

Message du collège



1

À compter du 1^{er} juillet 2008, la France prend pour six mois la présidence du Conseil de l'Union européenne. Signe des temps, elle fait figurer l'énergie au rang des grandes priorités de son mandat.

Le second semestre de l'année 2008 pourrait être l'occasion de consolider un processus entamé en 1996, durant lequel la Commission européenne et les États membres auront œuvré à la construction d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz conjuguant sécurité d'approvisionnement, compétitivité économique et lutte contre le changement climatique.

Ces trois objectifs sont interdépendants. En favorisant la circulation des flux d'énergie, le marché intérieur européen optimise la complémentarité des mix énergétiques et accroît le niveau de compétitivité. Par la liberté d'établissement des producteurs

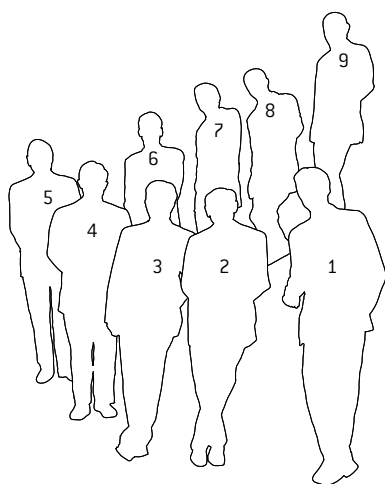
et des fournisseurs, il favorise le développement de sources de production variées, y compris renouvelables. Il offre également aux acteurs de marché des opportunités de développement à l'échelle de l'Europe.

Ces objectifs sont ceux qu'a annoncés le Conseil européen de mars 2007, qui a fait de la construction d'un « marché intérieur de l'énergie efficace, pleinement opérationnel et interconnecté » une des conditions de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

Le « 3^e paquet énergie », présenté par la Commission européenne le 19 septembre 2007, après ceux de 1996-1998 et de 2003, a pour ambition d'accélérer la construction de ce marché intérieur. À cette fin, il propose trois mesures majeures : l'amélioration du fonctionnement des réseaux de transport en Europe, tant en électricité qu'en gaz ; l'harmonisation et le renforcement des régulateurs nationaux, tant sur le plan de leurs compétences que sur celui de leur indépendance ; la mise en place d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

L'achèvement du marché intérieur exige la levée des obstacles aux échanges entre les différents réseaux. Or, l'insuffisance des investissements dans les interconnexions, et les congestions qui en résultent, constituent un frein au développement de ce marché.

C'est d'ailleurs ce qu'a relevé le rapport « Sécurité énergétique et Union Européenne – Propositions pour la présidence française », remis au Premier ministre par M. Claude Mandil le 21 avril 2008. Selon ce rapport, « la mise en œuvre complète et résolue du



1. Philippe de Ladoucette (Président)
2. Michel Lapeyre (vice-président)
3. Maurice Méda (vice-président)
4. Pascal Lorot
5. Hugues Hourdin
6. Éric Dyèvre
7. Jean-Paul Aghetti
8. Emmanuel Rodriguez
9. Jean-Christophe le Duigou

marché intérieur ne compromet pas la sécurité, comme on l'entend dire trop souvent. Bien au contraire, c'est l'outil essentiel de la solidarité à l'intérieur de l'Union. Encore faut-il qu'il s'agisse réellement d'un marché unique et fluide, et non de vingt-sept marchés, certes libéralisés mais cloisonnés par les pratiques contractuelles, le manque d'infrastructures de transport et d'harmonisation réglementaire. »

Pour aller de l'avant, une démarche pragmatique s'est imposée : la mise en place de marchés régionaux transfrontaliers, qui s'appuient sur le développement et l'optimisation de l'utilisation des interconnexions. Dans cette perspective, la CRE participe activement à quatre initiatives régionales dans le domaine de l'électricité et à deux initiatives dans le secteur du gaz.

Les progrès accomplis dans ce cadre sont tangibles.

Dans le secteur de l'électricité, il s'agit principalement de l'évolution des règles d'accès aux interconnexions et de la définition de mécanismes communs pour la gestion des congestions en Europe, à l'instar du couplage des marchés français, belge et néerlandais, qui sera étendu aux marchés allemand et luxembourgeois en 2009.

Dans le secteur du gaz, les initiatives régionales ont amélioré la transparence par la publication par les gestionnaires de réseaux des données indispensables aux acteurs de marché. Elles contribuent en outre à l'optimisation de l'utilisation des capacités existantes et au développement des importations de gaz naturel en provenance d'Espagne, d'Allemagne et de Belgique.

La construction de marchés régionaux ne doit cependant pas faire oublier l'objectif de leur réunion future dans un grand marché européen, ce qui exige dès à présent un degré minimal d'harmonisation entre les différentes régions.

* * *

En France, le processus d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz s'est achevé le 1^{er} juillet 2007 avec l'ouverture des marchés des consommateurs résidentiels. L'achèvement de la filialisation de l'activité des gestionnaires de réseaux, conformément à la loi du 7 décembre 2006, rend désormais possible l'adaptation de la régulation du monopole naturel que constituent les réseaux.

À l'occasion du renouvellement progressif, à partir du 1^{er} juillet 2008, de l'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a commencé à mettre en place des mécanismes incitant les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur prix.

Dans le cadre de la régulation incitative des coûts, l'évolution des tarifs est définie sur une période de trois à quatre ans et tient compte d'objectifs de productivité fixés par la décision tarifaire. Ce nouveau cadre de régulation, déjà mis en place par certains régulateurs en Europe, donnera une visibilité accrue aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseaux. Conformément à la loi, l'évolution des tarifs d'accès aux réseaux doit être répercutée dans les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz

La CRE travaille également à l'élaboration d'une régulation incitative de la qualité. À partir des éléments désormais mis à sa disposition à la faveur de la création d'ERDF, elle a constaté une dégradation, dont l'origine est bien antérieure à l'ouverture du marché, de la qualité de l'énergie électrique distribuée sur les réseaux concédés à ce gestionnaire. Un effort très important de rattrapage devra être réalisé dans les années à venir.

Par ailleurs, l'émergence d'un marché interconnecté et concurrentiel requiert un développement significatif des infrastructures électriques et gazières.

Parmi les investissements de RTE, les interconnexions électriques revêtent une importance particulière. Les obstacles rencontrés pour leur réalisation ne sont pas de nature financière : ils résident dans la sensibilité des populations locales aux préoccupations environnementales, ainsi que dans la complexité de certaines procédures administratives. Il est indispensable qu'un équilibre soit trouvé entre le souci légitime de la préservation de l'environnement et l'impératif de réalisation rapide d'ouvrages indispensables au développement des échanges, à la solidarité entre les États membres et à la sûreté du système électrique.

En gaz, les investissements programmés dans les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne créeront de nouvelles capacités d'entrée de gaz sur le territoire. De même, les terminaux méthaniers en projet, non seulement permettront une plus grande diversification des sources d'approvisionnement, mais contribueront également à la mise en place de la capacité excédentaire nécessaire au développement du marché.

* * *

La CRE a fait en sorte que toutes les conditions techniques et juridiques de l'ouverture complète des marchés au 1^{er} juillet 2007 soient réunies : tout consommateur qui souhaite changer de fournisseur peut exercer ce droit en toute connaissance de cause, de façon simple, gratuite, et avec la garantie de conserver le même niveau de qualité et de sécurité.

L'apprentissage de la concurrence reste cependant très progressif. Il passe par une meilleure information des consommateurs. Or, seul un tiers des ménages français sait qu'il peut choisir ses fournisseurs d'électricité et de gaz. Cela démontre que l'introduction de la concurrence, dans chacun des deux secteurs, exige de la pédagogie et du temps.

Le développement de la concurrence s'inscrit dans un contexte d'énergie chère, en raison de la hausse du prix des matières premières, de la prise en compte des exigences environnementales et de l'importance des investissements de renouvellement et de développement dans les domaines de la production, du transport et de la distribution.

En France, les progrès de la concurrence restent limités du fait du maintien des tarifs réglementés de vente, qui coexistent avec les offres de marché.

En électricité, quatre ans après son ouverture totale à la concurrence, le marché des professionnels est atone : la création du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) a fermé le marché des grandes entreprises ; sur le marché des PME-PMI, les fournisseurs alternatifs continuent de subir un effet de ciseau tarifaire pour concurrencer les tarifs réglementés de vente.

Un an après son ouverture, le marché de l'électricité pour les particuliers présente quant à lui un degré de concurrence encore très faible.

Au total 2,7 % des sites – correspondant à 31 % de la consommation française d'électricité – ont fait le choix du marché. Toutefois près des deux tiers de la consommation des clients professionnels en offre de marché relèvent du TaRTAM.

En gaz, la concurrence est plus dynamique : tant chez les clients particuliers que chez les clients professionnels, le nombre des sites consommateurs de gaz en offre de marché augmente régulièrement. Le passage de cinq à trois zones d'équilibrage, en janvier 2009, créera une grande zone de marché dans la moitié nord de la France. Il favorisera, dans cette zone, le développement de la liquidité du marché de gros du gaz. En outre, la création d'une bourse du gaz devrait améliorer les conditions de l'activité de négoce des nouveaux entrants.

Les réajustements du niveau des tarifs réglementés de vente, destinés à tenir compte des coûts d'importation du gaz conformément à la loi, constituent une condition indispensable pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'être compétitifs.

Au total 4 % des points de livraison – correspondant à 43 % de la consommation française de gaz – sont fournis à des prix de marché.

Mettant en œuvre la mission de surveillance des marchés de gros que le législateur lui a confiée en 2006, la CRE a enquêté sur les pics de prix d'électricité observés sur la bourse Powernext en octobre et en novembre 2007, alors que la situation de l'équilibre offre-demande était très tendue. Aucun comportement individuel répréhensible n'a été identifié. Toutefois, la CRE a relevé plusieurs dysfonctionnements qui ont contribué à ces pics de prix. En conséquence, elle a émis des préconisations que les acteurs du marché de gros de l'électricité, les producteurs, Powernext et RTE ont commencé à mettre en œuvre.

* * *

Le dynamisme commercial des fournisseurs devrait les conduire à offrir aux consommateurs plus de solutions innovantes en matière de maîtrise de la consommation d'énergie et de fourniture d'électricité renouvelable.

La CRE se préoccupe de la maîtrise de la demande d'énergie électrique. Par exemple, elle recommande le déploiement généralisé de systèmes de comptage évolué par les gestionnaires de réseaux. Dans ce cadre, elle contrôle l'expérimentation menée par ERDF portant sur le remplacement, en 2010, de 300 000 compteurs par des compteurs évolués, préalable à leur installation chez l'ensemble des consommateurs. Cette innovation permettra aux fournisseurs de développer des offres diversifiées, aux gestionnaires de réseaux d'améliorer la qualité de leurs prestations, et aux consommateurs de mieux connaître leur consommation et ainsi de la rationaliser.

Le comptage évolué ne constitue que l'une des formes du développement de dispositifs intelligents dont il conviendra d'équiper les réseaux à l'avenir et qui rendent possibles, au bénéfice des consommateurs, une meilleure gestion de ces ouvrages et la mise en place de prestations nouvelles. À cet égard, il y a lieu de mentionner la maîtrise des flux d'électricité permise par les effacements diffus, qui résultent de l'addition d'un grand nombre de petits ajustements de consommation sur des sites raccordés aux réseaux publics de distribution. La CRE a approuvé les règles proposées par RTE pour l'intégration expérimentale de tels effacements dans le mécanisme d'ajustement.

* * *

L'Europe a fait le choix d'un marché libre et concurrentiel pour répondre aux défis énergétiques du XXI^e siècle. La mise en œuvre de cette politique passe nécessairement par des phases de transition, qui peuvent susciter des interrogations. L'une des réponses à ces dernières réside dans une régulation des marchés de l'électricité et du gaz à la fois forte, efficace et indépendante. Telle est l'ambition de la CRE, tant au plan national qu'europpéen.

Le fonctionnement de la CRE

I. Compétences et organisation de la CRE PAGE 8

1. Les compétences PAGE 8
2. L'organisation PAGE 9

II. Les moyens budgétaires PAGE 12

III. Les personnels PAGE 13

I. Les compétences et l'organisation de la CRE

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

1. Les compétences

Selon l'article 28 de la loi du 10 février 2000, tel qu'il résulte de l'article 5 de la loi du 7 décembre 2006, la CRE « concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les

marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques¹ » [cf. encadrés 1 et 2]

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie étend au secteur du gaz le pouvoir réglementaire supplétif de la CRE.

Elle veille à la mise en place et au respect de règles donnant les moyens aux consommateurs de faire jouer la concurrence et aux nouveaux fournisseurs d'entrer sur le marché.

Dans ce cadre :

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

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

Encadré 1 : Les principales compétences de la CRE (hors compétences du CoRDiS)

Proposition des tarifs :

- d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'énergie, et des tarifs d'accès aux installations de GNL ;
- des prestations annexes des gestionnaires de réseaux d'électricité.

Proposition du montant des charges :

- de service public de l'électricité ;
- liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) qui ne concerne que l'électricité ;
- imputables au tarif de première nécessité en électricité et au tarif spécial de solidarité en gaz.

Approbation :

- des programmes d'investissements des

gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz ;

- pour l'électricité et le gaz, des règles de dissociation comptable :

- entre les activités de fourniture, de transport et de distribution,
- entre la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et ceux qui ne l'ont pas exercée.

- préalable des règles de présentation des programmes d'appel et d'approvisionnement, et des propositions d'ajustement soumises au gestionnaire du réseau de transport d'électricité ;
- des barèmes pour la facturation des raccordements des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité ;

Pouvoir réglementaire supplétif en électricité et en gaz concernant :

- les conditions de raccordement aux réseaux ;
- les conditions d'utilisation des réseaux.

Surveillance des marchés de gros et pouvoir d'enquête auprès des opérateurs pour l'accomplissement de ses missions ;

Organisation des appels d'offres décidés par le ministre chargé de l'énergie pour construire de nouveaux moyens de production d'électricité et avis sur les candidats y participant ;

Avis relatifs aux tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz.

Note 1 : Article 5.1 de la loi du 7 décembre 2006

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

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

- La CRE surveille les marchés

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

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

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

Il s'agit :

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

2. L'organisation

En vertu de la loi du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, la CRE comprend désormais un collège et un comité de règlement des différends (CoRDIS). La CRE dispose de services qui sont placés sous l'autorité de son président – ou, pour les missions confiées au CoRDIS, sous l'autorité du président du comité – et dirigés par un directeur général.

2.1. Le collège

Depuis la loi du 7 décembre 2006, le collège comprend 9 membres :

- Le président, nommé en 2006 par décret du Président de la République ; à l'avenir, la nomination du président sera soumise, en vertu de la loi de 2006, à l'avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat ;
- Deux vice-présidents, désignés, à la suite de la loi du 7 décembre 2006 qui les a institués, par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat, respectivement parmi les membres qu'ils avaient nommés ;
- Deux membres nommés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat ;
- Un membre nommé par le président du Conseil économique et social ;

- Un membre nommé par décret ;
- Deux représentants des consommateurs d'électricité et de gaz naturel, ajoutés par la loi de 2006, nommés par décret début 2007.

Les membres du collège sont nommés pour une durée de six ans ; leur mandat, qui n'est pas révocable, n'est pas renouvelable.

En mars et en avril 2008, a eu lieu le premier renouvellement partiel du collège postérieur à la loi de 2006 : conformément à la loi du 7 décembre 2006, les deux membres du collège dont le mandat était arrivé à échéance, qui exerçaient leurs fonctions à temps plein, ont été remplacés par deux nouveaux membres qui exercent leurs fonctions à temps partiel : M. Hugues Hourdin, nommé par le président du Sénat, et M. Jean-Christophe Le Duigou, nommé par décret.

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

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

Encadré 2 : Quatre types de délibérations de la CRE

- Les décisions : délibérations notifiées aux parties. Ces décisions s'imposent à leurs destinataires, qui s'exposent à des sanctions en cas de non-respect.
- Les propositions : délibérations adressées au gouvernement, que celui-ci ne peut qu'entériner ou rejeter en bloc,

sans pouvoir les modifier (tarifs d'accès aux réseaux et charges de service public). Elles sont rendues publiques lors de la publication de la décision du gouvernement au Journal Officiel.

- Les avis : délibérations adressées au gouvernement sur des projets de textes.

Ces avis ne lient pas le gouvernement. Ils sont rendus publics lors de la publication du texte du gouvernement au Journal Officiel.

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

des autres membres du collège sont incompatibles avec tout mandat électif national ou européen et avec toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie.

2.2. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

2.2.1. Création du CoRDIS

Un Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) distinct du collège des commissaires a été créé par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

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

truction de la plainte ; d'autre part la création d'un organe chargé du règlement des différends et des sanctions.

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

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

2.2.2. Composition du CoRDIS :

L'article 5 de la loi du 7 décembre 2006, modifiant l'article 28 de la loi du 10 février 2000, dispose que le Comité comprend quatre membres, « deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État » ainsi que « deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le Premier président de la Cour de cassation ».

Par décision du Premier président de la Cour de cassation du 18 décembre 2006, Mme Dominique Guirimand et Mme Jacqueline Riffault-Silk, et par décision du vice président du Conseil d'État du 5 février 2007, M. Pierre-François Racine et M. Jean-Claude Hassan ont été désignés membres du CoRDIS.

Les membres du CoRDIS sont nommés pour une durée de six ans, sauf pour sa

constitution initiale où « la durée du mandat de deux de ses membres est fixée, par tirage au sort, à trois ans ». Lors de la séance du CoRDIS du 28 février 2007 ce tirage au sort a attribué à Mme Riffault-Silk ainsi qu'à M. Hassan un mandat d'une durée de trois ans.

Par le décret du 15 février 2007, M. Racine a été nommé président du CoRDIS.

2.3. Les services

[voir organigramme en page de droite]

2.4. L'activité en chiffres

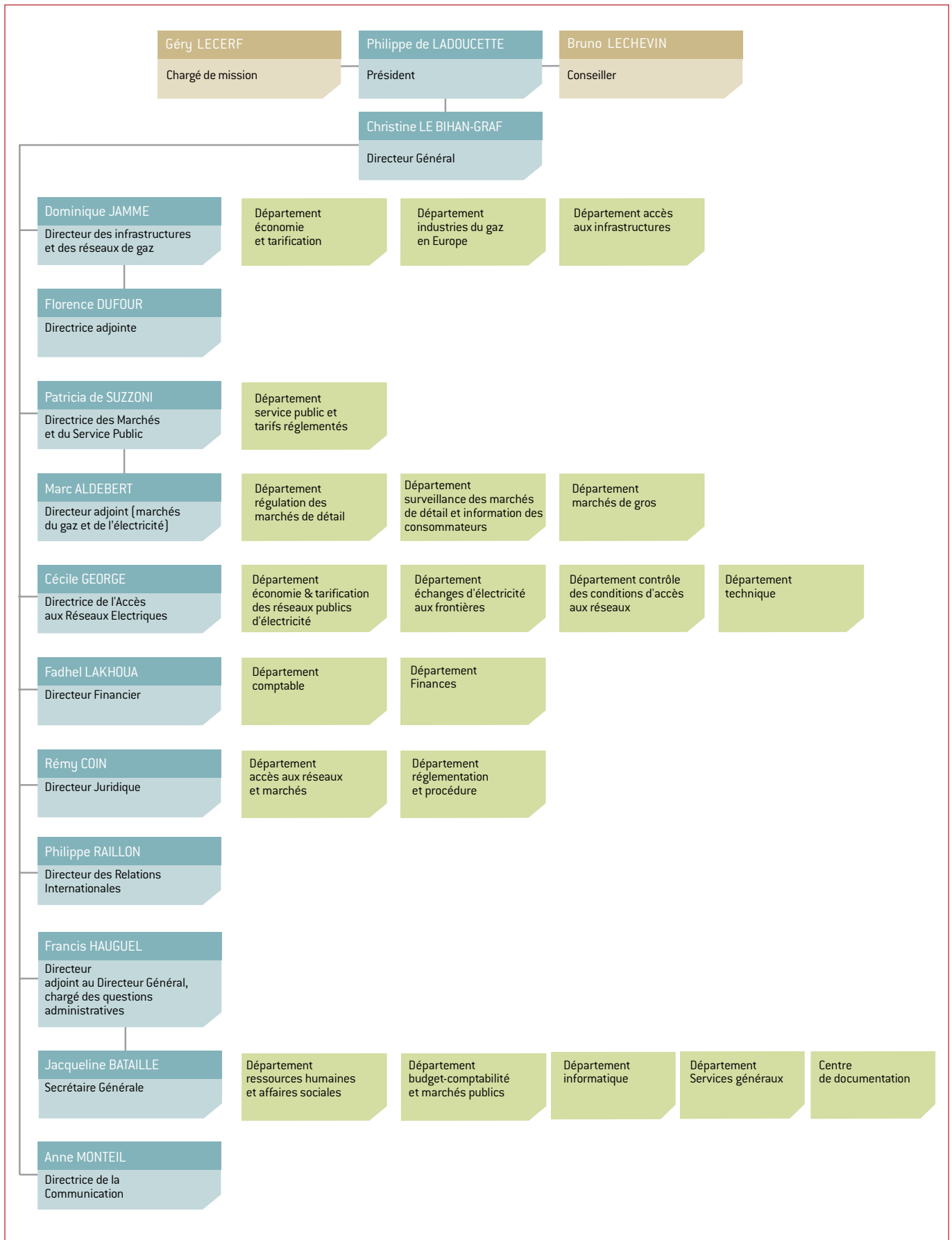
Entre le 1^{er} juin 2007 et le 31 mai 2008, la CRE a tenu 271 séances donnant lieu à 145 délibérations. (cf. tableau 1)

En raison de la préparation des nouveaux tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz, le nombre d'auditions a presque doublé : 247 cette année contre 137 pour l'année précédente.

