 25 % à 75 % plus élevés que ceux de Gaz de France RD. Ces différences de tarifs seront réduites progressivement. Les deuxièmes tarifs constituent une

première avancée dans cette direction, dans la mesure où les tarifs unitaires moyens des ELD diminuent plus fortement que celui de Gaz de France RD, de 5 à 10 % selon les ELD.

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

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

E. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS

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

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

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

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

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

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

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

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

SERVICE « CONTINU »

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

SERVICE « BANDEAU »

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

SERVICE « SPOT »

Ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois M donné, souscrits après le 2^{ème} jour du mois M-1. La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. Chaque cargaison est émise sous la forme d'un bandeau constant d'une durée de trente jours à compter de la date de fin du déchargement.

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

F. LA QUALITE DE SERVICE

Le développement des relations des gestionnaires de réseaux de distribution avec leurs clients-expéditeurs et avec les clients finals, conduit à préciser certains aspects du suivi de leur activité, concernant par exemple les indicateurs de qualité des prestations ou les modalités de l'extension des réseaux et des conditions de raccordement.

La CRE a collaboré avec les GRD à la mise en place d'indicateurs mesurant les délais de traitement et de qualité de service vis à vis des fournisseurs et des clients finals.

Ainsi, la CRE suit, au travers des tableaux de bord des opérateurs, les indicateurs suivants :

- réseaux de transport :

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) suivent l'indicateur des incidents de livraison intervenus sur leurs réseaux, en indiquant la date de l'événement, le type d'incident, le poste de livraison concerné, et la durée et la cause de l'incident.

- réseaux de distribution :

- pour les fournisseurs :

- les demandes de changement de fournisseur ;
- les demandes de coupures pour impayé ;
- les demandes de changement de profil ;
- les demandes de changement de la consommation annuelle de référence ;
- les invocations de clauses de force majeure et circonstances assimilées.

- pour les clients finals :

- les demandes de raccordement ;
- les insuffisances de capacités ;

- les plaintes/réclamations de clients finals ;
- les taux de conformité au standard qualité ;
- les demandes de pression particulière ;
- les mesurages défaillants.

La transmission des indicateurs de qualité de service suit une fréquence mensuelle ou trimestrielle.

2.2 L'équilibrage

Les modalités détaillées de fonctionnement de l'équilibrage sont définies par chaque transporteur, communiquées à la CRE et rendues publiques sur les sites Internet des GRT.

Chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage, sur une base journalière et mensuelle, sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités.

Un expéditeur ayant souscrit des capacités de liaison entre zones d'équilibrage peut compenser ses déséquilibres sur les zones d'équilibrage d'un même transporteur, dans la limite des capacités de liaison qu'il a souscrites. De même, dans la zone Nord de Gaz de France, un expéditeur ayant souscrit des capacités de conversion de gaz H en gaz B peut compenser ses déséquilibres en gaz B, dans la limite des capacités de conversion qu'il a souscrites.

A. DESEQUILIBRE DE BILAN JOURNALIER

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

Pour chaque expéditeur, chaque jour, pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, un déséquilibre de bilan journalier est calculé.

Pour chaque zone d'équilibrage, lorsque le déséquilibre de bilan journalier de l'expéditeur dépasse la tolérance de déséquilibre journalier, l'expéditeur doit acheter ou vendre au transporteur, selon le cas, les quantités en dépassement de la tolérance.

B. TOLERANCE DE DESEQUILIBRE JOURNALIER

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, chaque expéditeur bénéficie d'une plage de tolérance journalière, définie selon les modalités suivantes :

- ± 20 % du total des capacités journalières de livraison souscrites par l'expéditeur à des points de livraison rattachés à la zone d'équilibrage considérée, dans la tranche de 0 à 1 000 MWh/jour ;
- ± 5 % pour la part de ce total au-delà de 1 000 MWh/jour.

C. PRIX D'ACHAT OU DE VENTE DU GAZ EN CAS DE DEPASSEMENT DE LA TOLERANCE DE DESEQUILIBRE JOURNALIER

Lorsque le déséquilibre de bilan journalier est positif et supérieur au maximum autorisé, la quantité en excédent est vendue par l'expéditeur au transporteur, à un prix égal au prix journalier de référence minoré de 50 %.

Lorsque le déséquilibre de bilan journalier est négatif et supérieur, en valeur absolue, au maximum autorisé, la quantité en déficit est achetée par l'expéditeur au transporteur, à un prix égal au prix journalier de référence majoré de 50 %.

Le prix journalier de référence d'une zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, pour un jour donné, est égal au prix de marché (basé sur les cotations *day ahead*) sur le *hub* de Zeebrugge en €/MWh, majoré de 50 %.

D. DESEQUILIBRE DE BILAN CUMULE

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, les déséquilibres résiduels de chaque expéditeur, après prise en compte des achats et ventes décrits ci-dessus, sont comptabilisés chaque jour pour calculer le déséquilibre de bilan cumulé.

Lorsque, un jour donné, le déséquilibre de bilan cumulé est positif et supérieur au maximum autorisé, la quantité en excédent est vendue par l'expéditeur au transporteur, au prix journalier de référence défini au § C, minoré de 50 %.

Lorsque, un jour donné, le déséquilibre de bilan cumulé est négatif et supérieur, en valeur absolue, au maximum autorisé, la quantité en déficit est achetée par l'expéditeur au transporteur, au prix journalier de référence défini ci-avant, majoré de 50 %.

A la fin de chaque mois, la quantité en excédent ou en déficit est, selon le cas, achetée ou vendue au transporteur concerné au prix de référence pour le mois considéré. Le calcul de ce prix mensuel de référence est fondé sur le prix de marché sur le *hub* de Zeebrugge, affecté des mêmes majorants que le prix journalier de référence défini au § C.

E. AMELIORATION DU SYSTEME D'EQUILIBRAGE

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

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

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

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

2.3 Les principes de dissociation comptable

En application de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003, modifiée, les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières doivent faire l'objet d'une approbation par la CRE, après avis du conseil de la Concurrence. Les principes proposés par les opérateurs ont été approuvés par la CRE dans sa délibération du 23 octobre 2003. Les premiers comptes dissociés ont été établis à compter de 2002.