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

Tableau 1 : L'activité de la CRE en chiffres du 1^{er} juin 2007 au 31 mai 2008

	Gaz	Électricité	Fonctionnement de la CRE	Total 2007-2008	Total 2006-2007
Décisions	9	19	2	30	21
Propositions	1	10		11	0
Avis	88	8	1	97	94
Communications	1	6		7	10
Auditions	135	112		247	137
Consultations publiques	1	0		1	1
Règlements de différends	1	3		4	3



II. Les moyens budgétaires

Les moyens financiers de la commission sont inscrits au budget de l'État. Ils figurent, en l'état de la maquette budgétaire, dans la mission « développement et régulations économiques », au sein du programme « régulation économique » dont elle constitue l'action « régulation et contrôle des marchés de l'énergie ».

Le budget prévu par la loi de finances initiale de 2007, pour un montant de 18 millions d'euros, s'est révélé insuffisant pour faire face à la fois aux enjeux de l'ouverture complète des marchés et à l'extension des missions supplémentaires prévues par la loi du 7 décembre 2006. Cela s'est traduit dans l'exécution par un besoin supplémentaire de crédits de fonctionnement qui n'a pu être comblé que grâce à des reports de crédits, tandis que restaient insatisfaits

les besoins en emplois générés par l'émergence des missions nouvelles.

L'augmentation de 5,8 % du budget global de la CRE en 2008 s'avère d'ores et déjà insuffisante et ne s'accompagne pas des créations d'emplois suffisantes, au moment même où les activités induites par l'extension des missions de la CRE sont appelées à croître, qu'il s'agisse du développement des outils de surveillance du marché, du nombre des expertises externes et des activités européennes ou de l'information des consommateurs.

Le déficit structurel du budget de fonctionnement de la CRE ne peut toutefois, ainsi que l'a relevé un récent rapport de la Cour des comptes, être réglé par des mesures ponctuelles, du type reports de crédits,

par nature aléatoires. Seul un rebasage budgétaire, prenant en compte une augmentation des crédits de fonctionnement, est donc à même de répondre aux besoins générés par le périmètre actuel des missions de la CRE, et d'anticiper sur leur élargissement prévisible qui découlera du troisième paquet législatif communautaire à horizon 2009.

Un réajustement des moyens de la CRE est donc indispensable, dans le cadre du budget pluriannuel 2009-2011, pour lui permettre d'accomplir ses missions, alors que les directives européennes de 2003 demandent que « les États membres prennent des dispositions pour faire en sorte que les autorités de régulation soient en mesure de s'acquitter [de leurs] obligations [...] de manière efficace et rapide ».

III. Les personnels

Les effectifs de la CRE en équivalents temps plein sont passés de 117 agents fin 2006, à 120 fin 2007 et atteignent 128 au 30 juin 2008.

En 2007, 85 % des effectifs sont des cadres. La proportion des femmes s'élève à 47 %, celle des hommes à 53 %. L'âge moyen est de 38 ans. (cf. figure 1).

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

La diversité des origines professionnelles des personnels (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs...), leur niveau de technicité et la richesse de leur expérience doivent être soulignés. Les missions dévolues à la CRE impliquent le recours à un niveau élevé d'expertise, dans le domaine de l'énergie, mais aussi de l'audit

financier. Le personnel correspondant est donc recruté avec un très haut niveau de formation et possède généralement une bonne expérience acquise (actuellement, seuls 13 collaborateurs sont à la CRE sur un premier emploi). Le vivier majoritairement sollicité est celui des grandes écoles d'ingénieurs ou des cabinets d'audits.

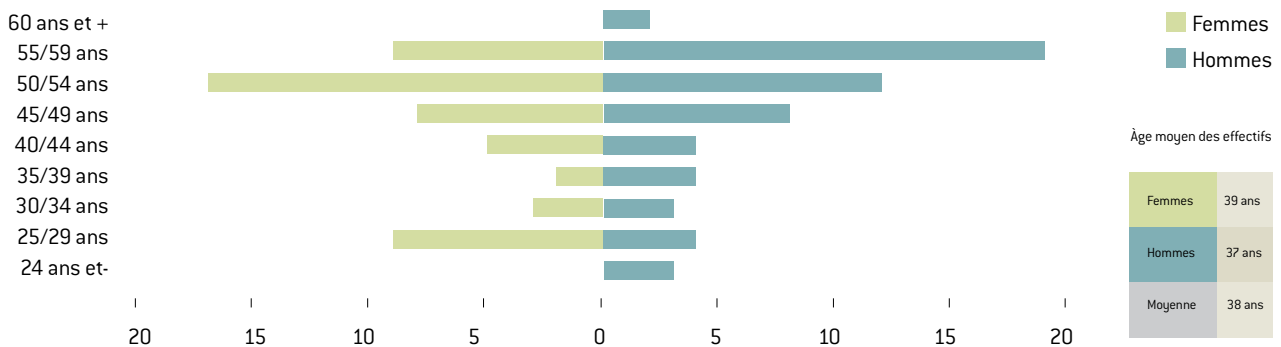
Près de 80 % des personnels sont directement affectés aux fonctions de régulation et exercent des métiers en rapport avec l'activité propre de la CRE (ingénieurs, économistes, technico-économistes, financiers, juristes), tandis que les fonctions support (administration, comptabilité, informatique...)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

Une politique de formation permanente dynamique permet de s'assurer de l'adaptation continue des compétences à l'exercice de la régulation, d'accroître l'efficacité

personnelle (informatique, langues étrangères) et de soutenir des projets professionnels, y compris diplômant, en rapport avec les activités de la CRE. En 2006, 60 % des effectifs de la CRE ont bénéficié d'une ou plusieurs formations.

La politique de rémunération de la CRE repose sur la reconnaissance des compétences professionnelles (niveau de formation et expérience acquise), sur la prise en compte du niveau des responsabilités exercées ainsi que sur les efforts déployés par chacun pour atteindre les objectifs qui lui sont fixés. Les rémunérations moyennes annuelles brutes, primes incluses, s'établissaient comme suit en 2006 : 33 500 € pour les non-cadres et agents administratifs, 45 000 € pour les chargés de mission, 66 000 € pour les chefs de département et 114 000 € pour les cadres dirigeants.

Figure 1 : Pyramide des âges



L'activité du CoRDIS

I. Recevabilité PAGE 16

II. Compétence du CoRDIS PAGE 16



De gauche à droite :
Jean-Claude Hassan
Pierre-François Racine (Président)
Dominique Guirimand
Jacqueline Riffault-Silk

Recevabilité et compétence

Le CoRDIS lors de sa première année d'existence a été saisi de 5 affaires mais seules 3 d'entre elles ont donné lieu à des décisions, les deux autres ayant donné lieu au désistement d'une des parties.

Les 3 décisions intervenues en 2007 sont importantes en ce qu'elles permettent de préciser les compétences du CoRDIS, la notion d'accès aux réseaux que ce soit en électricité ou en gaz ainsi que les conditions de recevabilité des demandes.

Ces décisions concernaient un différend lié à l'accès au réseau de distribution d'électricité (CRE, CoRDIS, 28 juin 2007, Société Ventura), un différend lié à l'accès au réseau de distribution de gaz (CRE, CoRDIS, 26 septembre 2007, Société Poweo) et un différend lié au contrat GRD-F.

I. Recevabilité

La décision du CoRDIS du 28 juin 2007 qui opposait la Société Ventura à la société coopérative d'intérêt collectif agricole de la région de Pithiviers (Sicap) a mis en lumière une approche constructive sur les conditions de recevabilité des demandes. Le CoRDIS, à cette occasion, a précisé que l'existence d'un différend était la condition fondamentale pour la recevabilité des demandes qui lui sont soumises. Le différend opposait un producteur d'électricité, la société Ventura, à un gestionnaire de réseau public de distribution, la société coopérative d'intérêt collectif agricole de la région de Pithiviers (Sicap). Cette dernière refusait de donner suite aux demandes de raccor-

dement de son installation de production d'électricité d'origine éolienne présentées par la société Ventura.

Dans sa décision, le CoRDIS précise la notion de différend formalisé en estimant que ce n'est pas au motif que la société Ventura a bien accepté deux propositions techniques et financières de raccordement au réseau public de distribution d'EDF que celle-ci a renoncé à tout lien contractuel avec la Sicap et qu'il ne saurait y avoir, par conséquent, de différend entre les deux sociétés.

II. Compétence

L'article 38 de la loi du 10 février 2000 dispose que le Comité de règlement des différends et des sanctions est compétent pour régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends liés à l'accès au réseau ou à son utilisation, opposant un utilisateur à un gestionnaire de réseau.

Il s'en suit que deux critères cumulatifs de compétence doivent donc être réunis pour le règlement d'un différend par le CoRDIS :

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

Les décisions du CoRDIS comme celles qui avaient été prises avant sa création par la CRE, ont précisé ces compétences.

1. Limite de compétence

Conformément à la « jurisprudence » antérieure de la CRE, la décision Ventura a été l'occasion pour le CoRDIS de rappeler qu'il n'est pas compétent pour traiter des demandes de condamnation tendant à la réparation d'un préjudice subi et à la prise en charge par un distributeur des surcoûts et préjudices résultant pour un producteur des éventuelles contraintes de raccordement (CRE, CoRDIS, 28 juin 2007, Société Ventura).

2. Le critère organique de compétence

La décision Poweo a été l'occasion pour le CoRDIS de préciser qu'il est compétent pour connaître d'un différend opposant un fournisseur à un GRD. Il estime dans cette décision que « la société Poweo, en sa qualité de fournisseur, bénéficie d'un droit d'accès au réseau de distribution de gaz naturel, en vertu de l'article 2 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, qu'elle exerce pour la fourniture de ses clients finals. À ce titre, elle est utilisateur du réseau [...] » La circonstance qu'elle chercherait au moyen des adresses et des numéros de point de comptage et d'estimation (PCE) à développer sa clientèle ne retire pas au présent litige le caractère d'un différend lié à l'accès au réseau au sens de l'article 38 précité » (CRE, CoRDIS, 26 septembre 2007, Société Poweo).

3. Le critère matériel de compétence : l'accès au réseau et son utilisation

Le CoRDiS a précisé les obligations qui s'imposent au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité lorsqu'il est saisi d'une demande de raccordement. Il a également déterminé ce que recouvre la notion d'informations nécessaires à un accès efficace au réseau de gaz et s'est prononcé sur la valeur normative des groupes de travail. Enfin, le CoRDiS a explicité les rapports contractuels entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux dans le cadre de l'ouverture du marché.

3.1. Obligations du GRD dans l'instruction des demandes de raccordement (électricité)

Dans sa décision du 28 juin 2007, le CoRDiS a rappelé que les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de proposer une solution de raccordement à tout producteur d'électricité qui le demande, peu important le fait qu'il soit situé en dehors de sa zone de desserte, conformément aux stipulations de l'article 8-3 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale qui lui sont applicables.

Le CoRDiS a également précisé qu'un GRD ne peut refuser le raccordement d'installations de production que dans les conditions prévues aux dispositions de l'article 23 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

En vertu de cet article « Tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de régulation de l'électricité. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, et à la qualité de leur fonctionnement ».

3.2. Précisions sur la notion d'informations nécessaires à un accès efficace au réseau de gaz

Le 26 septembre 2007, le CoRDiS a prescrit à Gaz de France Réseau Distribution de mettre

à la disposition de la société Poweo la liste globale des points de comptage et d'estimation (PCE) de son réseau de distribution.

Le différend dont il était saisi opposait la société Poweo, nouvel entrant sur le marché du gaz, au gestionnaire de réseau de distribution Gaz de France. Celui-ci refusait de communiquer les numéros et adresses de l'ensemble des points de comptage et d'estimation, c'est-à-dire les points de sortie de son réseau de distribution, en soutenant qu'il s'agissait d'informations commercialement sensibles.

Il se fondait pour cela sur les dispositions du décret du 18 février 2004 aux termes duquel « les informations de nature à porter atteinte aux règles d'une concurrence loyale, dont la confidentialité doit être préservée par les opérateurs gaziers mentionnés à l'article 9 de la loi du 3 janvier 2003, sont les informations échangées pour la préparation et l'application [des] contrats et protocoles, relatives à l'identité des parties [...] ».

Le CoRDiS a rappelé que l'accès aux réseaux est pour les fournisseurs une condition nécessaire à l'exercice de leur activité. En application de l'article 13 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, il appartient donc au gestionnaire de réseau de gaz, de mettre à la disposition de tous les fournisseurs l'ensemble des informations nécessaires à leur accès efficace au réseau.

Le CoRDiS a considéré que la liste demandée constituait une telle information, dès lors que l'ensemble du territoire n'est pas desservi en gaz naturel, que tous les clients potentiels ne sont pas physiquement raccordés à un réseau de distribution et que cette liste permet de connaître, parmi les sites, immeubles ou parties d'immeuble, ceux qui y sont physiquement raccordés.

Il en résulte que, pour permettre aux fournisseurs d'accéder au réseau et d'exercer leur activité, les gestionnaires de réseaux doivent mettre à leur disposition les adresses et numéros de l'ensemble des PCE des réseaux de distribution, sous réserve que de telles données ne constituent pas des informations commercialement sensibles dont la confidentialité doit être préservée. Le CoRDiS a considéré que cette liste était

dépourvue d'informations nominatives et ne saurait, en conséquence, constituer une information commercialement sensible.

Gaz de France a transmis à la société Poweo les éléments à sa disposition concernant l'ensemble des PCE de son réseau de distribution.

3.3. La décision Poweo : précision sur la valeur normative des Groupes de travail « Gaz » (GTG)

Pour préparer, développer et permettre le bon fonctionnement des marchés de l'énergie, la CRE a mis en place des groupes de travail – les GTC (consommateurs), les GTE (électricité) et GTG (gaz) – qui rassemblent les consommateurs, les installateurs, les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux et les pouvoirs publics. Ces groupes de travail sont chargés d'établir les modalités pratiques de fonctionnement des marchés. Ces règles font l'objet, 2 fois par an, d'une communication de la CRE qui les valide.

Ces procédures peuvent être assimilées à des usages professionnels, c'est-à-dire « des comportements professionnels constants, notoires et généralement admis », qui permettent de compléter et d'explicitier la réglementation. Tirant leur autorité d'un consensus ou d'un arbitrage entre professionnels, ces procédures sont assimilées à des usages ayant cours dans le secteur de l'énergie.

En droit commercial, l'existence de l'usage professionnel ayant une valeur juridique est attestée par la délivrance, par les chambres de commerce ou les syndicats professionnels, d'un « parère ».

Cet usage pourrait être pris en compte par le juge dans le cadre d'une procédure juridictionnelle, à condition que le demandeur soit en mesure d'établir leur réalité. Les communications de la CRE renvoyant aux procédures définies par les groupes de travail ne sont pas sans ressembler à un rôle de délivrance de « parères » dans le secteur de l'énergie.

Les opérateurs font figurer ces règles dans leurs conditions générales de vente. Ces procédures sont également appliquées à travers les contrats entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs, qui eux-

mêmes traitent des relations entre les gestionnaires de réseaux et les clients.

Dans sa décision en date du 26 septembre 2007 (Poweo c/ Gaz de France Réseau de Distribution), le CoRDIS a explicitement rappelé que « la procédure élaborée en GTG 2007 [...] constitue un usage communément admis par la profession qui n'est donc pas dépourvu, à ce titre, de valeur normative ». Par la suite, le CoRDIS et les juridictions pourraient se fonder sur ces usages.

3.4. Précisions sur le contrat GRD-F

Le CoRDIS a récemment traité d'une affaire qui opposait depuis plusieurs mois certains fournisseurs alternatifs à ERDF, gestionnaire de réseaux publics de distribution. Dans sa décision du 7 avril 2008 (Direct Énergie, Gaz de France, Electrabel France et Poweo c/ Électricité Réseau Distribution France), le CoRDIS a prescrit à ERDF de modifier son projet de contrat GRD-F.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz naturel.

Dans le souci de faciliter l'ouverture à la concurrence, le législateur a souhaité simplifier pour les consommateurs le dispositif de souscription des contrats.

A ainsi été mis en place le « contrat unique », qui dispense le consommateur souhaitant souscrire une offre de marché de conclure directement et parallèlement à son contrat de fourniture un contrat d'ac-

cès au réseau en lui donnant la possibilité de ne conclure qu'un seul contrat, portant à la fois sur la fourniture et la distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Afin de pouvoir proposer ce contrat unique, les fournisseurs doivent avoir conclu avec le gestionnaire du réseau public de distribution un contrat permettant l'acheminement effectif de l'énergie. En électricité, ce contrat a été dénommé par l'usage « contrat GRD-F ».

Les premières réflexions sur le contrat GRD-F ont débuté en 2003 dans le cadre des instances de concertation mises en place sous l'égide de la CRE, en particulier au sein du Groupe de travail « Électricité » (GTE). Les premiers contrats GRD-F ont été signés au 2^e semestre 2004.

En vue de l'ouverture du marché aux consommateurs particuliers au 1^{er} juillet 2007, les fournisseurs ont sollicité ERDF concernant l'adaptation de ce contrat.

Ne parvenant pas à trouver d'accord avec ERDF, quatre fournisseurs, les sociétés Direct Énergie, Gaz de France, Electrabel France et Poweo, ont saisi le CoRDIS, en février 2008, d'une demande de règlement de différend.

Les fournisseurs souhaitaient la modification du contrat GRD-F sur de nombreux aspects, mais leur demande principale portait sur le partage des responsabilités entre les fournisseurs et le gestionnaire de réseaux dans le cadre du contrat unique. Résoudre cette question impliquait

d'examiner l'existence ou non d'un lien contractuel entre le gestionnaire de réseaux et le consommateur.

Les fournisseurs reprochaient à ERDF de tenter de s'exonérer, par le biais du contrat GRD-F, de ses obligations de gestionnaire de réseaux, en excluant toute responsabilité contractuelle de sa part vis-à-vis d'un client final ayant conclu un contrat unique.

Le CoRDIS a rappelé qu'ERDF ne peut, par le contrat GRD-F, transférer sur un tiers ou un cocontractant, tout ou partie des obligations qui lui incombent en sa qualité de gestionnaire de réseaux.

Il a ensuite précisé que le contrat unique n'a ni pour objet, ni pour effet, de modifier les responsabilités contractuelles respectives du gestionnaire de réseaux, du fournisseur et du client final, ce dernier bénéficiant des mêmes droits et obligations que s'il avait conclu un contrat d'accès au réseau ou avait conservé un contrat au tarif réglementé.

Le CoRDIS en a déduit que le contrat GRD-F, partie intégrante du contrat unique, crée nécessairement une relation contractuelle entre le gestionnaire de réseau et le client final, permettant à ce dernier d'engager directement la responsabilité contractuelle du gestionnaire de réseaux.

Constatant que certaines stipulations du contrat GRD-F étaient contraires à ces principes, le CoRDIS a demandé à ERDF de proposer un nouveau contrat.

La construction d'un marché unique européen de l'énergie

Synthèse PAGE 22

I. L'organisation et la coordination des principaux régulateurs européens PAGE 26

1. Les travaux menés collectivement par les régulateurs européens PAGE 26
2. L'organisation des régulateurs et son évolution PAGE 27
3. Les relations de la CRE avec les instances communautaires PAGE 28
4. Le développement des activités du CEER à l'extérieur de l'Union européenne PAGE 28

II. Les activités européennes de la CRE PAGE 30

1. La contribution des régulateurs européens au « 3^e paquet énergie » PAGE 30
2. L'intégration des marchés du gaz PAGE 30
3. L'intégration des marchés de l'électricité PAGE 34
4. L'exploitation des réseaux interconnectés d'électricité et la sécurité d'alimentation PAGE 39
5. L'ouverture des marchés au bénéfice des consommateurs PAGE 39

III. Les travaux communautaires PAGE 46

1. Les propositions de la Commission européenne relatives au marché intérieur de l'énergie : le « 3^e paquet énergie » PAGE 46
2. Les propositions de la Commission européenne relatives à la lutte contre le changement climatique : le « Paquet climat » PAGE 50
3. Les procédures d'infraction engagées par la Commission européenne contre la France PAGE 51

Synthèse

Le traité de Lisbonne, signé le 13 décembre 2007 par les chefs d'État et de gouvernement des 27 États membres de l'Union européenne, place l'énergie au rang des compétences partagées de l'Union. Celle-ci disposera désormais d'une compétence propre pour encadrer le fonctionnement du marché de l'énergie. Elle reçoit une compétence nouvelle en matière de sécurité d'approvisionnement. En outre, le traité prévoit que, si un ou plusieurs États membres éprouvaient des difficultés d'approvisionnement, leurs besoins pourraient être satisfaits par la mise en commun de ressources disponibles au sein de l'Union, sur la base du principe de solidarité.

En s'appuyant sur ses compétences dans le domaine du marché intérieur et en matière de concurrence, la Commission européenne a promu, depuis 1996, la construction d'un marché européen de l'énergie conjuguant sécurité, compétitivité et développement durable.

L'objectif est de réaliser un marché européen ouvert et compétitif dans lequel les flux d'électricité et de gaz peuvent circuler sur l'ensemble du territoire européen et où tout consommateur final peut opter librement pour le fournisseur européen de son choix.

Sur le plan pratique, il s'agit de passer de 27 marchés nationaux juxtaposés à un véritable marché unique. Par son action quotidienne dans le cadre des initiatives régionales de l'électricité et du gaz, la CRE contribue à l'objectif d'intégration des marchés ; cette intégration passe par un renforcement des interconnexions, une utilisation plus efficace des infrastructures existantes ainsi que par l'harmonisation et le renforcement des pouvoirs des régulateurs.

La CRE et la mise en place du marché intérieur de l'électricité et du gaz

Pour intégrer les marchés nationaux ouverts de l'électricité et du gaz, il est nécessaire d'harmoniser les pratiques sur chacun d'entre eux en matière d'accès aux réseaux, et de rendre les échanges transfrontaliers aussi aisés et fluides que les flux au sein d'un réseau national.

Avec les autres régulateurs européens de l'énergie, la CRE contribue à la mise en place de ces conditions. Son action s'organise essentiellement, depuis 2006, dans le cadre des initiatives régionales « électricité » et « gaz » définies par la Commission européenne et le Groupe européen des régulateurs de l'électricité et du gaz (ERGEG – *European Regulators' Group for Electricity and Gas*). Réunissant les régulateurs, les gestionnaires de réseaux de transport, les bourses et les acteurs de marché (consommateurs, producteurs, négociants) d'une même zone géographique, ces initiatives régionales permettent des avancées progressives en matière de gestion des échanges aux interconnexions transfrontalières et l'émergence de véritables marchés régionaux.

La CRE participe à quatre initiatives régionales « électricité »

Les priorités de ces initiatives régionales portent sur les méthodes de gestion des congestions aux frontières, sur la transparence des marchés et sur le développement des échanges d'énergie d'ajustement aux frontières.

Les initiatives régionales ont permis de dégager un consensus croissant autour de mécanismes cibles pour la gestion des congestions aux interconnexions ; ce point a été salué lors du XIV^e forum de Florence qui a réuni les acteurs du marché de l'électricité en septembre 2007.

Pour intégrer les marchés nationaux ouverts de l'électricité et du gaz, il est nécessaire d'harmoniser les pratiques sur chacun d'entre eux en matière d'accès aux réseaux, et de rendre les échanges transfrontaliers aussi aisés et fluides que les flux au sein d'un réseau national.

La France est directement concernée en 2009 par la mise en place de ces mécanismes cibles, avec :

- la mise en place d'une plateforme d'enchères unique pour l'allocation des capacités périodiques dans la région Centre-Ouest ; cette plateforme unique est destinée à se substituer aux trois plateformes d'allocation existantes ;
- l'extension du couplage des marchés français, belge et néerlandais à l'Allemagne et à la région Nord ;
- la mise en place d'échanges d'énergie d'ajustement entre la France et l'Angleterre.

L'achèvement de ces trois projets constituera une étape importante dans la construction du marché intérieur de l'électricité. Ce modèle devra ensuite être étendu aux autres initiatives régionales.

Dans le cadre de son pouvoir d'approbation du programme annuel d'investissements de RTE, la CRE incite au renforcement des infrastructures d'interconnexion, sans lequel l'intégration des marchés ne peut devenir une réalité.

La CRE participe à deux initiatives régionales « gaz »

La France dépend, pour la moitié de son approvisionnement en gaz, du bon fonctionnement des réseaux de transport et de transit d'autres États européens. Les capacités d'entrée de gaz sur le territoire sont nécessaires aux nouveaux fournisseurs pour prendre des positions fortes et pérennes sur le marché français.

Dans la région Nord-Ouest de l'Union européenne, la CRE est chargée avec BNA, son homologue allemand, de l'amélioration des échanges de gaz aux interconnexions. Les priorités, fixées à l'initiative des régulateurs dans une feuille de route couvrant la période 2008-2012, portent sur l'optimisation des capacités existantes, sur le développement de nouvelles capacités et sur l'amélioration de la transparence.

Aux interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne, des progrès notables ont été enregistrés en ce qui concerne la transparence

des données publiées par les gestionnaires de réseaux de transport et l'accès aux capacités de court terme. Toutefois, des difficultés dans l'acheminement du gaz vers la France persistent car la Belgique et l'Allemagne n'ont pas remis en cause les contrats de transit de long terme qui couvrent aujourd'hui la totalité des capacités fermes existantes sur leurs réseaux.

Dans la région Sud, la priorité est donnée au développement des interconnexions gazières entre la France et la péninsule ibérique. Un plan d'investissements important a été lancé, qui devrait permettre la création d'un nouveau point d'importation de gaz en France en 2010.

Les projets d'investissements aux points d'interconnexions doivent être fondés sur des procédures d'appel au marché (*open seasons*) coordonnées afin d'éviter tout déséquilibre de part et d'autre des frontières.

La cohérence et la convergence des initiatives régionales sont une condition de l'intégration des marchés

Les progrès des initiatives régionales reposent sur l'existence d'un consensus entre les parties prenantes. Les décalages constatés dans leur développement, inhérents à l'hétérogénéité des architectures de marché et au manque d'harmonisation des pouvoirs des régulateurs, ne doivent pas être un obstacle à l'achèvement du marché intérieur.

Pour assurer la cohérence et la convergence des initiatives régionales « électricité » et « gaz », l'ERGEG a mis en place deux groupes de travail. Ces groupes, dont la CRE assure le copilotage, suivent l'avancement des travaux des initiatives régionales, vérifient la compatibilité des projets en cours dans les différentes régions et définissent une vision commune du futur marché européen de l'énergie.

En électricité, le groupe de travail s'attache au respect des délais de mise en œuvre des projets en cours de développement dans les régions Centre-Ouest et France-Royaume-Uni-Irlande.

En gaz, les efforts d'harmonisation concernent principalement l'initiative régionale Sud.

Les questions relatives aux consommateurs bénéficient d'une meilleure prise en compte

Le 5 juillet 2007, la Commission européenne a soumis à consultation publique un projet de charte européenne des droits des consommateurs d'énergie. Cette initiative a débouché sur l'élaboration d'un guide à l'intention des consommateurs européens. Ce guide a été présenté le 6 mai 2008 lors de la conférence sur la promotion des droits des consommateurs d'énergie organisée par la Commission européenne.

La Commission européenne a prévu d'organiser, à l'automne 2008, la première réunion du Forum consacré au fonctionnement des marchés de détail et aux consommateurs. À l'instar des fora de Florence et de Madrid, ce forum permanent réunira l'ensemble des acteurs concernés : États membres, associations de consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, régulateurs de l'énergie.

Sur ces sujets, la Commission européenne est conseillée par le groupe de travail « consommateurs » (*Customer Focus Group*) de l'ERGEG ; la CRE préside ce groupe depuis janvier 2008. Depuis juin 2007, l'ERGEG a publié trois rapports assortis de recommandations : sur la régulation des prix de détail, sur les systèmes de comptage évolué en électricité et sur les modalités pratiques de changement de fournisseur.

Un état des lieux sur la régulation des prix de détail de l'électricité et du gaz – qui se traduit en France par l'existence de tarifs réglementés de vente – a fait l'objet d'une publication le 15 juin 2007. Ce rapport a mis en évidence que de nombreux États membres régulaient les prix de détail, selon des modalités très diverses. Il a également permis de relever qu'avant le 1^{er} juillet 2007, dans les États membres où coexistaient prix régulés et prix de marché, la réversibilité pour les clients résidentiels était autorisée à l'exception de la France. Dans ses conclusions, l'ERGEG estimait que la

coexistence de prix régulés et de prix de marché ne pouvait être viable sur le long terme.

Dans sa publication du 31 octobre 2007 sur les systèmes de comptage évolués en électricité, l'ERGEG a recommandé aux régulateurs nationaux d'adopter une politique incitant ou rendant obligatoire la mise en place de systèmes de comptage évolués.

Une étude sur les modalités de changement de fournisseur d'électricité a conduit à la publication, le 10 avril 2008, d'un guide de bonnes pratiques. Au regard des délais constatés en Europe (compris entre 3 semaines et 2 mois), l'ERGEG invite les régulateurs nationaux à définir des processus standards permettant de changer de fournisseur en moins d'un mois.

Les évolutions européennes dans le domaine de l'électricité et du gaz

L'attention se focalise le plus souvent sur le « paquet énergie et climat » présenté par la Commission européenne, qui traduit les objectifs que se sont fixés les États membres en mars 2007 pour mettre en place une économie à faible intensité en carbone. Il convient toutefois de ne pas perdre de vue que l'aboutissement des débats relatifs au « 3^e paquet énergie » devrait constituer une étape majeure pour l'amélioration du fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

Le « 3^e paquet énergie » fait l'objet de débats nourris

Le Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER – *Council of European Energy Regulators*) a accueilli « favorablement » le « 3^e paquet énergie » proposé par la Commission européenne le 19 septembre 2007. Il a toutefois émis des commentaires et des propositions.

Le « 3^e paquet énergie » prévoit non seulement d'harmoniser et d'élargir les compétences des autorités de régulation nationales,

L'aboutissement des débats relatifs au « 3^e paquet énergie » devrait constituer une étape majeure pour l'amélioration du fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

mais aussi d'affermir leur indépendance. Parmi les mesures proposées, la possibilité pour les régulateurs d'imposer des dispositifs de mise sur le marché d'une partie de la production des opérateurs historiques constituerait un progrès notable. Par ailleurs, conférer aux autorités de régulation nationales le pouvoir d'approuver et de faire modifier les règles d'échanges aux interconnexions proposées par les gestionnaires de réseaux, favoriserait la bonne circulation des énergies entre les différents marchés.

La Commission européenne propose également la création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER permettrait de disposer, au niveau de l'Union européenne, d'un organisme capable de s'assurer du bon fonctionnement des réseaux européens d'électricité et de gaz, en particulier sur les questions transfrontalières. Pour cela, l'ACER devra disposer de pouvoirs suffisants par rapport à ceux de l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO), que le « 3^e paquet énergie » propose également de créer.

En vue de parvenir à une « séparation effective » entre les activités de production et de fourniture et les activités de transport, qui font aujourd'hui l'objet d'une séparation juridique et comptable, la Commission européenne a proposé de rendre obligatoire leur séparation patrimoniale.

Huit États membres, dont la France, ont proposé une « 3^e voie », qui préserve la possibilité pour les réseaux de transport d'être détenus par des groupes intégrés.

L'aboutissement des discussions entre les États membres et la Commission européenne sur les modalités de renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport conditionne l'adoption du « 3^e paquet énergie ».

Le « paquet énergie-climat » inscrit le développement durable dans le fonctionnement du marché intérieur

Le « paquet énergie-climat », proposé le 23 janvier 2008 par la Commission européenne, conjugue des objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre, de développement des énergies renouvelables et de renforcement de l'efficacité énergétique. Il n'est pas sans conséquence sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz, tant en matière d'approvisionnement qu'en matière d'adaptation des réseaux à de nouveaux modes de production, le plus souvent décentralisés.

La Commission européenne envisage en particulier un accès prioritaire au réseau en faveur des producteurs d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Pour être efficace, un tel accès prioritaire devrait être concilié avec le principe de l'accès non discriminatoire au réseau et avec les contraintes d'équilibrage des réseaux de transport et de distribution.

I. L'organisation et la coordination des principaux régulateurs européens

1. Les travaux menés collectivement par les régulateurs européens

La coordination des travaux des régulateurs est essentielle pour la mise en œuvre de leur mission commune en faveur de la création d'un marché unique de l'électricité et du gaz. Ils ont donc très rapidement fait en sorte de travailler ensemble.

La CRE participe à la plupart des groupes de travail du CEER et de l'ERGEG (cf. encadré 3) et assure plusieurs présidences. Elle préside ainsi le groupe chargé de la stratégie internationale et celui chargé des sujets relatifs aux consommateurs.

Indépendamment des initiatives régionales (cf. p. 30 et p. 35), les travaux menés par les

régulateurs au sein du CEER et de l'ERGEG ont été nombreux au cours de l'année écoulée.

Afin d'améliorer le fonctionnement et la transparence du marché intérieur de l'énergie, les régulateurs européens ont adopté et publié des rapports ou guides de bonnes pratiques (*guidelines*). Il s'agit par exemple des *guidelines* sur les procédures d'*open seasons* pour les infrastructures de gaz adoptées le 21 mai 2007.

D'autres *guidelines* sont également en cours d'élaboration et ont fait l'objet de consultations publiques. Tel est le cas pour le calcul des capacités des infrastructures gazières.

Comme chaque année, les régulateurs ont publié, conformément à leurs obligations :

- les rapports nationaux sur l'état d'ouver-

ture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence, remis à la Commission européenne en juillet 2007 ;

- le rapport d'évaluation globale de l'ouverture des marchés de l'énergie rédigé par l'ERGEG à l'automne 2007 à partir des rapports nationaux mentionnés ci-dessus.

Au cours de l'année écoulée, les propositions du « 3^e paquet énergie » (cf. p. 30 et p. 46) ont donné lieu à un effort particulier, à savoir :

- des fiches sur les principales problématiques du « 3^e paquet » ;
- une analyse des propositions de la Commission européenne et des suggestions d'amélioration.

Le CEER a également proposé des amendements aux parlementaires européens en vue d'améliorer le fonctionnement du marché intérieur.

Encadré 3 : L'ERGEG et le CEER

Le CEER (Council of European Energy Regulators) est une association créée en 2000 par les régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen.

Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail (*working groups*, WG) incluant des *task forces* (TF) spécialisées dans différents domaines - électricité et gaz, Communauté de l'énergie de l'Europe du sud-est, stratégie internationale, etc. - et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux

statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

L'ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), créé dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz.

L'ERGEG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de

l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'ERGEG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'ERGEG consulte largement les acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent également la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de la comitologie.

Le CEER et l'ERGEG disposent désormais d'un site internet commun (www.energy-regulators.eu).

L'ERGEG a également publié :

- un « Rapport sur l'application des dispositions du règlement 1775/2005 (gaz) relatives à la transparence ». L'ERGEG conclut que les dispositions actuelles du règlement ne sont pas suffisantes pour assurer le développement d'un marché intérieur et concurrentiel efficace et préconise une amélioration des règles de transparence dans le cadre des propositions du « 3^e paquet énergie » ;
- un « Rapport sur l'application des dispositions du règlement 1228/2003 (électricité) et des *guidelines* relatives au traitement des congestions ». L'ERGEG souligne que le traitement des congestions ainsi que l'application du règlement 1228/2003 pose encore des problèmes, notamment en l'absence d'accord sur les modalités de mise en œuvre du mécanisme de compensation financière (ITC, *Inter-TSO Compensation Mechanism*) entre gestionnaires de réseaux de transport ;
- une « Étude sur la réglementation des tarifs aux consommateurs finals ». L'ERGEG recommande l'abolition des prix régulés de vente qui, selon lui, « constituent un obstacle au fonctionnement du marché et font peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement comme en matière de lutte contre le changement climatique » de l'Union européenne. Il conclut que « si la protection des consommateurs vulnérables reste nécessaire dans le cadre d'un marché concurrentiel, elle ne doit pas être confondue avec le maintien de prix régulés pour tous les consommateurs ».

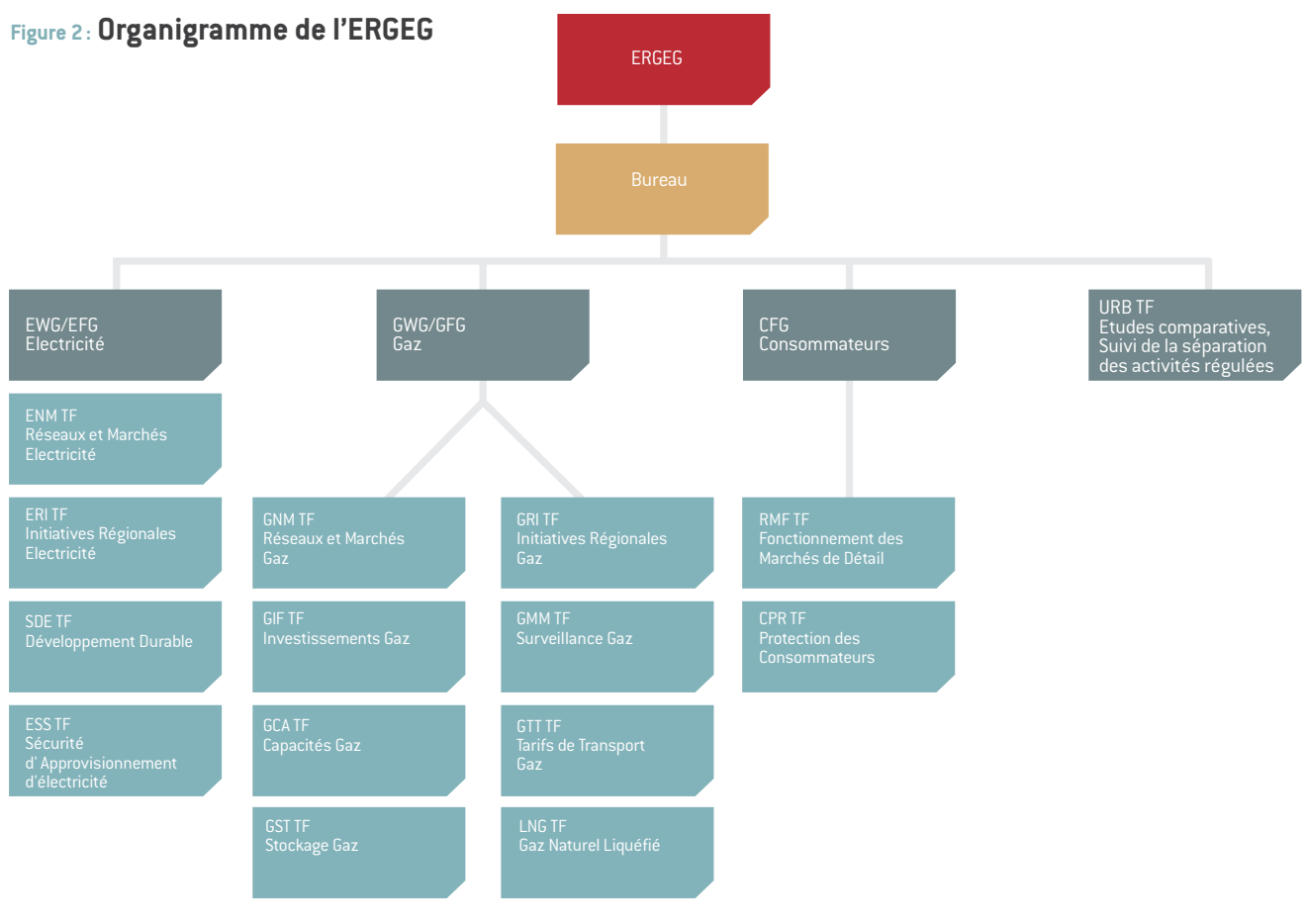
2. L'organisation des régulateurs et son évolution

L'organisation du CEER et de l'ERGEG évolue chaque année en fonction des sujets à traiter (cf. figures 2 et 3). Dans cette logique, un groupe de travail, spécifiquement dédié au suivi du « 3^e paquet » législatif (ENP, *Energy Package Working Group*) a été créé en septembre 2007. Il a pour mission de coordonner et de synthétiser les avis des autres

groupes sur les principales thématiques des nouveaux textes communautaires (séparation de propriété, agence des régulateurs de l'énergie, relations avec les gestionnaires de réseaux, pouvoirs des régulateurs...). Ce groupe centralise également l'examen des amendements aux propositions de la Commission européenne présentés par les régulateurs. Une première série d'amendements a fait l'objet d'un document de synthèse et a été communiquée aux parlementaires européens début mars 2008.

Avec le développement du marché intérieur, il est également apparu nécessaire d'avoir une vision plus claire sur l'incidence du développement des produits financiers sur les marchés de l'électricité et du gaz. Aussi, un groupe de travail sur le sujet (FIS, *Financial Services Working Group*) a été créé. Il est notamment chargé de dresser un état des lieux des produits financiers existants sur les marchés de l'énergie, d'analyser la transparence sur les marchés de gros et d'étudier les facteurs influençant la liquidité du marché.

Figure 2 : Organigramme de l'ERGEG



Enfin, les *task forces* mises en place au sein des groupes de travail dédiés respectivement à l'électricité et au gaz ont également fait l'objet d'une réorganisation afin de mener à bien les travaux prévus par le programme de travail établi pour l'année 2008.

3. Les relations de la CRE avec les instances communautaires

Parallèlement à son rôle au sein du CEER et de l'ERGEG, la CRE renforce ses relations avec les principales institutions communautaires.

Au-delà de l'action menée en commun par les régulateurs, la CRE entretient des relations régulières avec :

- les directions générales de l'énergie et des transports (DG TREN) et de la concurrence (DG COMP), de la Commission européenne ; cette collaboration a pris, par exemple, la forme de mise à disposition d'experts ;

• les membres de la Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie (ITRE) du Parlement Européen ;

- le Conseil de l'Union européenne : la CRE fait valoir ses positions sur les évolutions des textes auprès du Secrétariat général des affaires européennes (SGAE).