Les principes de dissociation comptable sont les suivants :

Le périmètre comptable de chacune des activités industrielles (transport, GNL, stockage et distribution) comprend la construction, l'exploitation, la maintenance et la conduite des infrastructures concernées, ainsi que la commercialisation du service rendu. Peuvent également figurer dans ce périmètre, des activités non régulées telles que la valorisation du savoir-faire du gestionnaire d'infrastructures (prestations d'ingénierie, *etc.*). Le périmètre comptable « *fourniture et commercialisation* » est constitué de l'achat-revente du gaz naturel au bénéfice de l'ensemble de la clientèle, au moyen des prestations de transport, GNL, ... rendues par les autres activités.

A compter du 1^{er} juillet 2004 et jusqu'au 1^{er} juillet 2007, les opérateurs concernés ont l'obligation de scinder ce périmètre entre la fourniture des clients non-éligibles et celle des clients éligibles. Les principes de séparation comptable des activités de fourniture ont été approuvés, sous certaines réserves, par la CRE en juillet 2006.

Pour l'imputation des postes de bilan et des comptes de charges et de produits c'est le principe de l'imputation directe qui est le principe directeur. Lorsqu'un élément de l'actif est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal. Si un élément ne peut, par nature, être affecté à une activité à titre principal, il est alors réparti entre plusieurs activités selon des règles conformes au principe de non-discrimination et d'absence de subvention croisée. Enfin, lorsque des produits et des charges sont identifiés comme relevant d'une activité à titre principal, ils sont imputés à cette activité, avec une refacturation de produits ou de charges aux autres activités.

Les relations financières entre activités dissociées font l'objet de protocoles, dont la mise en place est prévue par la loi pour certains d'entre eux (accès aux infrastructures par exemple). Les conditions applicables aux entités dissociées en vertu de ces protocoles doivent être les mêmes que celles qui s'appliquent aux tiers, conformément aux règles de non-discrimination et d'interdiction des subventions croisées entre activités dissociées. A cet effet, lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public (accès aux infrastructures régulées) ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

En cas de manquements à ces règles, la Commission de régulation de l'énergie peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3^o de l'article 40 de la loi du 10 février 2000, modifiée, et appliquer des sanctions pécuniaires qui en découlent visées au 1^o de l'article 40. La sanction pécuniaire ne peut excéder 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos et être portée à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. Il n'y a pas de sanctions autres que celles prévues à l'article 40 visé ci-dessus.

Les opérateurs gaziers ne sont pas tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la CRE.

Les comptes dissociés sont soumis à l'approbation des commissaires aux comptes qui certifient les comptes annuels des opérateurs. De plus, la Commission de régulation de l'énergie peut, en application des dispositions de l'article 27 de la loi précitée, procéder à des audits. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités à cet effet, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

2.4 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics

Les gestionnaires de réseaux de transport forment, depuis le 1^{er} janvier 2005, des entités juridiques séparées des entreprises intégrées commercialisant le gaz. La séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution sera effective au plus tard le 1^{er} juillet 2007.

La loi du 9 août 2004, transposant les directives européennes du 26 juin 2003, a prévu la publication par la CRE d'un rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. La CRE a publié son premier rapport le 5 décembre 2005.

Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz, GRTgaz et Total Infrastructures Gaz France (TIGF), ainsi que tous les gestionnaires de réseaux de distribution qui approvisionnent plus de 100.000 clients raccordés, ont élaboré un code de bonne conduite au cours de l'année 2005 et l'ont communiqué à la CRE. Les codes ont été diffusés à l'ensemble du personnel des gestionnaires de réseaux.

Les codes ont été publiés sur les sites Internet des gestionnaires de réseaux. Toutefois, l'accessibilité de certains n'est pas toujours aisée et, en dépit de leur publication depuis près d'un an, ils sont encore largement méconnus des utilisateurs des réseaux, qui doivent pourtant en être les principaux bénéficiaires.

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

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

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

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

- les codes doivent prévoir plus explicitement des contrôles internes et externes des résultats atteints en matière de non-discrimination et de transparence. Ils doivent rappeler aux agents les sanctions disciplinaires en cas de non-respect des règles en matière de non-discrimination ;
- les codes doivent être simplifiés et rendus plus accessibles aux utilisateurs de réseaux. Un dispositif de traitement des réclamations des clients doit être prévu et rendu public ;
- chaque gestionnaire de réseau doit mettre en place un indicateur de respect du principe de non-discrimination élaboré à partir des réclamations des clients ;

- les audits réalisés dans le cadre de la certification ISO 9001 peuvent compléter les contrôles internes ;
- GRTgaz, la filiale transport de Gaz de France, et TIGF, la filiale transport de Total, doivent publier sur leur site internet un catalogue de prestations comportant les règles de tarification correspondantes. Cette obligation doit, en particulier, s'appliquer à la garantie de pression et à l'entretien des postes de livraison ;
- GRTgaz et TIGF doivent signer des contrats de raccordement avec chacun de leurs clients.

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

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

Les réseaux doivent être gérés indépendamment des autres activités des groupes intégrés. Des progrès ont été enregistrés en matière de transport. La séparation des activités de fourniture et de gestion des réseaux de distribution, prévue pour le 1^{er} juillet 2007, sera également essentielle pour assurer l'indépendance de l'activité de gestion de réseau.

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

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

La préservation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport de gaz n'est pas assurée de façon certaine par le seul contenu des statuts adoptés. Le comportement des parties prenantes à leur mise en oeuvre sera dès lors essentiel pour aboutir au résultat prescrit par les directives du 26 juin 2003. En effet, quelle que soit l'énergie concernée, la filialisation des gestionnaires de réseaux publics de transport ne peut, à elle seule, assurer

leur indépendance, en raison de la nature même du lien qui unit une maison mère à sa filiale au sein d'un groupe intégré.

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

La confusion d'image entre activités régulées et concurrentielles est préjudiciable. Gaz de France a fait le choix d'une identité visuelle proche pour ses activités concurrentielles de fourniture et ses activités régulées de gestionnaire de réseau de distribution. Total a fait le choix d'une identité visuelle proche pour ses activités d'énergéticien mondial et ses activités régulées de gestionnaire de réseau de transport.

Cette confusion est préjudiciable à la bonne compréhension par les clients de l'organisation du marché et de son fonctionnement.