4. Le développement des activités du CEER à l'extérieur de l'Union européenne

L'Assemblée générale du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) a décidé en décembre 2006 de confier la réflexion stratégique sur les sujets internationaux à un nouveau groupe de travail,

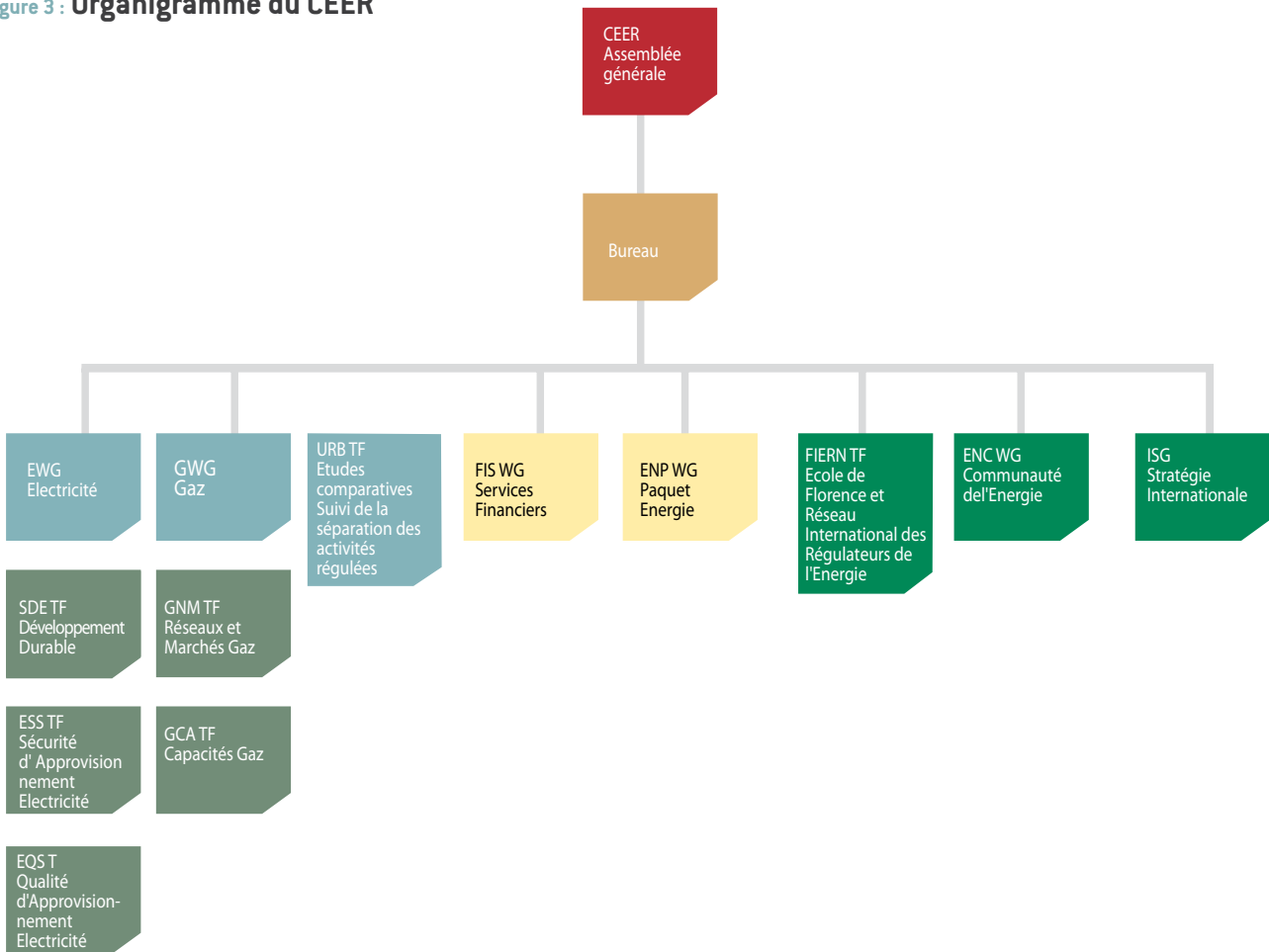
l'ISG (*International Strategy Group*), présidé par le président de la CRE, M. Philippe de Ladoucette.

Dans le but de renforcer l'efficacité et la cohérence des actions de coopération et d'assistance technique que mènent les régulateurs, l'ISG a pour mission, d'une part, de réfléchir à une stratégie globale de coopération internationale du CEER et de faire des propositions concernant les sujets et actions prioritaires des régulateurs et, d'autre part, de développer et coordonner les réponses aux demandes de formation formulées par les partenaires extérieurs.

Depuis sa création à Paris le 5 mars 2007, l'ISG s'est réuni à 7 reprises.

Ces réunions ont permis de définir les principes d'une stratégie internationale pour le CEER, validée par l'Assemblée générale en juillet 2007. L'ISG a dégagé trois domaines de travail prioritaires :

Figure 3 : Organigramme du CEER



- la première priorité porte sur la sécurité d'approvisionnement. Il s'agit pour le CEER de développer les activités de coopération, en concertation avec la Commission européenne, avec les pays producteurs ou de transit.
- la deuxième priorité concerne la mise en œuvre de l'acquis communautaire. Le CEER propose de développer des actions vis-à-vis des pays candidats – actuels ou futurs – à l'entrée dans l'Union européenne. L'objectif des régulateurs est de favoriser une meilleure harmonisation des pratiques de la régulation du marché de l'énergie entre les États membres et les pays voisins ;
- enfin, une troisième priorité touche aux relations avec les autres régulateurs et les organisations internationales. Il s'agit pour le CEER d'organiser un dialogue continu avec les associations régionales de régulateurs et avec les entités internationales impliquées dans les projets énergétiques.

Sur cette base, l'ISG a établi un plan de travail validé en janvier 2008 par l'Assemblée générale du CEER. Ce plan de travail détaille les actions que l'ISG devra mener tout au long de l'année 2008. À titre d'exemple, la présidence de l'ISG a participé au Congrès annuel de l'Association regroupant les régulateurs africains de l'eau et de l'énergie en avril 2008. L'ISG organisera aussi dès 2009 des sessions de formation courtes pour les régulateurs de la Communauté de l'énergie non-membres du CEER (Croatie, Serbie, Bosnie-Herzégovine, Kosovo, Ancienne République Yougoslave de Macédoine, Albanie, Monténégro). Les contacts seront renforcés avec l'association regroupant les régulateurs de l'énergie d'Europe centrale et orientale et des pays Caucasiens (ERRA, *Energy Regulators Regional Association*) et INOGATE (programme de coopération dans le secteur de l'énergie entre les pays de l'initiative de Baku). Les régulateurs

ukrainiens et moldaves seront invités lors d'une rencontre *ad hoc* avec les membres de l'ISG.

Par ailleurs, l'ISG travaille à la mise en œuvre d'une base de données sur le site Internet du CEER, regroupant les noms et qualifications des experts des régulateurs membres du CEER. Cette base de données recensera l'information sur les savoir-faire au sein des régulateurs et facilitera ainsi les réponses aux demandes d'assistance, de formation et d'échange venant des partenaires extérieurs. Cet outil s'inscrit dans une démarche plus globale du CEER visant à mieux organiser et coordonner son expertise en vue de participer à des formations externes. La base de données devrait être opérationnelle dès la fin du premier semestre 2008 et actualisée tout au long de l'année.

II. Les activités européennes de la CRE

1. La contribution des régulateurs européens au « 3^e paquet énergie »

Les propositions liées au marché intérieur de l'électricité et du gaz du « 3^e paquet énergie », dont le calendrier de négociation est très tendu, ont fait l'objet d'un travail important réalisé, pour l'essentiel, dans le cadre du CEER.

Le CEER a en effet créé un groupe de travail spécialement consacré à ces sujets (*Energy Package Working Group*). Il a vocation à rassembler les observations, commentaires et suggestions élaborés dans tous les autres groupes de travail, à en évaluer la pertinence et à transmettre à l'assemblée générale des propositions d'action auprès des principaux acteurs à même de peser sur les évolutions législatives, au premier rang desquels le Conseil de l'Union européenne et le Parlement européen.

C'est dans ce cadre qu'ont été rédigés des projets d'amendements aux propositions de la Commission européenne visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur et à en renforcer la régulation. Le CEER a insisté sur la nécessité de donner à l'Agence de coopération des régulateurs (ACER) les pouvoirs suffisants pour remplir ses missions dans un cadre juridique adéquat : par exemple, approuver les plans d'investissements dans les réseaux et mener des consultations publiques. Le CEER a également plaidé pour qu'un bon équilibre soit établi entre les compétences

des gestionnaires de réseaux de transport et celles de l'ACER, équilibre qui n'était pas satisfaisant à l'origine.

La CRE a largement participé à l'élaboration de ces propositions. Elle a proposé des amendements sur des sujets relatifs aux consommateurs (elle préside le groupe de travail des régulateurs sur ce thème) et à l'amélioration de la gestion des interconnexions entre les États membres de l'Union européenne.

Le CEER a également été amené à prendre position sur un des points principaux de ce « 3^e paquet », à savoir le mode de séparation entre les réseaux de transport et leurs maisons mères lorsqu'il s'agit d'entreprises verticalement intégrées. La séparation de propriété prônée par la Commission européenne a été considérée comme la méthode la plus sûre par la plupart des régulateurs.

Le CEER et certains régulateurs ont fait valoir leur point de vue auprès des différents acteurs du secteur de l'énergie et des législateurs européens afin de les conseiller sur les meilleures options à prendre. Plusieurs régulateurs ont participé, les 24 et 31 janvier 2008, à des auditions de la commission industrie, recherche et énergie (ITRE) du Parlement européen, et le CEER a organisé le 19 février 2008 un séminaire à l'attention des parlementaires européens, au premier rang desquels les rapporteurs sur les différentes propositions de textes. Pour sa part, le président de la CRE s'y est exprimé

sur les compétences qu'il conviendrait de confier à l'ACER pour qu'elle soit efficace. Il a notamment plaidé pour que soit maintenue la primauté de la régulation sur l'auto-régulation des GRT.

Le président de la CRE a également été auditionné par les groupes de travail sur le « 3^e paquet énergie » mis en place respectivement par la Commission des affaires économiques du Sénat et par la Commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire de l'Assemblée nationale.

2. L'intégration des marchés du gaz

Le développement des échanges transfrontaliers conditionne la création d'un marché européen concurrentiel du gaz, susceptible d'apporter des bénéfices tangibles aux consommateurs finals. De plus, en raison de la position géographique de la France, la réalisation du marché intérieur du gaz est un atout pour le bon fonctionnement du marché français du gaz, du fait qu'une partie importante des approvisionnements français transite par les pays européens.

Afin de contribuer à l'intégration des marchés gaziers en Europe et à la création, à terme, d'un marché intérieur du gaz, la CRE s'est engagée depuis plusieurs années dans une coopération étroite avec ses homologues européens. Cette coopération s'exprime de deux manières :

- une forte implication dans les initiatives régionales gaz lancées en 2006 par l'EREGG ;
- la participation aux groupes de travail de l'EREGG et la présidence de l'un d'entre eux.

2.1. Le développement des initiatives régionales gaz

Les initiatives régionales gaz ont été lancées au printemps 2006. Elles visent à favoriser l'intégration des marchés régionaux, première étape avant l'achèvement du marché intérieur du gaz, par le biais d'actions concrètes.

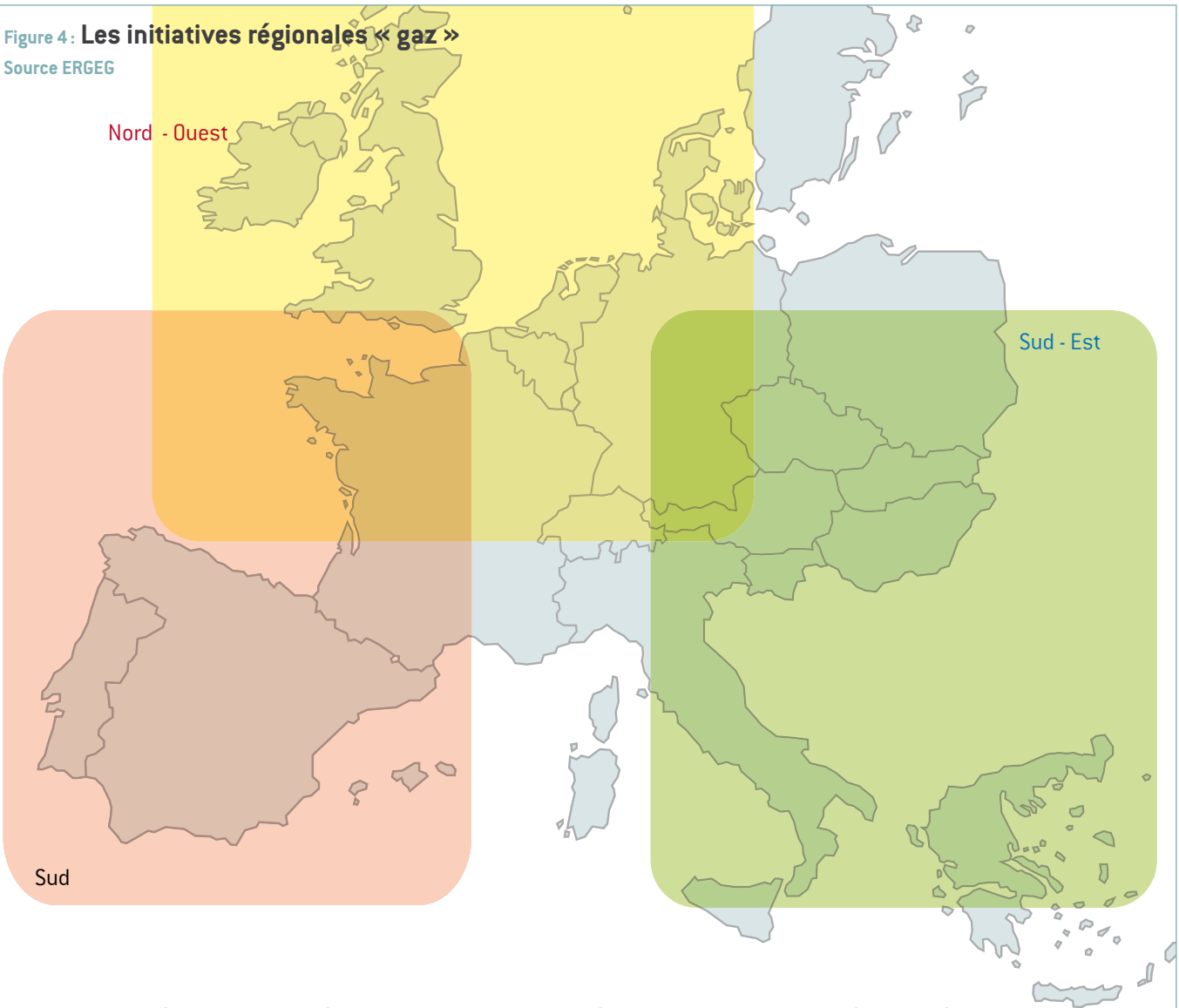
Il existe aujourd'hui trois initiatives régionales gaz (cf. figure 4) :

- la région Nord-Ouest, regroupant l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France, la Grande-Bretagne, l'Irlande du Nord et l'Irlande, les Pays-Bas et la Suède ;
- la région Sud, regroupant l'Espagne, la France et le Portugal ;
- la région Sud-Est, regroupant l'Autriche, la Grèce, l'Italie et les États membres d'Europe Centrale et Orientale (Hongrie, Pologne, République tchèque, Slovaquie et Slovaquie).

Depuis le 1^{er} janvier 2008, la CRE préside conjointement avec Ofgem, le régulateur

britannique, le groupe de travail de l'EREGG qui coordonne les trois initiatives régionales gaz. Ce groupe de travail a principalement pour objet de veiller à la bonne progression de chacune de ces initiatives et surtout à la cohérence d'ensemble des progrès de chacun des trois marchés régionaux. Un rapport « Convergence et cohérence » est produit chaque année pour vérifier que les progrès dans chacune de ces régions contribuent à l'achèvement du futur marché intérieur du gaz. En outre, afin d'assurer cette convergence des progrès entre les régions, ce groupe de travail organise un partage des retours d'expérience, de manière à ce que les projets donnant de bons résultats dans

Figure 4 : Les initiatives régionales « gaz »
Source EREGG



La CRE participe à deux initiatives régionales gaz. Dans l'initiative régionale Nord-Ouest, la priorité est donnée à l'amélioration de l'accès aux capacités d'interconnexion. Dans l'initiative Sud, la priorité est donnée au développement de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne.

une région soient mis en œuvre dans les deux autres régions.

2.2. La région Nord-Ouest : le fonctionnement des interconnexions et l'accès à la capacité

Dans l'initiative régionale Nord-Ouest, la CRE copréside avec la BNetzA, le régulateur allemand, le groupe de travail portant sur les interconnexions transfrontalières. Ce groupe de travail avait décidé de se consacrer à huit points d'interconnexion clés pour l'intégration des marchés de la région Nord-Ouest. Trois points d'interconnexion prioritaires ont été sélectionnés en 2007 : Taisnières/Blarégnies, Mendelsheim/Obergailbach et Bunde/Oude Statenzijl.

Deux de ces trois points prioritaires concernent directement la France : Blarégnies/Taisnières, à la frontière franco-belge, et Mendelsheim/Obergailbach, à la frontière franco-allemande. À la suite de la réunion de lancement de mai 2007, une seconde réunion a été organisée à Paris le 5 février 2008, avec les gestionnaires de réseaux et régulateurs concernés, et de nombreux expéditeurs. Les gestionnaires de réseaux ont pris un certain nombre d'engagements, dont la réalisation contribue d'ores et déjà à améliorer concrètement le fonctionnement de ces interconnexions.

Ainsi, les gestionnaires de réseaux allemand et belge ont amélioré leur transparence, puisqu'ils publient désormais des informations plus précises sur les capacités réservées et les flux.

Fluxys devrait mettre en œuvre un produit de transit interruptible au second semestre 2008. Fluxys et GRTgaz ont lancé deux *open seasons* coordonnées [cf. p. 85], qui constituent une première en Europe. Le résultat le plus visible de ces améliorations a été l'augmentation du nombre d'expéditeurs actifs à Taisnières entre décembre 2006 et décembre 2007 (de six à douze).

Une consultation des expéditeurs avait précédé la réunion de février 2008 à Paris, dans le but d'améliorer le fonctionnement des interconnexions de Taisnières et d'Obergailbach.

Les engagements concrets de la part des transporteurs sont les suivants :

- Fluxys et E.ON Gastransport (EGT) se sont engagés à accroître la transparence de leurs produits et de leurs procédures de gestion de la congestion ;
- Fluxys et Gaz de France Deutschland Transport (GDFDT) devraient raccourcir les délais de réservation ;
- EGT, GDFDT et GRTgaz ont annoncé qu'ils étudieraient un moyen particulier pour améliorer le transit de gaz de l'Allemagne vers la France ;
- GRTgaz a proposé de mettre en place, aux interconnexions où il serait utile, un produit de capacité quotidienne réservable deux jours en avance.

Les difficultés rencontrées par les expéditeurs sont les suivantes :

- le manque de capacités de transport fermes est un obstacle majeur à l'activité des nouveaux entrants en France : pour les deux interconnexions considérées, il n'y a pas de capacité ferme disponible pour les trois prochaines années en amont sur les réseaux belges et allemands ;
- les différences entre les produits de capacités vendus par les gestionnaires de réseaux à une même interconnexion compliquent leur tâche et entravent donc considérablement les flux de gaz à ces interconnexions. Ceci est particulièrement vrai pour les produits de capacité interruptible, dont l'utilisation à une même interconnexion est freinée par des critères d'interruptibilité et des conditions d'interruption différentes entre transporteurs agissant de part et d'autre de la frontière ;
- les mécanismes de gestion de la congestion des gestionnaires de réseaux ne sont pas cohérents ;
- les produits et la transparence des transporteurs adjacents – le belge Fluxys et les allemands EGT et, dans une moindre mesure GDFDT – font l'objet de critiques. Par exemple, ces transporteurs ne proposent pas de produits de capacité restituable et de court terme, ni de procédures de *use-it-or-lose-it* (UIOLI).

Des propositions complémentaires visant à améliorer le fonctionnement de ces deux interconnexions ont été présentées par les expéditeurs :

- introduction de produits de capacité com-

- binés entre transporteurs adjacents ;
- adoption par tous les transporteurs, pour l'allocation des capacités, du mécanisme de vente par guichet ;
- extension aux transporteurs adjacents du produit de court terme et de la procédure UIOLI de long terme de GRTgaz ;
- généralisation et coordination des *open seasons*.

La plupart de ces propositions sont soutenues par la CRE.

Certains problèmes auxquels sont confrontés les expéditeurs ne peuvent pas trouver de solution au niveau des interconnexions, comme le manque de capacités de transport à d'autres endroits de la région Nord-Ouest. C'est pourquoi, en partie à l'initiative de la CRE, ce sujet s'est imposé comme la principale priorité de la feuille de route 2008-2012. Cette feuille de route définit, pour l'initiative régionale Nord-Ouest, les objectifs à atteindre d'ici 2012 pour réaliser un marché régional du gaz et prescrit les actions à mener pour atteindre ces objectifs.

Il existe une solution en deux étapes pour résoudre le problème d'accès aux capacités : tout d'abord optimiser l'utilisation des capacités existantes et, ensuite, investir pour créer de nouvelles capacités. Ainsi, la feuille de route 2008-2012 prévoit l'élaboration de produits de capacités de court terme et de long terme et de procédures de réservation compatibles de part et d'autre des points d'interconnexion. De même, elle requiert le développement de principes permettant la coordination des *open seasons*, qui s'avère aujourd'hui indispensable.

En effet, il est essentiel que les investissements destinés à créer de nouvelles capacités soient coordonnés au niveau régional, afin de garantir un développement optimal des réseaux de transport dans l'Europe du Nord-Ouest. Plus particulièrement, les *open seasons*, qui doivent servir de base aux projets d'investissements, ont des conséquences pour les réseaux contigus. C'est pourquoi, aux points d'interconnexion, pour éviter que des capacités soient développées par un transporteur d'un côté de la frontière mais pas de l'autre par le transporteur contigu, il est nécessaire que les *open seasons* soient coordonnées.

Au cours de l'année écoulée, de nombreuses *open seasons* ont été lancées dans la région Nord-Ouest. La première *open season* coordonnée en Europe, lancée par GRTgaz et le transporteur belge Fluxys en avril 2007, devait s'achever à l'été 2008. Néanmoins, du fait des désaccords entre la CREG, le régulateur belge, et Fluxys sur le niveau des futurs tarifs de transit en Belgique, cette *open season* a été suspendue en février 2008, de manière coordonnée par Fluxys et GRTgaz et ce à la demande des expéditeurs qui réclament une visibilité suffisante sur les tarifs avant de réserver de manière engageante des capacités de transit pour le futur. Cette *open season* coordonnée reprendra une fois ces différends tarifaires résolus. Parallèlement à cette *open season*, Gas Transport Services (GTS), le transporteur néerlandais, a lui aussi lancé sa propre *open season* pour une partie de son réseau, dont le point d'interconnexion de Gravenvoeren avec Fluxys. Enfin, début 2008, E. ON Gastransport (EGT), le principal transporteur allemand, a lancé une *open season* pour l'ensemble de son réseau.

Les *open seasons* de Fluxys et GRTgaz et celle de GTS montrent comment une coordination des calendriers, des produits offerts, des méthodologies d'allocation des capacités, des travaux et de la mise à disposition des capacités peut être réalisée. L'*open season* d'EGT montre, a contrario, qu'une systématisation de cette coordination est nécessaire. En effet, cette dernière a été lancée sans que les transporteurs contigus aient été prévenus et sa première phase a été bien trop courte pour permettre à ceux-ci, dont GRTgaz, de développer une coordination satisfaisante. La CRE n'a pas pu obtenir un rallongement de la première phase du fait de l'absence de compétences de BNetzA, le régulateur allemand, dans ce domaine. Cet épisode démontre combien des principes européens, ou au moins régionaux, de coordination des *open seasons* sont nécessaires.

La feuille de route 2008-2012 reprend également un des chantiers les plus avancés et les plus utiles de l'initiative régionale Nord-Ouest : la transparence. En 2007, sous l'égide d'Ofgem, onze transporteurs de la région Nord-Ouest, dont GRTgaz,

Fluxys, EGT et GTS se sont engagés à améliorer sensiblement leur transparence. Ils devraient ainsi publier, au plus tard fin 2008, les flux quotidiens, les interruptions et leur historique et les nominations agréées pour J+1.

2.3 La région Sud : le développement des interconnexions

Dans la région sud, des progrès ont été enregistrés dans les cinq domaines de travail arrêtés dans le cadre de l'ERGEG en février 2007.

La première des priorités est le développement des interconnexions entre la France et la péninsule ibérique. Actuellement, les flux sont physiquement limités et commercialement peu dynamiques. Ils se font presque exclusivement de la France vers l'Espagne.

Début 2007, les GRT de la région sud (Enagas, TIGF et GRTgaz) avaient présenté un plan d'investissements conjoints à moyen terme. Ce plan a ensuite été étendu jusqu'à 2015 et il couvre désormais les investissements décidés par les GRT, ainsi qu'une série d'investissements supplémentaires envisagés. Ces projets portent sur un futur renforcement des points d'interconnexion de Larrau et de Biriadou, ainsi que sur la création d'un nouveau point d'interconnexion dans la partie orientale des Pyrénées.

Les investissements déjà approuvés vont générer des capacités qui devront être allouées de manière transparente, non discriminatoire et coordonnée. En novembre 2007, TIGF et Enagas ont proposé une procédure d'allocation, qui a été revue et approuvée par la CNE, le régulateur espagnol, et la CRE en mars 2008. Les capacités de long terme seront commercialisées en octobre 2008 et celles de court terme en novembre 2008. La procédure qui sera utilisée est analogue à la vente par guichet (*open subscription period*, OSP) coordonnée mise en place au niveau national en décembre 2007 pour attribuer les capacités de liaison entre les systèmes TIGF et GRTgaz.

Une fois l'OSP réalisée, le marché sera interrogé sur les investissements non encore décidés. Une procédure d'*open season* similaire à celle qui a été utilisée au point d'interconnexion belge de Taisnières/Blaregnies est en cours de développement. L'appel à souscription conjoint devrait être lancé au premier trimestre 2009.

Le deuxième domaine de travail de l'initiative régionale sud est l'interopérabilité. Les normes techniques qui régissent le réseau espagnol comportent des différences notables avec les standards européens, que TIGF et GRTgaz ont déjà adoptés pour leurs systèmes. Ces standards, connus sous le nom de *Common Business Practices EASEE-Gas (CBP)*, concernent des thèmes essentiels comme la nomination, la correspondance des quantités (*matching*), les unités et la pression aux interconnexions. Afin de rendre possible la gestion de flux plus consistants et dynamiques, l'Espagne a démarré le processus permettant l'adoption des CBP. Un décret royal autorise la mise en œuvre d'*open subscription periods* côté espagnol.

Le troisième domaine de travail est le développement des *hubs*. Afin de créer un véritable marché du gaz dans le sud de l'Europe, certaines réformes sont nécessaires. Afin d'échanger du gaz avec les autres *hubs* virtuels européens, l'Espagne a besoin de son propre *hub*. Un véritable système entrée-sortie est donc nécessaire, appuyé par un marché secondaire efficace et garantissant la fermeté des transactions. La CRE s'est prononcée en faveur d'un tel dispositif lors de la consultation sur le marché ibérique du gaz lancée par la CNE, le régulateur espagnol, et l'ERSE, le régulateur portugais, fin 2007.

La CRE se trouve engagée dans un processus d'harmonisation, difficile du fait de son caractère purement volontaire, mais qui est en train de porter ses fruits. Lors de la deuxième réunion à haut niveau au sujet de l'initiative sud organisée par la Commission européenne le 19 février 2008 à Madrid, gouvernements, administrations, GRT et régulateurs ont pris acte des progrès accomplis en vue de la coordination dans la région et ont souligné la nécessité que le futur marché ibérique du gaz, Mibgas,

se développe de façon coordonnée avec le reste de l'Europe.

Le niveau de transparence et l'application du règlement 1775/2005, quatrième et cinquième domaines de travail de cette initiative régionale, ont quant à eux été jugés satisfaisants par les enquêtes menées à ce sujet par les expéditeurs.

2.4. La contribution de la CRE aux travaux de l'ERGEG

En 2007-2008, l'ERGEG a entamé sa réflexion sur les « codes européens » proposés par la Commission européenne dans son projet de « 3^e paquet » législatif. Ces codes concernent des thèmes comme la transparence, l'allocation des capacités et l'équilibrage. Ils sont destinés à s'appliquer à l'ensemble du réseau gazier européen et représentent donc un enjeu extrêmement important. En l'état actuel des propositions, les codes seraient développés par l'association européenne de transporteurs (ENTSOG) ; toutefois il apparaît indispensable que les régulateurs encadrent cette activité en proposant la structure générale des codes et qu'ils puissent demander des modifications le cas échéant.

Dans le cadre du groupe de travail de l'ERGEG, la CRE est chargée de proposer le code sur l'« allocation des capacités et les mécanismes de résolution des congestions ». Elle est également en charge du code sur les plans d'investissement à 10 ans d'ENTSOG. En outre, la CRE copréside un groupe de travail plus large de l'ERGEG sur le traitement des investissements régulés et exemptés de l'accès des tiers. Ces thèmes sont particulièrement importants pour les nouveaux entrants car, comme l'a souligné l'enquête sectorielle de la DG COMP, l'accès aux capacités existantes et le développement de capacités nouvelles sont essentiels pour le développement de la concurrence au bénéfice des consommateurs.

La CRE et les opérateurs de transport français ont acquis un savoir-faire en matière d'allocation des capacités et d'investissements dont ils font profiter leurs partenaires européens. Qu'il s'agisse des ventes par guichets des capacités existantes ou de la résolution des congestions, la France

a développé des systèmes innovants, comme le *use-it-or-lose-it* long terme. En ce qui concerne le développement de nouvelles capacités, la CRE bénéficie de l'expérience acquise au cours de l'année écoulée en matière d'appels au marché (*open season*) et d'approbation des programmes d'investissements.

La CRE participe également aux autres groupes de travail de l'ERGEG : ceux qui sont chargés des autres « codes européens » ainsi que ceux qui sont chargés de la transparence, de la tarification du transport, de l'équilibrage, du GNL et du stockage, thèmes sur lesquels le rôle joué par la CRE dans l'élaboration des *guidelines* de l'ERGEG a été apprécié.

3. L'intégration des marchés de l'électricité

En février 2006, le développement des échanges transfrontaliers a été renforcé par le lancement, par l'ERGEG, des « initiatives régionales en électricité » [cf. figure 5]. L'objectif de ces initiatives régionales est d'identifier les barrières et obstacles à l'intégration régionale des marchés et de mettre en œuvre rapidement des améliorations concrètes et pratiques sans perdre de vue l'objectif final de créer un marché européen intégré.

La CRE est fortement impliquée dans ce processus d'intégration des marchés. Elle participe à quatre des sept initiatives régionales définies par la Commission Européenne (Régions Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest et France-Royaume-Uni-Irlande).

Trois priorités ont été définies pour l'ensemble des sept régions :

- l'harmonisation et l'amélioration des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions (calcul des capacités d'interconnexion disponibles et processus d'allocation de ces capacités) ;
- l'harmonisation de la transparence des marchés [cf. encadré 4] ;
- le développement des échanges d'énergie d'ajustement aux frontières.

3.1. Vers un modèle cible pour la gestion des congestions aux interconnexions

Au-delà des avancées concrètes obtenues en matière de gestion des congestions aux interconnexions, l'année écoulée aura été essentiellement marquée par l'apparition d'un consensus croissant, au niveau européen, autour d'un modèle cible commun de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexions [cf. encadré 5].

Ce consensus est le fruit des nombreux travaux et discussions menés dans le cadre des initiatives régionales en électricité. Les contours de ce modèle cible ont été définis dans le premier rapport de l'ERGEG intitulé *Electricity Regional Initiatives Convergence and Coherence report*, soumis à consultation publique le 20 juillet 2007 et présenté au 14^e Forum de Florence des 24 et 25 septembre 2007.

D'une part, en ce qui concerne le calcul des capacités, l'utilisation par les gestionnaires de réseaux d'une représentation commune du réseau serait une étape essentielle vers la maximisation des capacités disponibles. De plus, les capacités devraient être calculées, par les gestionnaires de réseaux, en mesurant l'impact des flux transfrontaliers globaux sur les réseaux par des coefficients d'influencement (méthode dite *flow-based* ou *PTDF-based*), et non de manière bilatérale sur chaque interconnexion (méthode dite *ATC-based*).

D'autre part, selon les grands principes qui font consensus en Europe, l'allocation des capacités d'interconnexion doit être réalisée selon trois types d'échéances : long terme (produits mensuels et annuels, voire de plus long terme), du jour pour le lendemain, et infrajournalière.

Pour l'allocation des capacités de long terme, le mécanisme cible est un mécanisme d'enchères explicites harmonisé sur toute l'Europe :

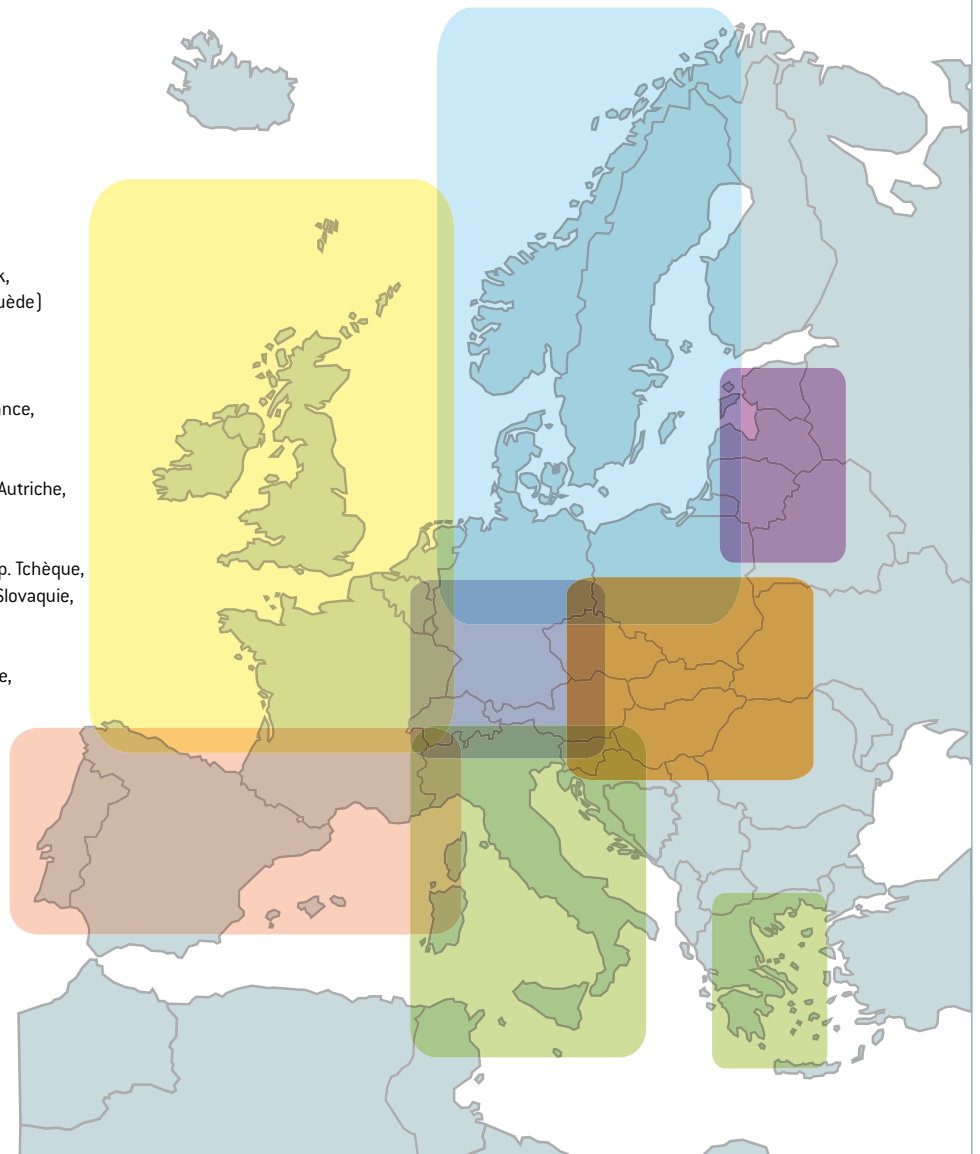
- un même ensemble de règles ;
- des produits identiques sur toutes les interconnexions ;
- une interface unique pour les participants.

Des discussions sont en cours sur les détails des règles et la nature des produits à allouer.

Figure 5 : Les initiatives régionales « électricité »

Source : ERGEG

- Centre-Ouest**
(Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
- Nord** (Allemagne, Danemark, Finlande, Norvège, Pologne, Suède)
- France-RU-Irlande**
- Sud-Ouest** (Espagne, France, Portugal)
- Centre-Sud** (Allemagne, Autriche, France, Grèce, Italie, Slovénie)
- Centre-Est** (Autriche, Rép. Tchèque, Allemagne, Hongrie, Pologne, Slovaquie, Slovénie)
- Baltique** (Estonie, Lettonie, Lituanie)



Encadré 4 : La transparence dans les initiatives régionales de l'électricité (ERI)

- Presque toutes les initiatives régionales ont identifié la transparence comme une des priorités de leur plan d'action pour accélérer le processus d'intégration régionale.
- En 2007, les régulateurs des régions Centre-Ouest, France-Royaume-Uni-Irlande, Nord, Sud-Ouest et Centre-Est ont réalisé une analyse comparative du niveau actuel de la transparence au sein des différents pays de chaque ERI et ont consulté les acteurs de marché afin d'améliorer le champ d'application de la transparence.
- Ces consultations publiques ont identifié un besoin d'harmonisation des exigences

- de transparence à la fois au sein de chaque région et entre les régions, et notamment la nécessité d'améliorer la livraison de données relatives à la production, à la consommation, aux réseaux et aux échanges d'électricité aux frontières.
- Les régulateurs des régions Nord, Centre-Ouest et Centre-Est ont publié un Rapport Transparence fournissant les bases pour l'harmonisation des règles de transparence au sein de ces régions. Ces rapports fournissent une interprétation commune des régulateurs, au niveau régional, des exigences de transparence définies dans

- l'article 5 des nouvelles orientations de l'annexe au règlement 1228/2003.
- Ces rapports établissent une liste détaillée des définitions harmonisées, et une liste des exigences de publication d'informations relatives à la demande, à la production, au transport, aux interconnexions, à l'ajustement et aux marchés de gros.
- La conformité avec les lignes directrices relatives à la gestion de la congestion sera surveillée sur la base de cette interprétation commune des régulateurs.

Pour l'allocation des capacités du jour pour le lendemain, les méthodes implicites permettent l'utilisation optimale des capacités en fonction des prix des différents marchés. Ainsi, le mécanisme cible qui fait consensus en Europe est le couplage des marchés organisés du jour pour le lendemain (*market coupling*), et à plus long terme la fusion de ces marchés, avec des zones de prix distincts en fonction des congestions (*market splitting*).

Pour l'allocation des capacités infrajournalières, le mécanisme qui fait consensus en Europe est une allocation des capacités continue et implicite. Il s'agirait d'une plateforme unique, qui allouerait les capacités implicitement, dès qu'une offre d'énergie, dans un État, correspondrait à une demande d'énergie dans un autre État.

3.2. Les initiatives régionales : des progressions différentes

Même si, au sein de chacune des sept initiatives régionales, les priorités se focalisent sur la gestion efficace des congestions aux interconnexions, sur le développement des échanges d'ajustement et sur la transparence, les initiatives régionales ne progressent pas toutes au même rythme (cf. encadrés 6 à 9).

Ces différences dans l'état d'avancement, constatées dans les conclusions du rapport

de l'EREGG *Electricity Regional Initiatives Convergence and Cohérence*, ont diverses causes :

- un problème lié aux ressources humaines et financières nécessairement limitées des gestionnaires de réseaux. Cette difficulté est encore plus exacerbée lorsqu'un même pays est impliqué dans plusieurs initiatives régionales (cas de la France et de l'Allemagne, qui sont impliquées dans quatre initiatives régionales différentes). Dans sa proposition de « 3^e paquet » législatif, la Commission européenne propose la mise en place d'incitations aux gestionnaires de réseaux à intégrer les marchés ;
- un manque d'harmonisation des compétences des différents régulateurs nationaux, ce qui permet, dans certains cas, à quelques gestionnaires de réseaux de bloquer la mise en œuvre de dispositions susceptibles d'améliorer le fonctionnement des marchés ;
- des différences « d'architectures de marché » au sein d'une même région ;
- une absence de consensus sur le calendrier de mise en œuvre des priorités définies dans la région.

3.3. Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés

3.3.1. Assurer la cohérence et la convergence entre les différentes initiatives régionales

La CRE continue à coprésider le groupe de travail « Initiatives régionales en électricité » (*Task Force ERI*). Ce groupe est chargé :

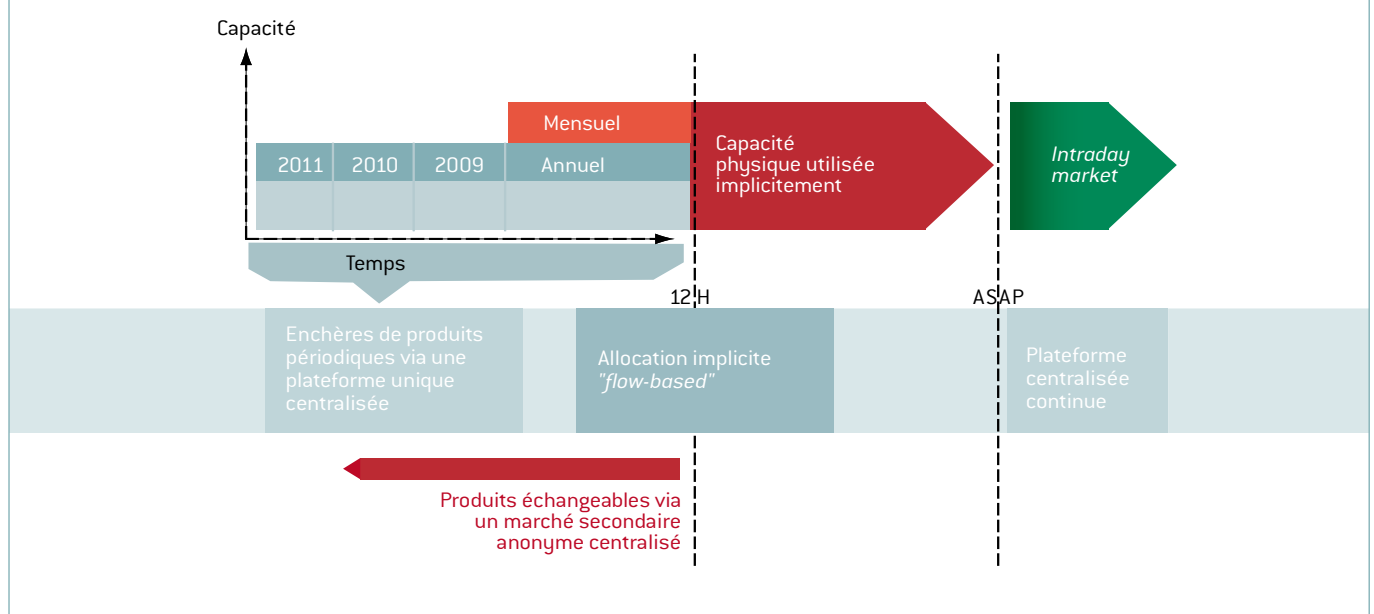
- de surveiller l'état d'avancement des travaux des différentes initiatives régionales électriques ;
- de s'assurer de la cohérence et de la convergence entre les différentes régions ;
- de définir une vision commune du futur marché européen de l'énergie.

Ce groupe de travail doit ainsi identifier, au sein de chaque région, les obstacles à la mise en œuvre du modèle cible, et proposer des plans d'actions pour les lever.

Même si les initiatives régionales n'avancent pas au même rythme, l'élaboration de ces plans d'actions permet de garantir qu'elles vont bien toutes dans le même sens.

La *Task Force ERI* veillera également à renforcer la coordination des différents travaux afin d'éviter que certains projets

Encadré 5 : Synthèse du modèle-cible pour la gestion des congestions aux interconnexions



régionaux soient incompatibles entre eux (cf. les projets de couplage de marché régionaux notamment), en vue d'un développement continu et harmonieux vers le marché européen de l'électricité. Ces plans d'actions actualisés constitueront la base du second rapport *Coherence and Convergence* qui sera présenté au prochain forum de Florence.