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

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

TABEAU N° 10 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG TREN

	Electricité	Gaz
Nombre de GRT	1	2
GRD	169	23
Application de la règle 100 000 clients	oui	oui
Séparation de propriété des GRT/GRD	aucun	aucun
Nombre de GRD avec moins de 100 000 clients	164	20
Séparation juridique des GRT	aucun	aucun
Nombre d'employés des gestionnaires de réseaux :		
GRT	RTE : 8 300	GRTgaz : 2 650 TIGF : 150
GRD	EDF : 48 000	Gaz de France : 15 000 22 autres GRD : moins de 800 au total
% de services partagés		
GRT	< 10 %	GRTgaz : 25 % TIGF : < 10 %
% d'employés partagés	0 %	0 %
Mise en oeuvre de la séparation juridique		
GRT	oui	oui
GRD	non	non
Propriété du :		
GRT	100 % EDF	100 % Gaz de France 100 % Total
GRD	non pertinent	non pertinent
Séparation par rapport aux entités de production et de fourniture du groupe		
GRT	complète	complète
GRD	complète ou en cours	complète ou en cours
Présentation comme entité séparée		
GRT	oui	GRTgaz : oui TIGF : partiellement
GRD	non	non
Publication de comptes séparés		
GRT	oui	oui
GRD	non	non
Règles détaillées adoptées par le régulateur concernant la séparation comptable	oui	oui
Conséquences d'une violation des règles	Possibilité d'amendes	Possibilité d'amendes
Audit spécifique des comptes séparés	non	non
Rôle du <i>compliance officer</i>	aucun	aucun
Sanctions possibles de la part du régulateur	oui	oui

*
* *

V . Le fonctionnement du marché français du gaz

1 Le marché de gros

1.1 Etat des lieux

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Toutefois, la part des fournisseurs alternatifs¹³ dans les importations est croissante.

Le tableau ci-dessous donne les importations et production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de douze mois du 1^{er} juin 2005 au 31 mai 2006.

TABLEAU N° 11 : IMPORTATIONS ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES

(Quantités en Gm ³)	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs ⁽¹⁾	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)			
<u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>			
Importations	56,8	2,7	5 %
Production	ε	-	-
<u>Zone TIGF</u>			
Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport	4,9	ε	ε
Production	1,1	-	-

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

Les capacités d'importations sont présentées sur le tableau n° 14¹⁴.

Les 2 fournisseurs historiques, Gaz de France et Total, assurent à eux deux environ 95 % des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent environ 97 %. Douze compagnies étrangères (EU et non EU) sont actives sur le marché de gros.

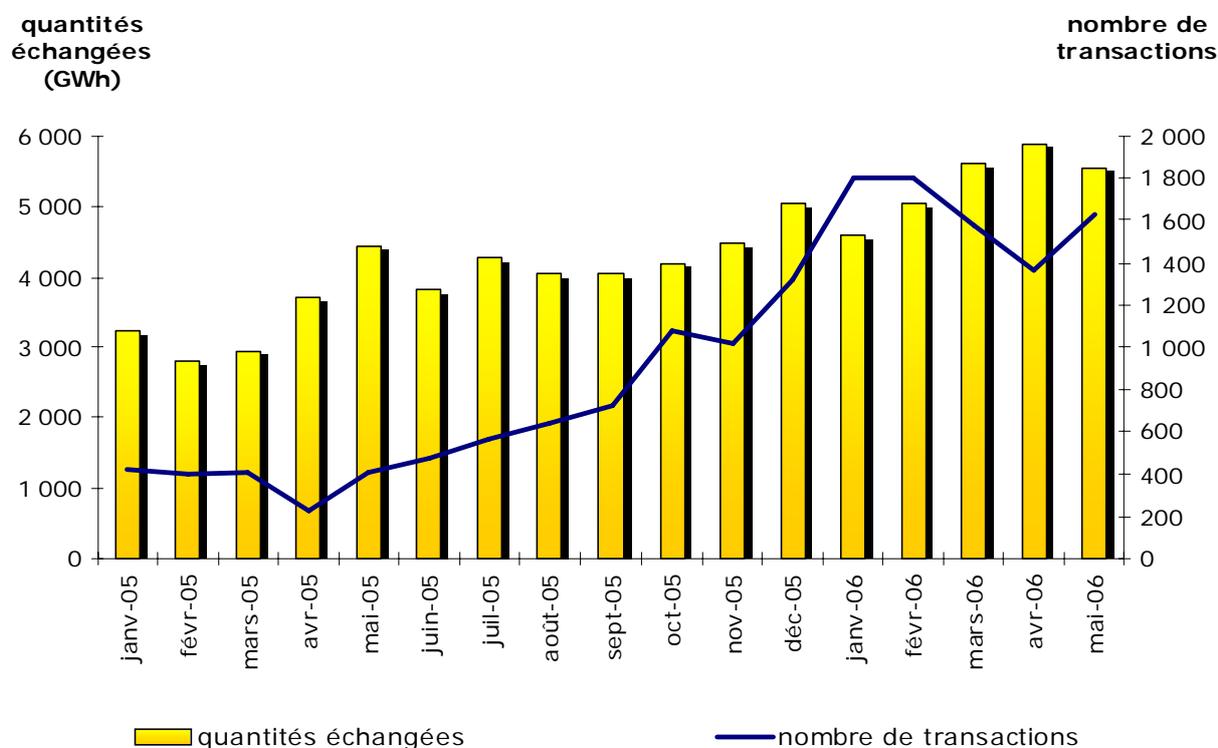
Les points d'échange de gaz (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004 par Gaz de France et par TIGF. Ce sont des points virtuels rattachés à chaque zone d'équilibrage où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur. Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

Le gaz vendu dans le cadre du programme de cession temporaire de gaz, est livré au PEG Sud par Gaz de France et au PEG Sud-Ouest par Total.

¹³ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autre que les fournisseurs historique (Gaz de France, Tegaz et les ELD).

¹⁴ Page 66, paragraphe VI.2.1.

FIGURE N° 5 : NOMBRE DE TRANSACTIONS ET QUANTITES ECHANGEES



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

En mai 2006, les échanges sur les PEG ont représenté un volume de 0,5 Gm³ et 1 635 transactions.