3.3.2. Évaluer l'efficacité de la gestion des congestions aux interconnexions françaises et leur conformité avec les dispositions réglementaires européennes

Afin d'évaluer l'évolution des mécanismes de gestion des congestions introduites au

1^{er} janvier 2006, et conformément au règlement européen du 26 juin 2003, la CRE avait publié en mai 2007 son premier rapport annuel sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2006. Ces travaux se poursuivent en 2008 avec la publication du rapport analysant les évolutions surveillées en 2007 (cf. encadré 10).

Au sein de l'initiative régionale Centre-Ouest, cette évaluation est également effectuée par les cinq régulateurs, et un premier rapport commun devrait être publié d'ici à la fin de l'année 2008.

Au sein de l'EREGG, le groupe de travail « réseau et marché d'électricité » a com-

mencé à examiner en 2007 les obstacles au développement des échanges transfrontaliers liés aux différences d'architectures de marché entre les différents États membres (niveau d'informations accessibles aux acteurs de marché, règles applicables aux échanges, répartition des charges résultant des obligations de sécurité d'approvisionnement). Ces travaux se poursuivront en 2008 avec la publication d'un second *Compliance Report* analysant en détail la conformité des mécanismes de gestion de la congestion aux interconnexions avec les prescriptions des textes réglementaires européens.

Encadré 6 : État d'avancement de la région Centre-Ouest

- Un projet de règles uniques pour l'allocation des capacités de long terme, qui entrera en vigueur fin 2008, est en cours de rédaction par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de la région. De plus, une plate-forme unique pour les enchères de long terme remplacera, dans le

même temps, les trois interfaces utilisées actuellement dans la région.

- Un projet ambitieux de *flow based market coupling* à l'échelle régionale est également en cours, étendant ainsi à l'Allemagne le *Trilateral market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. Il devrait être mis

en œuvre dès le début de l'année 2009.

- Depuis mai 2007, des échanges infrajournaliers sont réalisés entre la France et la Belgique, avec une allocation par prorata. Un projet est également en cours sur les frontières des Pays-Bas avec l'Allemagne et la Belgique.

Encadré 7 : État d'avancement de la région Centre-Sud

- Un important effort d'harmonisation a été entrepris en 2007, permettant ainsi à l'allocation des capacités relatives à l'année 2008 d'être effectuée sous

un seul jeu de règles, avec cependant encore de nombreuses spécificités sur chaque frontière. Cet effort d'harmonisation et d'amélioration des

règles est poursuivi en 2008.

- Des discussions sur la mise en œuvre future d'un *market coupling* sont en cours.

Encadré 8 : État d'avancement de la région Sud-Ouest

- Afin de développer les échanges d'électricité, de faciliter l'intégration du marché ibérique dans le marché européen de l'électricité et d'améliorer la sécurité des réseaux, un projet de construction de nouvelle ligne entre la France et l'Espagne,

annoncé par le Président de la République et le premier ministre espagnol, est actuellement à l'étude.

- Les travaux d'amélioration et d'harmonisation des règles de gestion des interconnexions au sein de la région

se poursuivent en 2008.

- Un projet de mise en place d'un mécanisme d'échange d'électricité en temps réel entre la France et l'Espagne et un projet de couplage de marché régional sont à l'étude.

Encadré 9 : État d'avancement de la région France – Royaume-Uni – Irlande

- Les travaux menés en 2007 ont abouti à un projet concret de développement des échanges d'ajustement au sein de la région. Ce projet repose sur les principes suivants :
 - une concurrence accrue et, pour les offreurs d'ajustement, davantage d'opportunités de voir leurs offres activées grâce à l'échange entre GRT d'offres d'ajustement standardisées et compatibles avec les architectures de marché de part et d'autre de l'interconnexion ;

- l'échange entre GRT des réserves disponibles au-delà des réserves requises pour un maintien de la sûreté du système dans chaque pays ;
- l'absence de réservation de capacité d'interconnexion, de sorte que les échanges d'ajustement transfrontaliers n'auront lieu que si de la capacité d'interconnexion demeure inutilisée par les acteurs de marché ;
- une transparence assurée grâce à la publication des méthodes de calcul des

offres échangées par les GRT, des offres échangées et des offres activées (prix et volumes).

Une étape intermédiaire sera observée à partir de mi-2008. Le dispositif sera pleinement opérationnel à compter de mi-2009.

- De nouvelles règles d'allocation des capacités d'interconnexion, conformes à la législation européenne et harmonisées avec les règles en vigueur sur les autres frontières françaises, seront mises en place fin 2008.

3.3.3. Préparer des lignes directrices de l'intégration des marchés d'ajustement à soumettre à la Commission européenne

La CRE participe, au sein du groupe de travail « réseau et marché d'électricité », à l'établissement des orientations sur l'intégration des marchés d'ajustement. Ces orientations ont été soumises une première fois à consultation en 2006. Les acteurs ont été nombreux à partager l'idée que devait être prise en compte l'interaction des marchés d'ajustement avec le marché infrajournalier et les réserves automatiques. L'ERGEG a donc lancé, avec la Commission européenne, une étude auprès de consultants sur le sujet. Les résultats de cette étude sont attendus fin août 2008. Ils seront pris en compte dans la nouvelle version des orientations qui

sera soumise une nouvelle fois à consultation publique avant d'être remise à la Commission européenne. Celle-ci pourra alors rendre ces orientations, légalement contraignantes par le processus de comitologie.

3.3.4. Initier la réflexion sur la mise en place de mécanismes incitatifs à l'intégration des marchés

Des réflexions sur la mise en place de mécanismes incitatifs sont en cours, notamment en ce qui concerne les investissements dans les infrastructures, l'optimisation des réseaux existants et la mise en œuvre des mécanismes cibles.

En particulier, la CRE prend part à l'étude sur les infrastructures électriques, lancée

par la Commission européenne, dans le but d'identifier les barrières aux investissements dans de nouvelles infrastructures d'interconnexion.

La mise en place de mécanismes incitatifs *ad hoc* pour maximiser le niveau des capacités d'interconnexion et accélérer la mise en place des mécanismes cibles est confiée à un sous-groupe dédié du groupe de travail « réseau et marché d'électricité », auquel la CRE participe activement.

Encadré 10 : Utilisation des capacités d'interconnexion en 2007 et bilan de l'introduction du couplage de marché français, belge et néerlandais.

- Les capacités journalières vendues aux enchères explicites ont été, de façon générale, assez mal utilisées par rapport aux différentiels de prix entre les marchés du jour pour le lendemain. Du fait de la multiplicité des étapes liées à la séparation des marchés de l'énergie et du transport (enchères dites « explicites »), les capacités n'ont pas été utilisées au maximum dans le sens du différentiel de prix, et ont même été utilisées à contresens de ce différentiel :

		Capacité utilisée à contresens du différentiel de prix (MW)	Proportion des heures concernées	Capacité non utilisée dans le sens du différentiel de prix (MW)	Proportion des heures concernées
Allemagne	Export	298	80 %	843	83 %
	Import	732	86 %	2 159	88 %
Angleterre	Export	317	69 %	612	73 %
	Import	110	27 %	1 150	97 %
Espagne	Export	350	97 %	86	28 %
	Import	13	13 %	127	42 %
Italie	Export	336	81 %	91	13 %
	Import	24	9 %	849	94 %

- En revanche, sur l'interconnexion France-Belgique, la méthode d'allocation implicite actuellement en vigueur (*trilateral market coupling* avec, également, les Pays-Bas) a permis une utilisation optimale des capacités. De plus, les prix des trois marchés organisés ont fortement convergé, avec une égalité parfaite des trois prix pendant 60 % de l'année.

- La perte sociale causée par l'absence de couplage de marchés, sur les autres frontières, est importante :

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)
Allemagne	Export	45	110
	Import	65	
Angleterre	Export	22	57
	Import	34	
Espagne	Export	3	21
	Import	18	
Italie	Export	18	47
	Import	29	

- Les détails de ces analyses sont présentés dans le rapport annuel de la CRE sur les interconnexions publié en juin 2008.

4. L'exploitation des réseaux interconnectés d'électricité et la sécurité d'alimentation

4.1. La panne du 4 novembre 2006 : des recommandations non suivies d'effet

Le 4 novembre 2006, un incident sur un réseau à très haute tension allemand avait plongé 15 millions d'Européens dans l'obscurité. Les recommandations formulées au lendemain de la panne par l'ERGEG et la CRE n'ont, pour la plupart, toujours pas été mises en œuvre.

Les enquêtes, qui ont été menées par l'ERGEG et par la CRE au niveau français, soulignent que la panne d'électricité du 4 novembre 2006 était avant tout la conséquence d'une mauvaise application des règles de sécurité par les gestionnaires de réseaux allemands. En outre, c'est en raison du manque de coordination entre les gestionnaires de réseaux que l'erreur initiale a conduit à une panne d'électricité de grande ampleur. Comme pour la panne du 28 septembre 2003 en Italie, les recommandations des régulateurs ont porté sur la nécessité de renforcer la sécurité du réseau européen en instaurant de nouvelles règles techniques plus précises, harmonisées et légalement contraignantes. Pour y parvenir, il est nécessaire que le respect de ces règles fasse l'objet d'un contrôle externe rigoureux par une autorité indépendante des gestionnaires de réseaux.

Il serait souhaitable que cette autorité soit l'Agence de coopération européenne des régulateurs (ACER) que la Commission européenne a proposée dans son « 3^e paquet » législatif sur l'énergie. En fournissant aux régulateurs nationaux un cadre de coopération institutionnalisé, elle devrait permettre une supervision appropriée de la coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport et de l'établissement des procédures décisionnelles nécessaires pour traiter les questions transfrontalières.

Mais pour qu'une telle agence puisse pleinement remplir ses missions, il est nécessaire, dans l'établissement de ses pouvoirs,

de faire prévaloir la régulation externe sur l'autorégulation. En effet, à l'origine des deux dernières pannes d'électricité, on trouve des États (la Suisse et l'Allemagne) où les gestionnaires de réseaux de transport étaient simplement soumis à une autorégulation. Le renforcement envisagé des pouvoirs et de l'indépendance des régulateurs au niveau national doit, donc, se retrouver de manière symétrique au niveau de l'Union européenne.

4.2. La nécessaire évolution des règles d'exploitation de l'UCTE

Lors d'un séminaire organisé à Bruxelles le 25 janvier 2008, en présence de représentants de l'ERGEG et de la Commission européenne, l'UCTE a présenté un premier retour d'expérience sur la mise en œuvre du processus de contrôle (*Compliance monitoring and enforcement process* - CMEP) du respect de l'application des règles d'exploitation (*Operational Handbook* - OH) par les gestionnaires de réseaux. Les résultats montrent que le niveau de conformité déclaré par les gestionnaires de réseaux de transport est insuffisant pour certaines règles relatives à la sécurité d'exploitation.

À cette occasion, les régulateurs préconisent que le « 3^e paquet » législatif prévoie l'opposabilité des règles d'exploitation des systèmes électriques interconnectés. Ils ont proposé que l'ACER soit compétente pour proposer des orientations, qui seraient adoptées par la Commission européenne par voie de « comitologie ». Ceci permettrait d'encadrer la rédaction des codes techniques et commerciaux par les gestionnaires de réseau de transport de l'ENTSO et d'assurer l'opposabilité des dispositions essentielles.

5. L'ouverture des marchés au bénéfice des consommateurs

L'ouverture des marchés au bénéfice des consommateurs fait l'objet d'un traitement particulier au sein de l'ERGEG. Un groupe de travail dédié à cette question, le *Customer Focus Group* (CFG), a été créé en 2005. Il organise son activité autour de deux *Task Forces* :

- la *Customer Protection Task Force* (CPR-TF), qui traite de l'information et de la protection des consommateurs. La CRE a présidé ce groupe depuis sa création jusqu'à la fin de 2007.
- la *Retail Market Functioning Task Force* (RMF-TF), qui traite du fonctionnement des marchés de détail.

Depuis janvier 2008, la CRE préside le *Customer Focus Group*.

L'ensemble de ses publications est disponible sur le site Internet commun au CEER et à l'ERGEG (www.energy-regulators.eu).

5.1. L'information et la protection des consommateurs

Avec l'ouverture des marchés à la concurrence, le consommateur obtient le droit de choisir son fournisseur. L'exercice de ce droit suppose d'en être parfaitement informé et de connaître les modalités de sa mise en œuvre. Tel est l'objectif de deux initiatives de la Commission européenne : la campagne d'information « A vous de choisir ! » ; et la communication du 5 juillet 2007 « Vers une charte européenne des droits des consommateurs d'énergies ».

En juin 2007 a débuté la campagne d'information « A vous de choisir ! ». Mise en place au niveau européen, elle a eu pour but de promouvoir l'ouverture totale des marchés de l'électricité et du gaz le 1^{er} juillet 2007, en informant les consommateurs résidentiels sur la possibilité de choisir leur fournisseur et sur leurs droits sur ces marchés.

Deux publics avaient été identifiés comme destinataires du message de campagne : les ménages et les « consommateurs vulnérables », définis comme les personnes

à particulièrement protéger dans leurs relations avec les fournisseurs d'électricité et de gaz.

Le message « À vous de choisir ! » a été porté par une série d'affiches et par un site Internet : « Agathe Power ». Ce site (www.agathepower.eu) met en scène un personnage qui a la possibilité de choisir son fournisseur d'électricité et de gaz. Il comporte également des informations adaptées à chaque État afin de renseigner le consommateur sur la situation applicable à son lieu de résidence.

L'ERGEG et la CRE ont contribué à cette campagne en fournissant à la Commission européenne les informations nécessaires à la mise à jour du site Internet.

Le 5 juillet 2007, la Commission européenne a soumis un projet de charte à consultation publique. Dans sa réponse, l'ERGEG soulignait son unité de vue avec la Commission européenne sur les objectifs à atteindre : assister les « consommateurs vulnérables » ; assurer une meilleure lisibilité des offres commerciales ; réduire les formalités lors des changements de fournisseurs ; protéger les consommateurs contre les pratiques commerciales déloyales ou trompeuses.

Toutefois des interrogations subsistaient quant à la nature et à la portée de la charte européenne des droits des consommateurs d'énergie. Cette idée n'a pas abouti. En effet, au projet de charte, jugé trop éloigné des préoccupations concrètes des consommateurs, a succédé un guide, conçu en vue d'un usage simple pour le consommateur. L'ERGEG a contribué à l'élaboration de ce

document en tant que conseil de la Commission européenne. Les États membres s'assureront de la pertinence des informations.

Ce guide couvre neuf domaines : les informations que les fournisseurs doivent communiquer aux consommateurs, le contenu des factures, l'évolution des prix, la possibilité de choisir librement son fournisseur, les conditions de connexion aux réseaux, le traitement des plaintes, la représentation des consommateurs, les mesures sociales en faveur des « consommateurs vulnérables », et les mesures de lutte contre les pratiques commerciales déloyales. Il se présente sous la forme de questions fréquemment posées et servira de base de travail aux autorités nationales qui seront invitées à le compléter et à l'enrichir en fonction des particularités locales. Il sera ensuite rendu disponible sur les sites Internet traitant de l'ouverture des marchés et des consommateurs au niveau européen et national.

Une première version de ce guide a été présentée lors de la conférence convoquée le 6 mai 2008 conjointement par le commissaire européen chargé de la protection des consommateurs et par le commissaire européen chargé de l'énergie. Cette conférence, qui réunissait les États membres, les représentants des consommateurs, ceux des fournisseurs et les régulateurs nationaux, a été l'occasion pour les fournisseurs de présenter leurs engagements volontaires en termes de bonnes pratiques pour la protection des consommateurs. Elle a également permis d'annoncer le lancement pour l'automne 2008 d'un forum consacré

au fonctionnement des marchés de détail et aux consommateurs, à l'image des fora de Florence et Madrid (cf. encadré 11). La CRE participera à ce forum en tant que régulateur national, et en tant que pilote au sein du groupe des régulateurs des travaux consacrés à l'ouverture des marchés au bénéfice des consommateurs.

Parallèlement à ces initiatives, la Commission européenne a annoncé le 31 janvier 2008 la mise en place du *Consumer Market Watch* ou Observatoire des marchés de détail.

Chaque année, quelques secteurs perçus comme prioritaires du point de vue des consommateurs seront étudiés à travers des indicateurs normalisés pour toute l'Europe et applicables pour tous les secteurs envisagés :

- le nombre et la nature des plaintes ;
- les niveaux des prix ;
- la sécurité des produits ou services ;
- la mesure de la satisfaction générale ;
- l'intérêt pour un changement de fournisseur.

Il s'agira d'identifier d'éventuels dysfonctionnements. Cette phase d'identification doit éventuellement conduire à une étude plus approfondie qui se veut complémentaire de celles menées dans le cadre des enquêtes sectorielles de concurrence. C'est sur la base de cette étude que la Commission européenne se propose de prendre, dans l'intérêt des consommateurs, les mesures propres à faire cesser les dysfonctionnements observés.

Encadré 11 : Le forum des citoyens pour l'énergie

Ce forum se tiendra à l'initiative de la Commission européenne. La première session est prévue pour l'automne 2008.

Ce forum devra faciliter les discussions entre les États membres, les organisations de consommateurs, les représentants de l'industrie, les régulateurs et faire émerger des recommandations dans le but de

promouvoir la concurrence sur les marchés de détail et la prise en compte des intérêts des consommateurs.

Certains thèmes ont d'ores et déjà été proposés par la Commission européenne : vérification de l'application correcte des dispositions législatives existantes et de celles issues du « 3^e paquet énergie »,

identification des obstacles à l'implication des consommateurs sur le marché de détail (changement de fournisseur, facturation, pratiques commerciales, traitement des plaintes), échange d'expérience sur les différents modèles de marché de détail et sur l'introduction de systèmes de comptage évolués.

Pour le lancement de cet observatoire, 20 secteurs (comme la téléphonie fixe et mobile, la distribution d'eau, les services bancaires) ont été identifiés comme prioritaires, au nombre desquels figurent la fourniture d'électricité et celle de gaz. La CRE a participé à la réflexion de la Commission européenne sur la structure de cet observatoire et sur l'élaboration des indicateurs clefs pour les marchés français de détail de l'électricité et du gaz.

5.2. La régulation des prix de détail

À la demande de la Commission européenne, l'ERGEG a initié en 2005 un processus d'inventaire des conditions de fonctionnement des marchés de détail afin d'identifier les obstacles à leur bon fonctionnement et de formuler des recommandations. En 2007, l'un des points abordés au titre de ce processus a été la régulation des prix de détail.

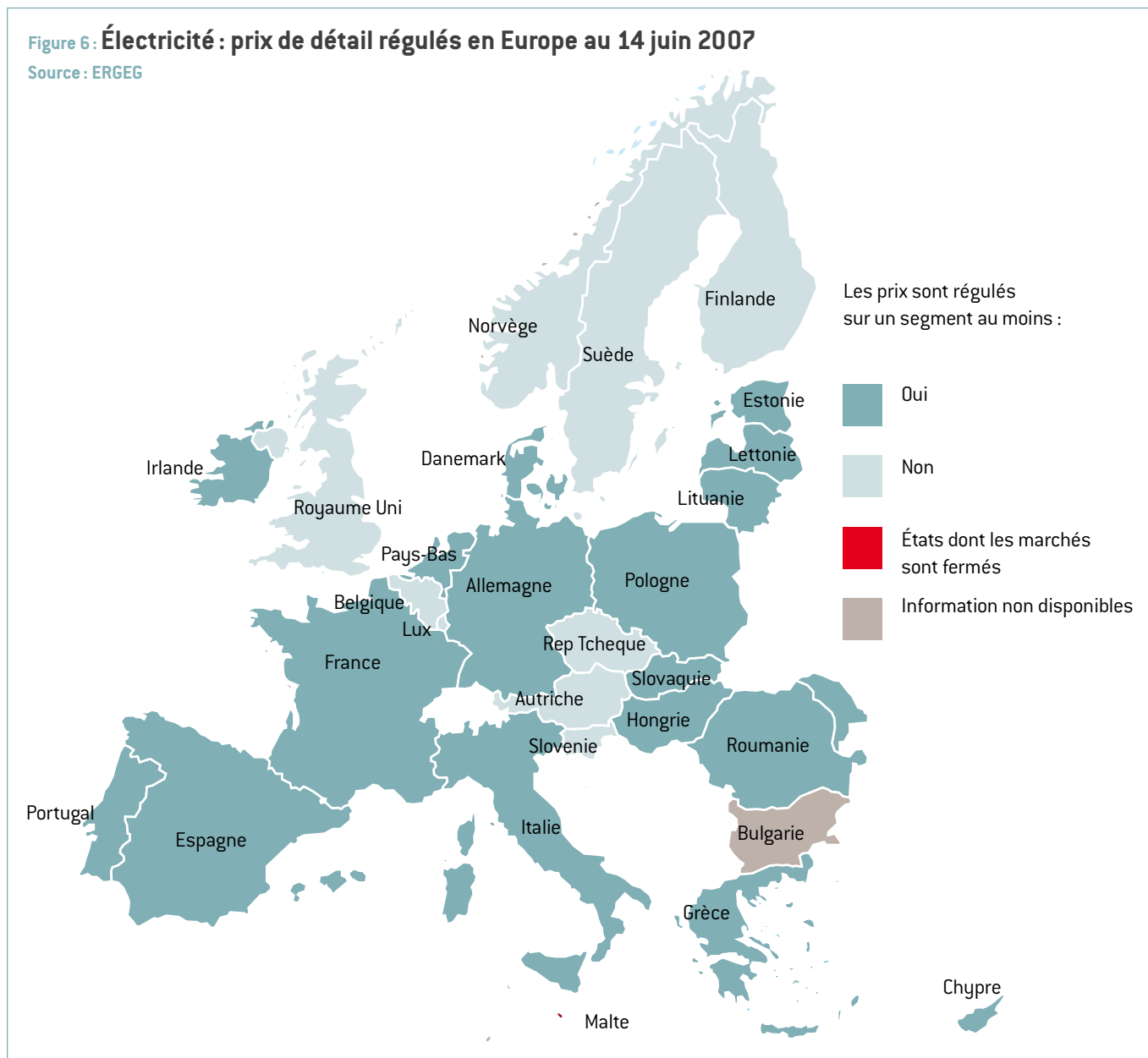
Un état des lieux sur cette question avait déjà été publié par l'ERGEG le 14 juin 2007 (*ERGEG Status Review on End-user Price Regulation*). Celui-ci a permis à l'ERGEG de

publier ses recommandations le 18 juillet suivant (*End-user Price Regulation, An ERGEG Position Paper*).