1.2 Programme de *gas release*

Le marché du gaz connaît en France une disparité géographique liée à l'origine des approvisionnements et aux contraintes de réseau. La concurrence s'est d'abord développée dans le Nord et l'Est de la France. En effet, le gaz disponible pour venir concurrencer les approvisionnements à long terme des opérateurs historiques provient aujourd'hui essentiellement des gisements du Nord de l'Europe. Pour pallier cet inconvénient, et à la demande de la CRE, Gaz de France et TOTAL ont mis en place fin 2004 des programmes de mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) dans le Sud de la France pour favoriser le développement de la concurrence.

Les conditions de mise à disposition ont fait l'objet de la délibération de la CRE du 15 avril 2004 :

- Gaz de France met à disposition 15 TWh (1,4 Gm³) par an pendant trois ans (soit 45 TWh, 4 Gm³) au point d'échange Sud, dont au moins 6 TWh par an par vente aux enchères, ce qui représente environ 15 % des quantités de gaz vendues dans cette zone aux clients éligibles ;
- Total met à disposition 1,1 TWh (0,1 Gm³) par an pendant trois ans (soit 3,3 TWh, 0,3 Gm³) au point d'échange Sud-Ouest par vente aux enchères.

Toutes les quantités offertes ont été vendues. Seize sociétés ont participé aux enchères organisées par Gaz de France le 22 octobre 2004. Les 12 lots mis en vente ont été attribués à Distrigaz, Gas Natural et Total. Par ailleurs, Gaz de France a vendu 9 TWh (0,8 Gm³) de gré à gré à BP, Distrigaz, Gas Natural et EDF.

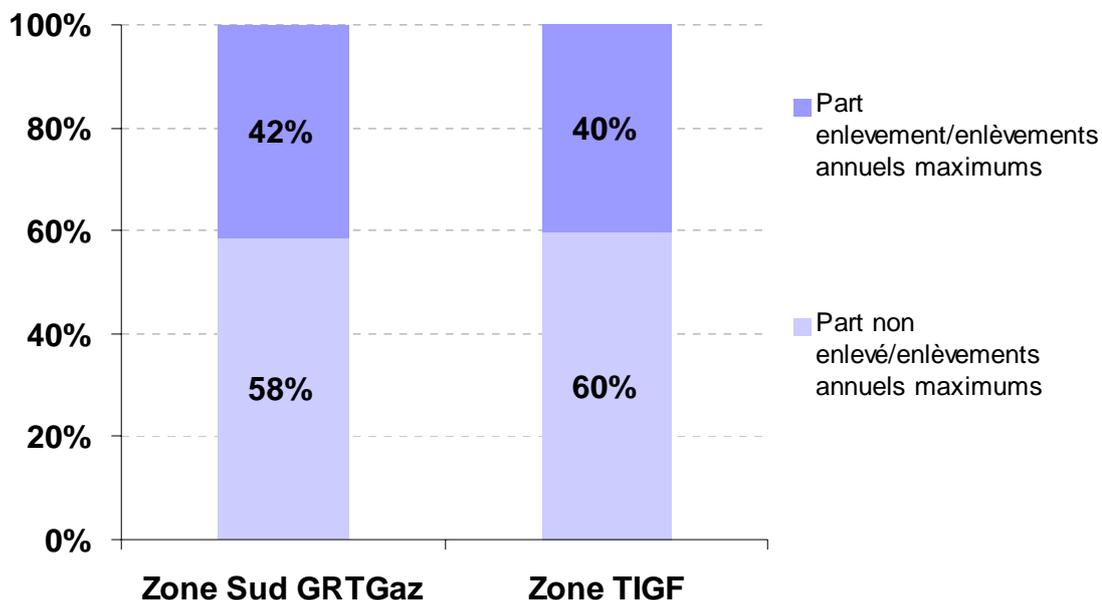
Huit sociétés ont participé aux enchères organisées par Total le 27 octobre 2004. Seuls 5 des 10 lots mis en vente ont été acquis, par EDF et Iberdrola, au prix de réserve fixé par Total. Total a vendu de gré à gré le reste des quantités prévues, début 2005, à Distrigaz.

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

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

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

FIGURE N° 6 : ENLEVEMENTS CONSTATEES AU COURS DE L'ANNEE 2005 PAR RAPPORT AUX ENLEVEMENTS ANNUELS MAXIMUM POSSIBLES



Source : CRE d'après les données des GRT.

2 Le marché de détail

2.1 Etat des lieux

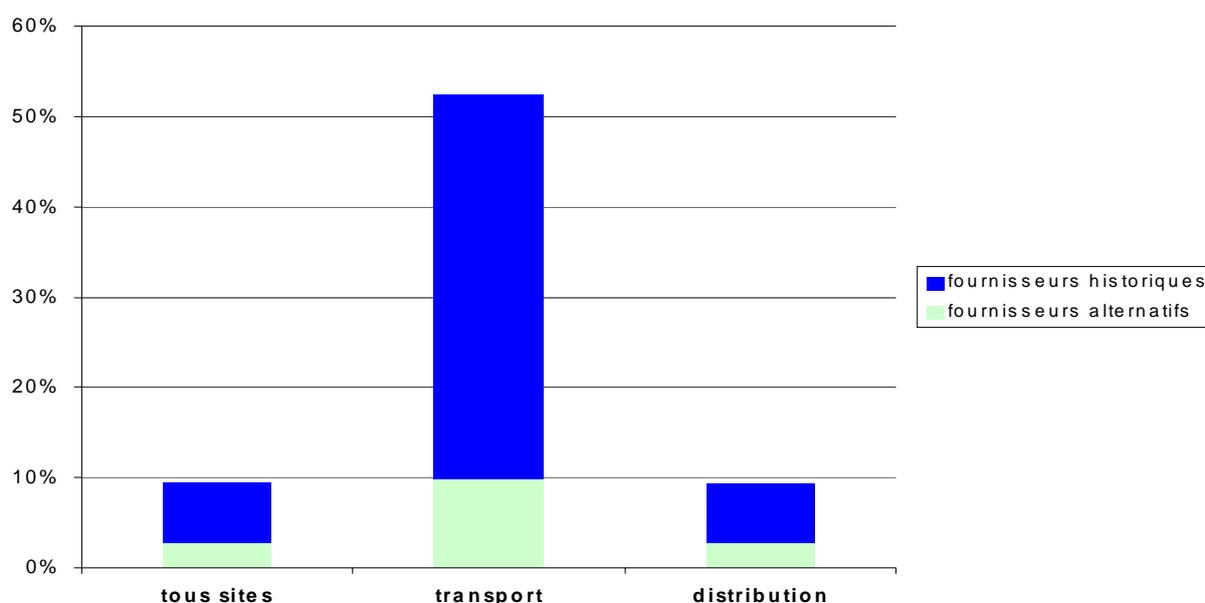
Onze fournisseurs indépendants des opérateurs de réseaux français et entrés sur le marché après l'introduction de la concurrence en France étaient actifs en avril 2006.