À cette date, plusieurs États de l'Union européenne avaient déjà ouvert leurs marchés de l'énergie et 14 États membres (dont la France) allaient ouvrir totalement leurs marchés à la concurrence. Plusieurs États régulaient certains prix de détail. Comme elle avait déjà eu l'occasion de l'exprimer dans les résultats de son enquête sectorielle (publiée le 10 janvier 2007), la Commission européenne craignait que dans ce contexte les États ne maintiennent des prix régulés inférieurs aux prix de marché, excluant de

Figure 6 : Électricité : prix de détail régulés en Europe au 14 juin 2007

Source : ERGEG



ce fait des nouveaux entrants des marchés de détail, ou réduisant les investissements dans de nouvelles capacités de production d'électricité, et par là même menaçant à terme la sécurité d'approvisionnement de l'Europe. C'est dans ce contexte que l'ERGEG a été amené à prendre position sur les impacts de la régulation des prix de détail sur le fonctionnement de ces marchés.

La régulation des prix s'oppose à leur détermination par le seul jeu de l'offre et de la demande. Par régulation des prix de détail il faut comprendre l'intervention d'une autorité publique dans la fixation des prix. Soit que cette autorité fixe directement les prix,

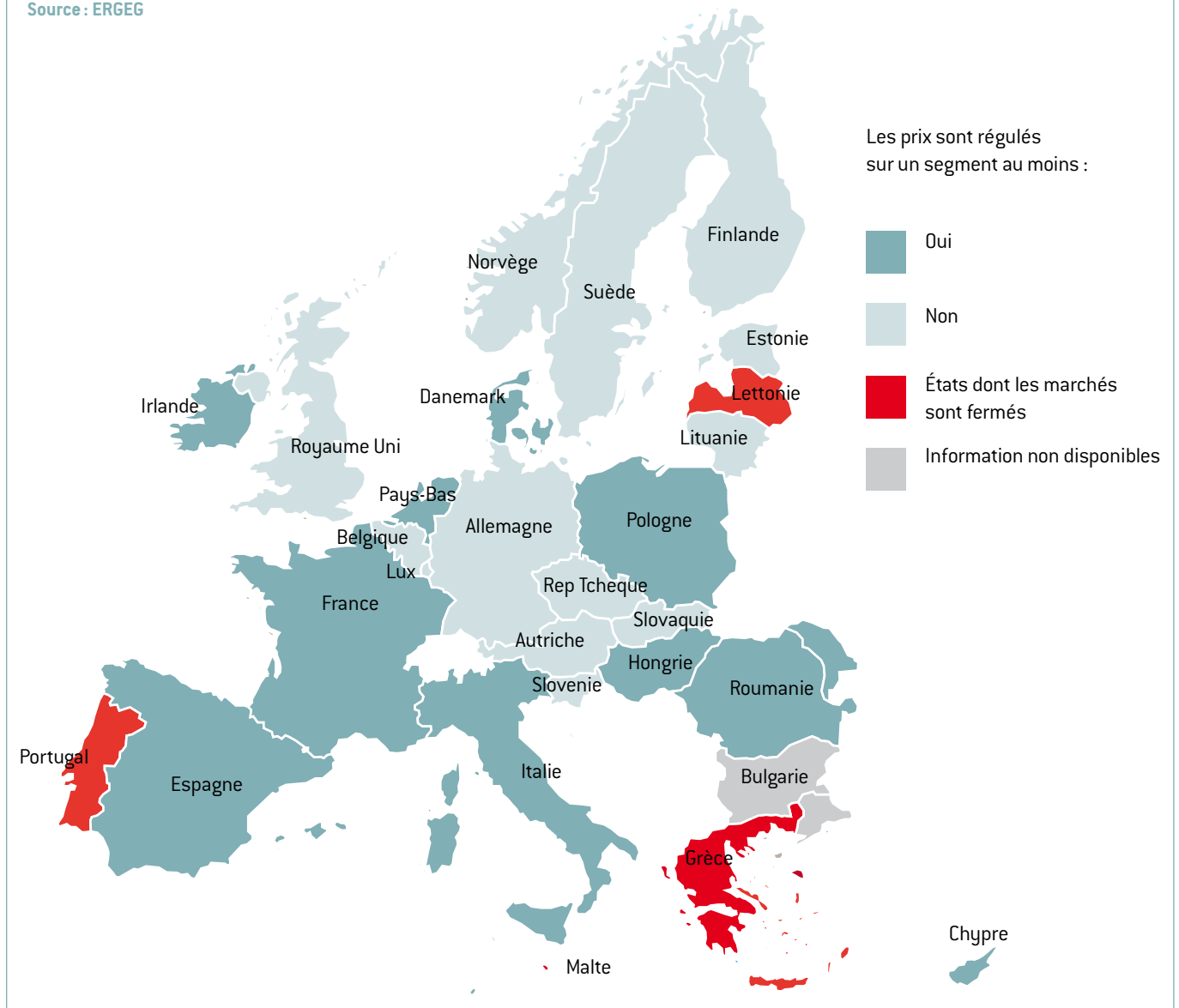
approuve des propositions de prix des fournisseurs ou impose des limites à l'évolution des prix ; soit qu'elle use de plusieurs de ces méthodes à la fois. En France, les prix régulés de détail de l'électricité et du gaz sont appelés tarifs réglementés de vente.

Avant l'ouverture totale des marchés au 1^{er} juillet 2007, 17 États (cf. figure 6) pour l'électricité et 9 États (cf. figure 7) pour le gaz (sur les 28 pays étudiés : Union européenne et Norvège) régulaient les prix de détail. Dans la plupart des États concernés, les prix régulés coexistaient avec les prix de marché et ce, sur tous les segments de marché ouverts à la concurrence. Cela

signifie que tous les consommateurs pouvaient être fournis à des prix régulés, et que la régulation des prix de détail n'était pas destinée aux seuls consommateurs résidentiels. Dans tous les États observés, entre 80 % et 100 % des consommateurs étaient titulaires d'un contrat à prix régulés. Seul le segment des grands consommateurs faisait exception dans certains États. Dans son rapport, l'ERGEG constatait que seule la France ne permettait pas à l'époque aux consommateurs résidentiels de retourner aux offres régulées après avoir signé un contrat à prix de marché (principe de non-réversibilité). Depuis, la loi française a été modifiée sur ce point (cf. p. 98).

Figure 7 : Gaz : prix de détail régulés en Europe au 14 juin 2007

Source : ERGEG



Dans le même rapport, l'ERGEG identifiait différentes modalités de régulation des prix de détail en Europe. Ainsi, à titre d'exemple :

- en France (après avis de la CRE) et en Espagne, les ministres compétents fixent directement des prix qui doivent couvrir les coûts des fournisseurs ; ces prix sont « tout compris », c'est-à-dire qu'ils intègrent la logistique de transport et de distribution (et de stockage dans le cas du gaz) et la part énergie ;
- au Danemark, le régulateur fixe un plafond sur les marges que sont autorisés à faire les fournisseurs qui ont une licence d'obligation de fourniture (qui fait de ces entreprises des fournisseurs par défaut ou de dernier recours – en cas de défaillance d'autres fournisseurs) ; ces fournisseurs peuvent ajuster le niveau de prix proposé dans la limite du plafond et des marges de profit qu'ils souhaitent réaliser ; cette régulation ne porte que sur la partie énergie des prix facturés aux clients (c'est-à-dire hors logistique de transport et de distribution)
- aux Pays-Bas, le régulateur détermine un prix maximal raisonnable pour les consommateurs résidentiels ; ce prix plafond n'est pas rendu public pour ne pas fausser les mécanismes de fixation des prix sur les marchés.

En juin 2007, dans les 17 États qui régulaient les prix de détail de l'électricité ou du gaz,

- la détermination de ces prix relevait de la compétence du régulateur sauf en Espagne, en France et en Grèce ;
- les règles de calcul de ces prix étaient publiées sauf à Chypre, en Espagne, en France, en Grèce et en Hongrie.

En France, après avis de la CRE, les ministres compétents fixent les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ils approuvent les propositions de tarifs réglementés des fournisseurs historiques de gaz, à l'exception de Gaz de France, dont ils fixent les tarifs applicables aux consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.

Dans ses recommandations, l'ERGEG estime qu'en dehors de toute considération sur le mode de régulation des prix de détail, l'existence même de prix régulés a un impact sur le fonctionnement des marchés de détail.

Pour l'ERGEG, le maintien de prix de détail n'intégrant pas systématiquement les prix pratiqués sur les marchés de gros provoque une distorsion dans le fonctionnement des marchés de détail en rendant plus difficile un accès égal des fournisseurs à l'ensemble des consommateurs. Dans ce cas, les fournisseurs qui ne disposent pas de capacité en propre ni de contrat de long terme leur offrant des conditions d'approvisionnement stables et prévisibles ne sont pas capables de proposer des offres à la fois compétitives et qui leur permettent de couvrir leurs coûts d'approvisionnement. Cette situation nuit au développement de marchés de gros liquides lesquels en retour permettraient d'attirer de nouveaux entrants ou de susciter de nouvelles offres permettant d'offrir plus de choix aux consommateurs. Ainsi en l'absence d'offre alternative compétitive, le consommateur ne reçoit aucune incitation à changer de fournisseur. Or, le maintien de conditions qui empêchent l'émergence de nouvelles offres compétitives pour décider les consommateurs à changer de fournisseur nuit au développement de la concurrence sur les marchés de détail.

Outre son impact sur le fonctionnement des marchés de détail, l'ERGEG note que le maintien de prix régulés artificiellement bas est susceptible de compromettre à la fois la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et la lutte contre le changement climatique.

En effet, des prix qui ne résultent pas d'une rencontre de l'offre et de la demande, et qui ne reflètent pas les coûts des produits, n'envoient aucun signal sur la rareté des produits, sur l'état ou sur la disponibilité des capacités de production, ni sur l'impact environnemental de la consommation d'électricité et de gaz. Par conséquent, aucune des informations nécessaires pour promouvoir des mesures d'efficacité énergétique, de réduction de la consommation ou des investissements dans des capacités supplémentaires, n'est reflétée par ces prix.

Cet état des lieux conduit l'ERGEG à affirmer qu'une régulation des prix de détail conduisant à l'abaissement systématique de certains prix par rapport à ceux pratiqués sur les marchés ne peut pas coexister sur le long terme avec l'ouverture des marchés

à la concurrence. L'ERGEG recommande d'ailleurs la suppression de la régulation des prix de détail dans les États où elle est encore pratiquée, en suivant une feuille de route. Cette feuille de route doit prévoir une période transitoire dont le terme sera fixé par avance, aussi courte que possible, où différentes modalités de détermination de prix de détail coexisteront ; la mise en place d'actions d'information des consommateurs finals sur leurs droits et leurs possibilités ; le transfert aux autorités nationales de régulation de pouvoirs étendus en matière de surveillance des marchés et de respect des règles de concurrence.

Pour l'ERGEG, la programmation de la fin de la régulation des prix de détail est entièrement distincte de la protection des « consommateurs vulnérables ». L'ERGEG s'inquiète de la confusion parfois entretenue entre régulation des prix de détail et protection des « consommateurs vulnérables », et réaffirme la nécessité de protéger les « consommateurs vulnérables » sur les marchés ouverts à la concurrence.

En droit communautaire, la notion de « consommateurs vulnérables » s'applique aux personnes susceptibles d'être particulièrement exposées à d'éventuelles pratiques déloyales de la part des fournisseurs, et qui nécessitent de ce fait une protection accrue sur des marchés ouverts à la concurrence. Il revient à chaque État membre de définir ce qu'est un « consommateur vulnérable » (en fonction de la localisation, des différences de conditions météorologiques, du niveau de revenus d'un ménage, etc.). Selon l'ERGEG, la protection des « consommateurs vulnérables » relève en priorité de la responsabilité du gouvernement, et non pas de celle du régulateur. Ces mesures ne doivent pas passer par une régulation des prix de détail ni d'autres mesures qui affectent le bon fonctionnement des marchés. L'ERGEG rappelle qu'un traitement différencié des consommateurs (par des incitations fiscales, par exemple) en fonction de leur revenu ou de leur localisation est le moyen le plus adapté pour assurer la protection des « consommateurs vulnérables ».

5.3. Les modalités pratiques du fonctionnement des marchés de détail

Le bon fonctionnement des marchés de détail s'évalue à l'aune des modalités pratiques de la mise en œuvre de la possibilité de choisir son fournisseur. Aussi, dans le prolongement de l'étude menée par l'ERGEG sur les obstacles au changement de fournisseur sur les marchés de détail du gaz (*Obstacles to switching in the gas retail market*, 18 avril 2007), un travail identique a été mené sur l'électricité. Ce travail a conduit l'ERGEG à recommander l'adoption de bonnes pratiques dans un document publié le 10 avril 2008.

Afin de donner aux consommateurs la possibilité d'exercer leur choix rapidement et de façon sûre, cette étude propose de renforcer l'accès des consommateurs à une information fiable sur la possibilité de changer de fournisseur, sur les offres existantes et les fournisseurs qui les proposent, et enfin sur la procédure à suivre.

Les recommandations de l'ERGEG portent également sur la standardisation des relations entre gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et consommateurs (incluant les échanges de données), et sur la réduction du délai de changement de fournisseur en dessous d'un mois comme c'est déjà le cas en pratique dans 6 États

(Estonie, Finlande, Luxembourg, République tchèque, Royaume-Uni, Suède) sur les 21 ayant participé à l'étude. En France, entre un et deux mois sont nécessaires pour changer de fournisseur.

5.4. Les systèmes de comptage d'électricité

Dans le cadre de son inventaire des conditions de fonctionnement des marchés de détail, l'ERGEG s'est intéressé aux systèmes de comptage évolué et a étudié l'opportunité de leur introduction auprès des consommateurs résidentiels.

Les systèmes de comptage évolué (*smart metering*) se distinguent des systèmes de comptage conventionnel par la quantité de données qu'ils peuvent mesurer (comme les courbes de charge ou les interruptions de fourniture) et par leur transmission par différentes formes de communication à distance (via un système d'information et de communication adapté). Le déploiement de ces systèmes est favorisé par la législation européenne. L'article 13 de la directive du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques dispose par exemple que « des factures sur la base de la consommation réelle sont établies à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie ». La satisfaction de telles

exigences suppose la mise en place de systèmes de comptage évolué.

Ces éléments ont conduit l'ERGEG à élaborer un rapport publié le 31 octobre 2007 et intitulé *Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation*.

L'état des lieux conduit par l'ERGEG révèle que le degré de mise en place de ces systèmes de comptage est très variable d'un État membre à un autre. Au cours des prochaines années, 3 États auront achevé la mise en place de systèmes de comptage évolué à tous leurs consommateurs résidentiels (Italie, Pays-Bas, Suède); 3 autres auront élaboré une régulation sur le sujet (Autriche, Irlande, Royaume-Uni); la plupart (dont la France) auront conduit des projets expérimentaux et mené des consultations publiques sur ce sujet.

L'ERGEG recommande que la décision d'adopter une politique incitant à la mise en place de systèmes de comptage évolué, ou même rendant celle-ci obligatoire, se prenne au terme d'une analyse démontrant la prépondérance sur le long terme des avantages attendus d'une telle politique sur ses coûts.

Les avantages escomptés sont importants, non seulement pour les consommateurs, mais également pour les gestionnaires de réseaux de distribution, les

opérateurs de systèmes de comptage et les fournisseurs. Les systèmes de comptage évolués permettent par exemple d'éliminer les coûts liés au relevé manuel des compteurs et de déplacement sur site; de détecter les fraudes; d'accroître la diversification des offres de fourniture; ou encore d'améliorer la gestion des réseaux en fournissant des informations plus fines sur l'état de la demande et sur la disponibilité des réseaux. Ils assurent aux consommateurs d'être facturés sur le niveau réel de leur consommation (et non plus d'après une estimation de celle-ci), et d'avoir accès aux informations nécessaires pour modifier leur comportement et s'assurer une maîtrise de leur consommation.

Parmi les coûts à prévoir, il convient de distinguer les investissements, les coûts opérationnels, les coûts irrécupérables (qui correspondent à l'enlèvement des anciens compteurs), les coûts d'installation des compteurs (qui peuvent varier d'un État à un autre en fonction des coûts du travail), ou encore les coûts liés à la présentation aux consommateurs de ces nouveaux instruments de comptage. L'ERGEG invite les régulateurs nationaux à prendre en compte non seulement la décomposition des coûts pour l'ensemble de l'opération, mais également leur répartition entre les différents acteurs impliqués, ainsi que leur recouvrement, de façon à avoir une estimation des coûts

de l'opération pour le fonctionnement des marchés de détail dans leur ensemble.

Certains facteurs peuvent influencer les résultats de cette analyse: les caractéristiques et les fonctionnalités des technologies disponibles ainsi que le contexte réglementaire selon que l'activité de gestion des systèmes de comptage s'exerce sous la forme d'un monopole légal (comme c'est le cas dans la plupart des pays européens comme la France) ou est libéralisée.

Sur les caractéristiques et fonctionnalités des systèmes de comptage, du point de vue du fonctionnement des marchés de détail, il est crucial que l'opérateur en charge de la collecte des données transmises par les compteurs rende ces données accessibles de façon non discriminatoire à tous les acteurs de marché, et sur leur demande aux consommateurs. Cela permettrait aux uns de proposer des offres plus diversifiées, et aux autres d'être capables de réagir à ces offres. Pour cela, l'ERGEG recommande que soit confiée aux régulateurs nationaux la tâche de définir les exigences minimales des cahiers des charges des systèmes de comptage évolués.

Ces exigences minimales devraient comprendre:

- la mise en place d'un système d'information et de communication (*Automated*

Meter Management) des protocoles de communication standardisés pour permettre la transmission sur demande des données enregistrées à l'ensemble des tiers autorisés;

- la possibilité de lire et de paramétrer à distance les compteurs pour qu'ils délivrent des informations sur les courbes de charge et les périodes tarifaires de fourniture;
- l'obligation de fournir un compteur aux fonctionnalités minimales identiques à toute une catégorie de consommateurs, qui puisse fournir des informations sur les niveaux de prix en fonction du moment où l'électricité a été effectivement consommée.

Les possibilités d'action des régulateurs nationaux dépendent du cadre réglementaire régissant les systèmes de comptage. Dans le cas le plus fréquent d'un système en monopole, l'ERGEG note que la mise en place de ces systèmes pourrait être accélérée sous la conduite du régulateur (par divers mécanismes d'incitation ou par introduction obligatoire). Dans le cas d'un système libéralisé, les possibilités du régulateur sont plus réduites. L'ERGEG recommande néanmoins que, dans tous les cas, le régulateur fixe des objectifs *minima* à atteindre de façon à garantir une qualité minimale du service de comptage pour tous les consommateurs.

III. Les travaux communautaires

1. Les propositions de la Commission européenne relatives au marché intérieur de l'énergie : le « 3^e paquet énergie »

Reprenant les conclusions du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, la Commission européenne confirme qu'en dépit des progrès accomplis, l'achèvement du marché intérieur est loin d'être atteint.

Sur la base de différents rapports des DG TREN et DG COMP, elle estime notamment que l'intégration verticale de l'offre, de la production et des infrastructures empêche un accès équitable aux infrastructures, que les mécanismes de formation des prix sont peu transparents et que les marchés de détail sont encore trop peu compétitifs.

En conséquence, la Commission européenne a publié le 19 septembre 2007 le projet de « 3^e paquet énergie » composé de cinq propositions de textes visant à compléter et améliorer les dispositions des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE de juin 2003 fixant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz : deux directives modifiant les directives précitées, deux règlements modifiant les règlements 1228/2003 (électricité) et 1775/2005 (gaz), et un nouveau règlement créant une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

Ces propositions sont complétées par une étude d'impact qui conclut que la séparation de propriété entre les gestionnaires de

réseaux de transport et les activités de production et de fourniture, le renforcement du rôle et de la coordination des régulateurs ainsi qu'une plus grande transparence des marchés de gros seraient les meilleures garanties permettant d'améliorer la situation concurrentielle en Europe.

Cet ensemble de mesures visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur a fait l'objet de débats soutenus tant au Parlement européen qu'au Conseil. C'est ainsi que plusieurs États membres, dont l'Allemagne et la France, opposés à la séparation de propriété ont proposé une « 3^e voie » devant permettre une « séparation efficace et effective » des réseaux sans pour autant remettre en cause l'intégration verticale des entreprises du secteur.

Afin de progresser vers un accord, la Commission européenne et la plupart des États membres ont accepté de discuter sur la base d'une « 3^e voie » nettement renforcée.

1. 1. La séparation effective des gestionnaires de réseaux

Les propositions du « 3^e paquet » visent une séparation plus nette que la séparation juridique actuelle entre le transport et les autres activités des entreprises intégrées. Deux options sont proposées (cf. figures 8 et 9) :

1. 1. 1. La séparation de propriété

Les opérateurs de réseau de transport deviendraient des entités autonomes du point de vue capitalistique et non plus de simples filiales de la maison mère. Cette option a clairement la faveur de la Commission européenne.