Au 1^{er} avril 2006, depuis l'ouverture du marché du gaz à la concurrence, 63 900 sites achètent leur gaz à des prix de marché.

Parmi eux, 18 400 sites sont alimentés par les fournisseurs alternatifs. La consommation annuelle correspondante représente environ 37 TWh (3,4 Gm³), soit 10 % du volume ouvert à la concurrence à cette date.

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

FIGURE N° 7 : TAUX D'EXERCICE DE L'ELIGIBILITE¹⁵ AU 1^{ER} AVRIL 2006

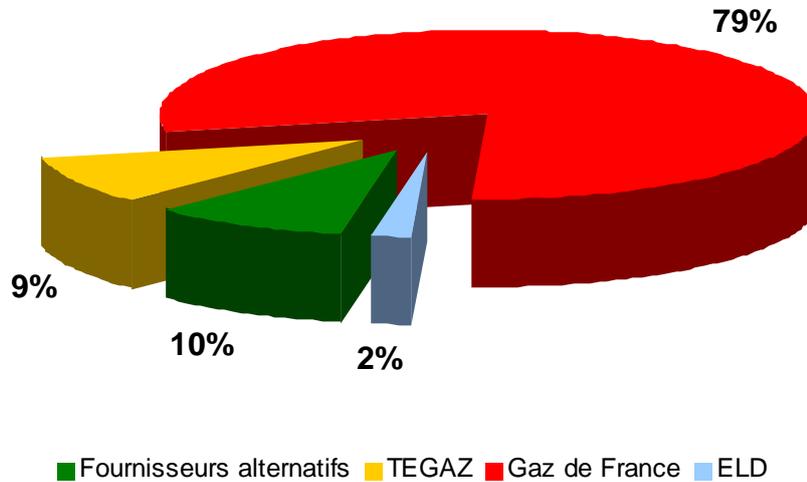


N.B. : fournisseurs historiques : Gaz de France, TEGAZ et les ELD.

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

¹⁵ Le taux d'exercice de l'éligibilité est égal au nombre de sites ayant exercé leur éligibilité divisé par l'ensemble des sites éligibles dans le segment concerné.

FIGURE N° 8 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION DES CLIENTS ELIGIBLES AU 1^{ER} AVRIL 2006



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

Quatre fournisseurs actifs sur le marché de détail ont des activités d'exploration-production.

Lorsqu'un client exerce son éligibilité pour un site, l'ancien contrat à prix réglementé est résilié de plein droit dans un délai de trente jours sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie.

Pour les clients raccordés aux réseaux de distribution, une procédure de changement de fournisseur a été élaborée au sein du groupe de travail GTG 2004. Ce groupe, créé sous l'égide de la CRE, réunit l'ensemble des acteurs concernés : consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et représentants de l'administration. La procédure mise en place est simple, rapide et sans coût direct pour le client final. Le changement de fournisseur peut être effectif dans un délai de 28 jours après réception par le GRD d'une attestation de changement de fournisseur signée du client.

Pour l'ouverture du marché à tous les consommateurs de gaz au 1^{er} juillet 2007, la CRE a mis en place, en mai 2005, une instance de concertation, le GTG 2007. Cette instance a acté qu'à compter du 1^{er} octobre 2006, le délai minimum de réalisation de changement de fournisseur serait de 21 jours calendaires à compter de la formulation de la demande, auxquels pourrait s'ajouter le délai de rétractation légal de 7 jours, lorsqu'il est applicable. Compte tenu des volumes en jeu (11 millions de consommateurs), le nouveau fournisseur certifiera disposer de l'attestation de changement de fournisseur signée par le client, sans la transmettre systématiquement au GRD. Ce dernier effectuera des contrôles aléatoires a posteriori.

2.2 Les prix de détail

TABLEAU N° 12 : LES PRIX DE DETAIL DU GAZ

Définition de client d'Eurostat	D3 Euro/MWh	I1 Euro/MWh	I4 Euro/MWh
Prix d'importation moyen en France en 2006	n.d	n.d	n.d
Coût de transport hors prélèvements réglementaires	2,4	2,0	1,0
Coût de distribution hors prélèvements réglementaires	10,9	7,2	1,3
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux ⁽¹⁾	0,9	0,2	0,02 ⁽²⁾
Marge prévue pour couvrir des coûts vendus au détail	nd	nd	nd
Tarifs réglementés au 1 ^{er} juillet 2006	43,33 (tarif B1)	37,62 (tarif B2I)	25,65 ⁽³⁾ (tarif STS)

(1) transport +distribution

(2) transport uniquement car la majorité de ces clients sont raccordés au réseau de grand transport

(3) tarif STS pour un consommateur raccordé au réseau de grand transport

*

* *

VI . Sécurité de l'approvisionnement

La CRE attire l'attention sur le fait que la plupart des informations transmises dans ce chapitre relèvent de la compétence du ministre chargé de l'énergie. La sécurité d'approvisionnement en électricité est principalement assurée par la planification des moyens de production. Cette planification a lieu tous les deux ans lors de l'adoption de la programmation pluriannuelle des investissements de production. L'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit que la que le « *ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique* ». Pour le gaz, la CRE n'a aucune responsabilité en matière de sécurité des approvisionnements qui est l'apanage du gouvernement.

1 Electricité

En application de l'article 4 de la directive

1.1 La situation actuelle

A. LES PICS DE DEMANDE D'ELECTRICITE

Selon RTE, la consommation maximale en 2005 a été de 86 024 MW le 28 février 2005 à 19h15 et le record historique de consommation instantanée a été enregistré le 27 janvier 2006 à 18h58 avec 86 280 MW.

B. LE MIX ENERGETIQUE

Selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 120 892 MW. Ce chiffre n'inclut pas les capacités de production mises en arrêt définitif ou raccordées aux réseaux de distribution (6 313 MW). Le mix énergétique est le suivant :

TABLEAU N° 13 : LE MIX ENERGETIQUE DE LA FRANCE

Filière	Energie produite en 2005	Part du mix énergétique	Variation 2004/2005
Nucléaire	430 TWh	78,3 %	+ 0,7 %
Thermique classique	58,9 TWh	10,7 %	+ 10,7 %
Hydraulique	56 TWh	10,2 %	- 13 %
Autres énergies renouvelables	4,3 TWh	0,8 %	+ 11,5 %

Source : données publiques RTE

Selon RTE, 25,9 MW de capacités de production thermique ont été installés en 2005. A l'inverse, 2 662,3 MW de capacités de production thermique ont été retirés d'exploitation en 2005. Il s'agit majoritairement de centrales thermiques classiques d'EDF.

C. LES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

La loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité prévoit que les nouvelles installations de production d'électricité et les installations modifiées doivent bénéficier d'une

autorisation d'exploiter ou faire l'objet d'une déclaration auprès du ministère en charge de l'énergie.

Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements le gouvernement a lancé des appels d'offres concernant :

- 232 MW d'installations de production à base de biomasse et de biogaz, pour lesquelles l'autorisation d'exploiter a été délivrée ;
- 500 MW de production éolienne off-shore et 500 MW de production éolienne terrestre ; ces deux dossiers sont en cours d'instruction, et pourraient être suivis d'un appel d'offre de 500 MW supplémentaires.

En dehors du cadre de ces appels d'offres, les opérateurs ont rendu publics un certain nombre de décisions d'investissements.

- EDF a précisé, à l'occasion de l'ouverture de son capital, son plan d'investissement pour la période 2006-2010.
En France, l'opérateur prévoit la construction de centrales à cycles combinés : 150 MW de capacités seront opérationnelles en 2007, et 350 MW supplémentaires seront disponibles en 2008. EDF a également annoncé la remise en service de quatre groupes de production au fioul actuellement « *sous cocon* » : 600 MW en 2006, 700 MW supplémentaires en 2007, et 1 300 MW en 2008. En outre, EDF étudie le remplacement, au plus tard en 2011, de trois unités de production au fioul de 250 MW par deux centrales à cycles combinés de 440 MW.
- Gaz de France, la SNET, Poweo – en partenariat avec Verbund – et Suez-Electrabel ont annoncé la mise en service prochaine de nouveaux moyens de production, tous issus de la filière des cycles combinés au gaz naturel. La capacité totale des nouvelles centrales annoncées par ces quatre opérateurs dépasse les 4 900 MW. Ces centrales devraient être mises en service entre 2008 et 2010.

Auparavant assurée notamment par EDF, sous le contrôle de l'État, la programmation des investissements de production électrique (PPI) est devenue une prérogative d'État, qui s'exerce dans les conditions définies par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 : « *Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. [...]*

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers ».

Le Gouvernement peut lancer un appel d'offres, mis en œuvre par la CRE, s'il estime que les moyens de production existants et prévus ne permettent pas de répondre aux objectifs arrêtés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Depuis début 2004, plusieurs appels d'offres ont été lancés :

- un appel d'offres portant sur une turbine à combustion de 40 MW en Martinique a conduit à l'autorisation d'exploiter d'une centrale à Bois-Rouge ;
- un appel d'offres concernant des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse et du biogaz a conduit à l'autorisation d'exploiter de 232 MW de capacité ;
- un appel d'offres concernant des installations éoliennes en mer a conduit à l'autorisation d'exploiter de 100 MW de capacité (500 MW étaient recherchés) ;
- un appel d'offres concernant des installations éoliennes à terre a conduit à l'autorisation d'exploiter de 278 MW de capacité (500 MW étaient recherchés) ;
- un appel d'offres portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse devrait être lancé en 2006. Il porte sur une capacité de 300 MW.

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

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

1.2 Les projets d'infrastructures

A. FRANCE – BELGIQUE

Le réseau d'interconnexion entre la France et la Belgique, constitué de 4 lignes à très haute tension, offrait jusqu'en 2005 une capacité commerciale moyenne de 2 200 MW, insuffisante dans un contexte d'ouverture des marchés européens. Le renforcement de l'interconnexion constitue une étape essentielle du processus de rapprochement avec le marché belge, mais aussi avec le marché allemand. En effet, une part importante des flux de bouclage découlant d'une exportation de la France vers l'Allemagne est reportée sur le réseau d'interconnexion France-Belgique.

La solution technique, élaborée par RTE et incluse dans le programme d'investissements approuvé par la CRE, a consisté à renforcer la ligne Avelin-Avelgem par un second circuit électrique, pour un budget total de 15,7 M€. Le renforcement, inauguré le 14 décembre 2005 au terme de 15 mois de travaux, permet d'augmenter la capacité commerciale d'au moins 700 MW.

B. FRANCE - ESPAGNE

La capacité commerciale de transit entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 600 MW. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est parmi les plus bas d'Europe. Il est très loin des recommandations formulées par le Sommet européen de Barcelone en 2002 (10 % de la consommation nationale soit 4 000 MW).

L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est de porter la capacité à 2 800 MW, puis, dans un second temps, à 4 000 MW.

Le renforcement de l'interconnexion consistait initialement en deux volets : le renforcement de la ligne électrique existante Baixas/La Gaudière, et la construction d'un ouvrage

transfrontalier entre Baixas et Bescanos. Si le renforcement Baixas/La Gaudière a passé avec succès le stade de la concertation locale en 2003, il n'en a pas été de même du second volet.

De nouvelles études approfondies ont donc été menées par RTE afin d'établir des options complémentaires au projet initial. RTE a transmis les solutions envisageables au Ministère de l'Industrie en vue de déterminer le nouveau projet à présenter à la concertation locale.

La date de mise en service du projet, déjà repoussée à plusieurs reprises, est aujourd'hui fixée à 2009 pour un budget estimé à 150 M€.

2 Gaz

en application de l'article 5 de la directive

2.1 La situation actuelle

Les niveaux actuels de la consommation de gaz ainsi que les prévisions de consommation à venir sont des données relevant des services du Ministère de l'Industrie, de l'Economie et des Finances.

A. LES CAPACITES D'IMPORTATION

Les capacités fermes d'importation par point d'entrée sont données dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU N° 14 : CAPACITES D'IMPORTATION PAR POINT D'ENTREE

Point d'entrée (capacités ferme totales)	MWh/j	Gm ³ /an
TAISNIERES H	590 000	17,4
DUNKERQUE	555 000	16,4
OBERGAILBACH	430 000	12,7
FOS / MER	220 000	6,4
MONTOIR	370 000	10,9
TAISNIERES B (gaz B, PCS de 9,8 kWh/m ³)	230 000	8

Source : GDF RT en MWh/j et en Gm³/an (avec 340 jours d'utilisation et un PCS de 11,5 kWh/m³)

La capacité d'importation totale en France est d'environ 70 Gm³/an.

2.2 Les projets d'infrastructures

La structure actuelle du réseau gazier français limite les flux dans le sens nord-sud, ce qui est préjudiciable à une extension de la concurrence dans le sud de la France. La réalisation d'une interconnexion avec l'Espagne et la construction du terminal méthanier de Fos Cavaou (Fos 2) permettront d'améliorer cette situation et de développer les marchés régionaux de gaz.

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

Cependant, afin d'encourager certains investissements de nature à améliorer significativement le fonctionnement du marché (en particulier par l'augmentation des

C. LE PROJET DE FOS CAVAOU

Avec l'implantation d'un nouveau terminal méthanier à Fos Cavaou (Fos 2), la France contribue à l'augmentation des capacités d'importation de GNL (gaz naturel liquéfié) en Europe. Le dénouement des participations conjointes de Gaz de France et de Total dans la CFM et GSO prévoit que Total prendra une participation de 30 %, les 70 % restant à Gaz de France pour une capacité prévue de 8,3 Gm³ dès 2007. La CRE a demandé que 10 % de la capacité de Fos Cavaou soit réservé à des tiers.

D. EXTENSION DES CAPACITES D'IMPORTATION A OBERGAILBACH

Le besoin d'une augmentation à terme des capacités d'acheminement au Point d'Entrée Obergailbach est apparu à l'occasion de différentes demandes non engageantes émanant d'expéditeurs ou des gestionnaires du réseau de transport amont, et de la propre analyse de GRTgaz sur l'évolution des flux de gaz en Europe.

GRTgaz a lancé de mai à octobre 2005 une procédure d'appel à candidatures destinée à identifier les expéditeurs souhaitant s'engager à réserver des capacités sur une période de 10 ans. Au terme de la procédure, seuls Gaz de France, EON Ruhrgas et ENOI ont souscrits des capacités, Gaz de France et EON Ruhrgas en ont obtenu la quasi totalité. A l'exception d'ENOI, les autres candidats se sont désistés faute d'avoir pu contracter des capacités sur le réseau amont, en Allemagne.

De nouvelles capacités seront disponibles fin 2008 à hauteur de 170 GWh/j.

E. RACCORDEMENT DU TERMINAL METHANIER FOS CAVAOU AU RESEAU DE TRANSPORT (BOUCHES DU RHONE)

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

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

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

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

F. PROJET DE RENFORCEMENT DE L'ARTERE DE GUYENNE (GIRONDE – LANDES)

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

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

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

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

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

Enfin, Gaz de France, dans le cadre du dossier « *Marathon* », a pris l'engagement de réduire à 2 le nombre de zones d'équilibrage sur son réseau au plus tard le 1^{er} janvier 2009. Pour ce faire, GRTgaz a lancé un programme d'investissement pluriannuel pour décongestionner la partie nord de son réseau principal.

*
* *

VII . Questions relatives au service public

en application de l'article 3, paragraphe 9 de la directive électricité
en application de l'article 3, paragraphe 6 de la directive gaz

1 Résumé des dispositions applicables

1.1 pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage

L'article 5 du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 dispose que les fournisseurs sont tenus d'informer les consommateurs finals sur l'origine de l'électricité fournie. Cette information passe par la facture ou un document joint et les documents promotionnels qu'ils distribuent.

1.2 pour l'application des critères visés à l'annexe A de la directive

Les dispositions de l'annexe A de la directive étaient, pour l'essentiel, déjà transposées par les textes existants, et en premier lieu dans le Code de la consommation. Néanmoins, les services de la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) examinent la possibilité de compléter le Code de la consommation afin de parfaire cette transposition.

Concernant le point relatif à la gratuité du changement de fournisseur, l'article 83 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique prévoit que lorsqu'un client ayant déjà exercé ses droits à l'éligibilité change à nouveau de fournisseur, il est seul redevable des coûts générés par ce changement.

1.3 pour le traitement des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises en application de l'article 37 de la loi du 3 janvier 2003.

Le décret n° 2001-531 du 20 juin 2001 instaure un dispositif permettant de « *préserver ou garantir [l']accès à l'électricité* » des personnes en situation de précarité. Dans le cadre du service public de l'électricité, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie (puissance souscrite minimum de 3 kVA) et d'une procédure d'aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux.

Le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004, relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité, se rapporte à la « *tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité* ». Dans le cadre du service public de l'électricité, les consommateurs à faibles revenus (inférieurs à un plafond fonction de la composition du foyer) peuvent disposer d'un abattement sur le tarif réglementé de vente de l'électricité.

Une partie du coût supporté par les fournisseurs au titre de ces missions de service public fait l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

2 La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final

Seuls les clients résidentiels sont non éligibles (jusqu'en 2007) et possèdent nécessairement un contrat au tarif réglementé.

Parmi les clients éligibles, ceux qui n'ont pas exercé leur droits à l'éligibilité continuent de bénéficier des tarifs de vente réglementés. Par contre, un client qui a exercé ses droits à l'éligibilité ne peut pas prétendre bénéficier à nouveau des tarifs de vente réglementés.

Les évolutions des tarifs de vente réglementés sont fixées par arrêtés conjoints des ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE. Selon la loi du 10 février 2000 les tarifs doivent couvrir les coûts, c'est-à-dire les coûts d'acheminement et les coûts de fourniture (production et commercialisation/gestion clientèle).

Pour l'électricité, aucune formule d'indexation sur les prix de marché n'est appliquée aux tarifs de vente réglementés.

Il n'y a pas de compensations perçues par le fournisseur désigné en contrepartie de l'obligation de fournir de l'énergie à des tarifs réglementés.

Encadré n° 6 : Les tarifs réglementés

La coexistence de prix de marché et de tarifs réglementés, dont le niveau ne reflète qu'imparfaitement les coûts, ne facilite pas le développement du marché.

Si le maintien des tarifs réglementés, pendant une période de transition, peut se comprendre, le niveau anormalement bas de certains d'entre eux constitue, en revanche, un obstacle à l'arrivée de nouveaux entrants et, en électricité, un frein à l'investissement dans de nouvelles capacités de production.

2.1 Electricité

Il existe une vingtaine de tarifs réglementés, en fonction de la puissance souscrite.

Après une baisse moyenne d'environ 24 % sur 10 ans en euros constants, les tarifs de vente réglementés d'électricité ont augmenté de 3 % en moyenne le 1^{er} juillet 2003. Ils ont diminué de 1,2 €/MWh le 1^{er} janvier 2004, montant équivalent à la hausse de la contribution au service public de l'électricité pour 2004.

Ils sont composés, à compter du 1^{er} janvier 2006 :

- d'une part réseau, égale à la somme du tarif d'utilisation des réseaux fixé par la décision du 25 septembre 2005 (TURP2) et de la contribution tarifaire acheminement (CTA) ;
- d'une part fourniture, qui doit rémunérer les activités de production et de commercialisation d'électricité.

L'absence de hausse des tarifs, depuis juillet 2003, amène à s'interroger sur la bonne adéquation des tarifs avec les coûts. En particulier, certains tarifs applicables aux professionnels ne permettent pas de couvrir les coûts de production. Aucune périodicité d'évolution n'est fixée.

Le contrat de service public entre EDF et l'Etat, signé en octobre 2005, prévoit que la hausse des tarifs aux clients résidentiels ne sera pas supérieure à l'inflation pendant les cinq premières années.

2.2 Gaz

Les tarifs réglementés de vente concernent deux clientèles différentes :

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

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

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

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

Les tarifs réglementés intègrent sans les identifier :

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

Il existe deux types de tarifs réglementés.

A. LES TARIFS A SOUSCRIPTION

Les tarifs à souscription s'appliquent aux consommateurs de gaz directement raccordés au réseau de transport de gaz et aux clients raccordés à un réseau de distribution qui consomment plus de 4 GWh par an. Ces clients sont tous éligibles.

Les tarifs à souscription sont révisés 4 fois par an (1^{er} janvier, 1^{er} avril, 1^{er} juillet et 1^{er} octobre), selon une formule dite « 3-1-3 »¹⁶.

Les mouvements des tarifs à souscription sont proposés par les opérateurs et sont applicables directement dès lors que le Gouvernement, après avoir recueilli l'avis de la CRE, ne s'y oppose pas.

¹⁶ La formule 3-1-3 est calculée sur les mois N-4, N-3 et N-2 pour s'appliquer les mois N, N+1 et N+2.

B. LES TARIFS EN DISTRIBUTION PUBLIQUE

Les tarifs en distribution publique concernent l'ensemble des clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an. Gaz de France représente environ 96 % des ventes pour ces tarifs, et les entreprises locales de distribution de gaz naturel, environ 4 %.

Les modalités d'évolution des tarifs en distribution publique sont définies par l'arrêté du 16 juin 2005. Cet arrêté prévoit des hausses trimestrielles pour les ELD. L'évolution trimestrielle des tarifs de Gaz de France a été supprimée par l'arrêté du 28 avril 2006, qui a modifié l'arrêté du 16 juin 2005. Aucune fréquence d'évolution des tarifs n'est fixée pour cet opérateur. Le prochain mouvement tarifaire a été annoncé pour le 1^{er} juillet 2007.

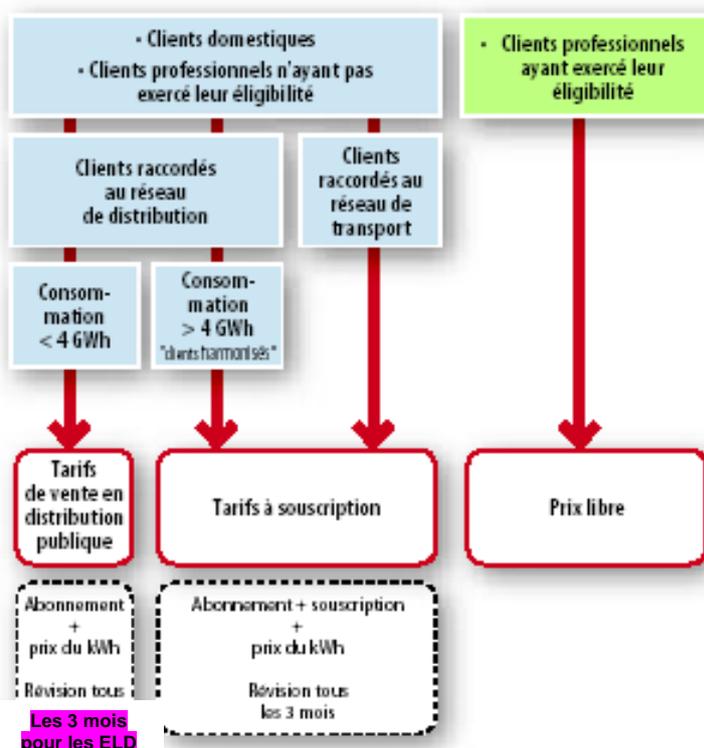
Les opérateurs déposent leur projet de barème auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, en mettant la CRE en copie, 21 jours avant la date du mouvement.

Après avis de la CRE sur saisine des ministres, les barèmes entrent en vigueur sauf opposition des ministres.

Les évolutions tarifaires prennent en compte les évolutions des coûts d'approvisionnement, selon une formule propre à chaque opérateur, et les évolutions des coûts hors approvisionnement.

Les formules d'évolution des coûts d'approvisionnement en vigueur sont de type « 6-1-3 »¹⁷.

FIGURE N° 10 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL



¹⁷ La formule 6-1-3 est calculée sur les mois de N-7 à N-2 pour s'appliquer les mois de N à N+2.

Les conséquences du gel de l'évolution des tarifs de Gaz de France en distribution publique sont les suivantes :

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

*
* *