Dans cette option, chaque entreprise qui possède un réseau de transport doit être désignée comme GRT par l'État membre concerné. La désignation auprès de la Commission européenne se fait au terme d'une procédure de certification conduite par l'autorité de régulation nationale. Aucune personne ou entreprise (publique ou privée) ayant un contrôle direct ou indirect sur l'opérateur de réseau ne peut avoir des participations dans une entreprise de fourniture ou le contrôle d'une telle entreprise, et inversement.

Aucune personne ou entreprise (publique ou privée) ayant un contrôle direct ou indirect sur l'opérateur de réseau ne peut désigner les membres du conseil de surveillance ou du conseil d'administration dans une entreprise de fourniture et inversement.

Les GRT ne peuvent plus être affiliés ou être partie d'un groupe actif dans la production et la fourniture de gaz ou d'électricité.

En outre, les propositions de directives électricité et gaz précisent que les gestionnaires de réseau de transport ne doivent pas être contrôlés par des personnes originaires de pays tiers, sauf accord bilatéral entre ce pays tiers et l'UE.

Pour justifier cette solution, la Commission européenne se base notamment sur l'étude d'impact qu'elle a réalisée et qui indique que :

- « l'expérience d'un certain nombre d'États membres montre que la séparation de propriété conduit à des investissements dans les infrastructures, corrigeant ainsi les distorsions en matière d'incitation à l'investissement attachées aux entreprises verticalement intégrées » ;
- « la part des revenus de congestion réinvestie dans les capacités d'interconnexion est deux fois plus élevée chez les opérateurs de réseaux non-intégrés que celle constatée chez les opérateurs verticalement intégrés » ;
- il n'y a pas d'effet négatif sur la valorisation des entreprises et l'étude montre au contraire que « les actionnaires ont en fait bénéficié dans presque tous les cas d'une

augmentation du prix de l'action pendant et après la restructuration de propriété ».

1.1.2. Le gestionnaire de réseau indépendant (*Independent System Operator*)

La Commission européenne propose que les États membres puissent déroger à la séparation patrimoniale et opter pour un dispositif de gestionnaire de réseau indépendant ou « modèle ISO ».

Dans ce cas, l'entreprise verticalement intégrée reste propriétaire des actifs du réseau et perçoit une rémunération sur ces actifs, mais elle n'assure ni l'exploitation, ni l'entretien, ni le développement du réseau.

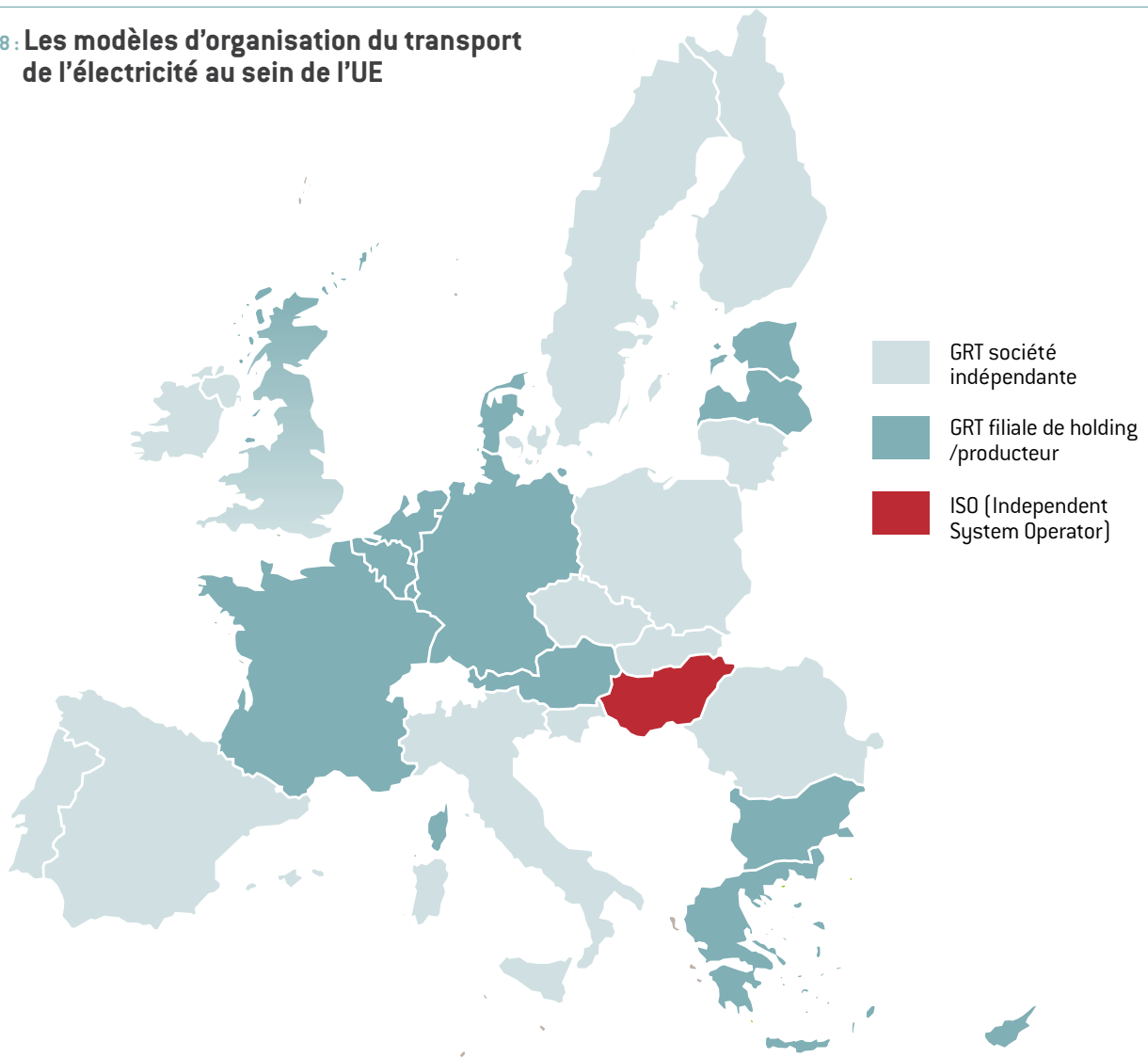
Celui-ci est confié à un opérateur indépendant désigné par l'État membre. Cette dési-

gnation est approuvée par la Commission européenne.

Cette option implique un contrôle accru de la part du régulateur et des exigences supplémentaires pour garantir l'indépendance de l'opérateur de réseaux (absence de contrôle direct ou indirect sur les activités de fourniture, ressources financières, techniques et humaines suffisantes, aptitude à respecter les obligations du règlement 1228/2003 relatif aux échanges transfrontaliers, ...).

Le système du gestionnaire de réseaux indépendant est généralement considéré comme étant assez complexe à maîtriser. Tel est également l'avis de la Commission européenne qui ne l'envisage que comme une éventuelle dérogation au principe de la séparation patrimoniale.

Figure 8 : Les modèles d'organisation du transport de l'électricité au sein de l'UE



1. 2. Le renforcement et l'harmonisation des compétences des régulateurs nationaux

Les régulateurs nationaux disposent aujourd'hui de compétences très disparates, à la fois quant à leur nature et quant à leur étendue. Afin d'harmoniser et de renforcer les attributions des régulateurs, les propositions de la Commission européenne prévoient que les régulateurs soient dotés de la personnalité morale et de l'indépendance financière et managériale. Elles prévoient également de les doter de pouvoirs de sanctions efficaces, d'ailleurs comparables à ceux dont la CRE dispose déjà.

Les textes dotent également les régulateurs de compétences supplémentaires

par rapport aux directives actuellement en vigueur, telles que l'approbation des investissements des gestionnaires de réseaux de transport et la faculté d'imposer des programmes de *Gas release* et de *Virtual power plants* si cela s'avère nécessaire. Enfin, les autorités de régulation auraient la faculté de mettre en place des mécanismes de régulation incitative.

1. 3. La création d'une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

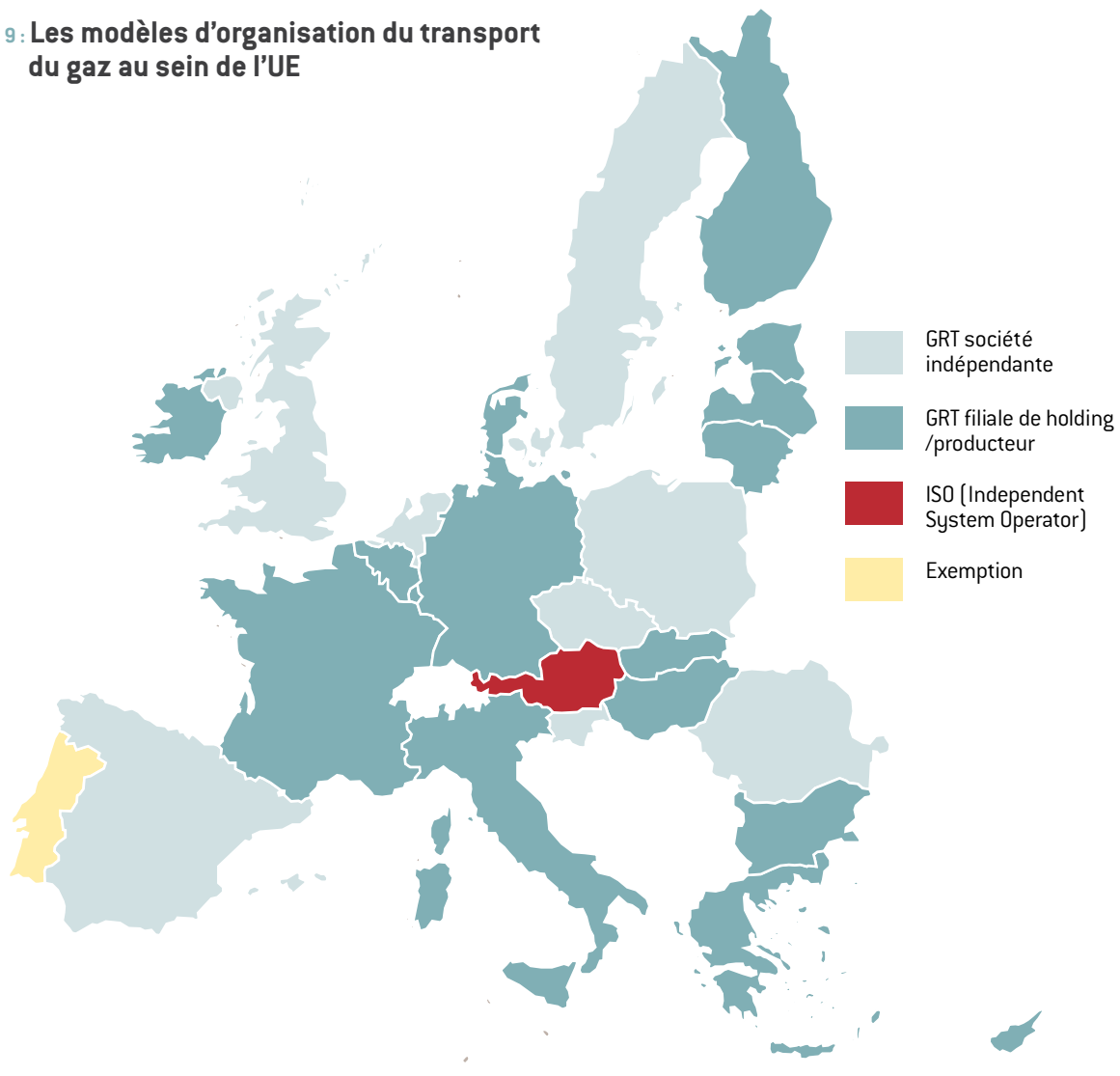
L'objectif visé par la proposition de règlement instituant l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) est de coordonner plus efficacement l'action des régulateurs nationaux

et de constituer au niveau de l'Union européenne l'interlocuteur des associations européennes des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO) d'électricité et de gaz. L'organisation et les compétences de l'ACER reposent sur des règles communes déjà appliquées à certaines agences communautaires dans d'autres secteurs tels que le transport ferroviaire ou la sécurité aérienne, mais adaptées au domaine de l'énergie.

1. 3. 1. Organisation et composition

Dans le cadre des propositions de la Commission européenne, l'ACER comprend un conseil des régulateurs composé des présidents des 27 autorités de régulation nationales des États membres, et un conseil d'administration composé de 6 représentants des États membres

Figure 9 : Les modèles d'organisation du transport du gaz au sein de l'UE



et de 6 représentants de la Commission européenne, chargé des seules questions budgétaires et administratives. Une instance d'appel est également instituée pour les décisions relatives à la régulation. Un directeur sera nommé par le conseil d'administration parmi deux candidats proposés par la Commission européenne.

1.3.2. Missions

L'agence serait tout d'abord chargée de formuler des avis :

- sur le programme de travail et les priorités de coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport ;
- sur les codes techniques et de marché préparés par le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport ;
- sur le programme européen décennal de développement du réseau qui lui est soumis également par les gestionnaires de réseaux de transport au niveau européen.

Ces avis, qui sont destinés aux gestionnaires de réseaux de transport, aux autorités de régulation nationales et à la Commission européenne, n'auraient pas de caractère contraignant. Néanmoins, si l'Agence estime que des règles contraignantes concernant la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport sont nécessaires, elle pourrait formuler des recommandations appropriées à la Commission européenne.

L'ACER devrait en outre mettre en place des procédures permettant de traiter efficacement les questions transfrontalières.

Elle disposerait enfin d'un pouvoir de décision individuelle dans deux domaines : certaines questions techniques relatives à l'électricité et au gaz, ainsi que les exemptions à l'accès des tiers prévues à l'article 22 de la directive gaz du 26 juin 2003, lorsqu'elles concernent les infrastructures transfrontalières.

1.4. La création de structures regroupant les gestionnaires de réseaux de transport européens

Selon les propositions de la Commission européenne, la forme précise et les modalités de cette coopération, destinée à assurer une meilleure coordination des activités des réseaux d'électricité et de gaz au niveau européen, sont laissées à la discrétion des gestionnaires de réseaux de transport sur la base des associations existantes (ETSO pour l'électricité et GIE pour le gaz). La Commission européenne formalisera cette coopération et désignera l'organisme qui lui sera proposé et aura recueilli le soutien de l'ACER.

Les gestionnaires de réseaux de transport se voient confier :

- l'élaboration des codes techniques et commerciaux. Ces codes, destinés à faci-

liter l'harmonisation et la compatibilité au niveau européen des procédures opérationnelles et des régimes d'accès des tiers aux réseaux, comprennent notamment les règles de raccordement et d'accès au réseau, d'interopérabilité, de sécurité et de fiabilité, d'équilibrage... Ils ne sont pas obligatoires mais pourraient si nécessaire le devenir au travers de la procédure de comitologie ;

- la gestion coordonnée des réseaux de transport ;
- la coordination au niveau européen de la programmation des investissements dans les réseaux et le développement des capacités de transport, conformément au plan d'investissement européen arrêté par l'ACER.

1.5. L'amélioration de la transparence

Les propositions de la Commission européenne renforcent les règles actuelles de transparence en vue de permettre un accès effectif au réseau sur la base d'informations disponibles pour tous et en temps utile.

Par exemple, il est prévu que les entreprises de fourniture conservent à la disposition des régulateurs les données pertinentes concernant les transactions commerciales (contrats de fourniture) pour le gaz et l'électricité ainsi que celles relatives aux produits dérivés (marchés à terme).

2. Les propositions de la Commission européenne relatives à la lutte contre le changement climatique : le « Paquet climat »

La Commission européenne a présenté le 23 janvier 2008 un ensemble de propositions visant à lutter contre le changement climatique. Ce « *paquet climat* » comprend trois volets : la promotion des énergies renouvelables, le développement des technologies de capture et de stockage du CO₂ et l'accroissement de l'efficacité énergétique.

Le « *paquet climat* » comporte un projet de décision communautaire sur l'effort à fournir par les États membres pour atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre (GES). Parmi les textes publiés, figurent plusieurs communications de la Commission européenne ainsi que trois projets de directives concernant respectivement le stockage géologique du dioxyde de carbone, la refonte du dispositif d'échanges de droits d'émissions de GES, la promotion et l'utilisation de l'énergie d'origine renouvelable (cf. encadré 12).

2.1. Les objectifs du Conseil européen

De manière générale, les mesures proposées visent à mettre en œuvre les objectifs adoptés par le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007. Ces objectifs consistent, d'ici 2020, à :

- réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 ;
- améliorer de 20 % l'efficacité énergétique au sein de l'Union par rapport à 1990 ;
- porter à 20 % la part des énergies d'origine renouvelable dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne, incluant un minimum de 10 % de biocarburants dans la composition des carburants destinés aux transports.

À titre de comparaison, la réduction des émissions de GES par rapport à l'année 1990 était de 6,5 % en 2005 pour l'ensemble de l'Union européenne. La part des énergies renouvelables dans le total de la consommation atteignait 8,5 % en moyenne la même année. Les progrès à réaliser par les 27 États membres représentent une diminution globale de 14 points supplémentaires des émissions de GES et une augmentation de 11,5 % de la part des renouvelables entre 2005 et 2020, soit un quasi-doublement de l'effort fourni sur une durée équivalente entre 1990 et 2005.

2.2. Les cinq propositions de la Commission européenne

Le « *paquet climat* » propose aux États membres de relever 5 défis :

- réformer le système d'échanges de droits d'émissions de CO₂, par la communautarisation du mécanisme d'attribution des droits d'émission, l'extension du dispositif aux industries fortement consommatrices d'énergie et la mise en place d'un marché d'échanges de certificats d'émission ;
- établir une répartition des efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre à fournir par chacun des États membres dans les secteurs qui ne sont pas concernés par les échanges de quotas d'émissions, tels que les transports, les bâtiments, l'agriculture et le traitement des déchets ;
- mettre en place un plan de développement des énergies renouvelables comprenant la définition d'un pourcentage national à atteindre dont le niveau est proportionnel au PIB par habitant de chaque État membre, un soutien communautaire à l'investissement, et un système de certificats d'origine échangeables entre États membres ;
- promouvoir la technologie de captage et de stockage géologique du CO₂ pour les producteurs utilisant des combustibles fossiles ;
- permettre un recours aux aides d'État pour les projets relatifs à la protection de

Encadré 12 : L'article 14 de la proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables traite de l'accès au réseau d'électricité des installations de production concernées.

L'article 7 de la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 définit, déjà, un cadre pour la prise en compte, dans le réseau, de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Cependant, la Commission européenne constate que le degré actuel d'intégration au réseau varie considérablement d'un État membre à l'autre. Elle juge, pour cette raison, que ce cadre doit être renforcé et qu'il convient d'en vérifier régulièrement l'application au

niveau national (considérant 32 du projet de directive ENR).

Le renforcement du cadre existant se traduit, notamment, par l'obligation pour les États membres de prévoir un « accès prioritaire au réseau en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables » qui n'est, dans le texte actuellement en vigueur, qu'une simple possibilité non retenue dans la législation française. S'il était adopté, ce principe

d'accès prioritaire devrait être concilié avec celui de l'accès non discriminatoire.

La Commission européenne rappelle, également, que les coûts de raccordement des nouveaux producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables doivent être objectifs, transparents et non discriminatoires, et doivent tenir dûment compte des avantages apportés au réseau par ces producteurs.

l'environnement par dérogation aux règles fixées par le Traité de Rome.

Le coût global de ce paquet de mesures est estimé par la Commission européenne à 60 milliards d'euros d'ici 2020, à partir d'une hypothèse prudente basée en janvier 2008 sur un baril de pétrole à 61 US\$. Ce montant total constitue selon la Commission européenne 1/10^e des « coûts de l'inaction », qui pèseraient sur la collectivité au cas où aucune mesure d'envergure ne serait mise en œuvre pour lutter contre le changement climatique.

2.3. La mise en œuvre envisagée pour 2010

Les négociations au Conseil et au Parlement européen ont débuté en février 2008. La Commission européenne espère aboutir à un accord politique avant la fin de l'année 2008 afin de permettre l'adoption des textes en 2009 et leur entrée en vigueur au printemps 2010 après transposition par les États membres.

3. Les procédures d'infraction engagées par la Commission européenne contre la France

Le 4 avril 2006, la Commission européenne avait envoyé à plusieurs États membres des lettres de mise en demeure qui constituent la première étape d'une procédure d'infraction.

Concernant la France, les griefs retenus par la Commission européenne portaient sur divers sujets, parmi lesquels les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz. Seul ce dernier thème reste litigieux, ce qui pourrait conduire la Commission européenne à décider d'une saisine de la Cour de Justice des Communautés Européennes, ce qu'elle n'a pas fait pour le moment.

Par ailleurs, la Commission européenne a ouvert le 13 juin 2007 une procédure formelle d'examen au titre des aides d'État que comporteraient, d'une part, les tarifs réglementés de vente d'électricité dans

leurs composantes jaunes et vertes (les sites d'une puissance supérieure à 36 kVA) et, d'autre part, le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) dans ses composantes jaunes et vertes. L'enquête ouverte par la Commission européenne porte sur d'éventuelles aides d'État aux entreprises et ne concerne pas les tarifs réglementés applicables aux sites de faible consommation, en particulier aux consommateurs résidentiels et aux petits professionnels.

Le gouvernement a présenté ses observations le 10 août 2007. Il y soutient que ces tarifs ne constituent pas des subventions publiques aux grandes et moyennes entreprises.

Depuis lors, la procédure est pendante.

L'action de la CRE au niveau national

Synthèse PAGE 54

I. La régulation des réseaux et des infrastructures PAGE 60

1. Les données générales PAGE 60
2. Les réseaux d'électricité PAGE 65
3. Les réseaux et autres infrastructures de gaz naturel PAGE 80

II. Les marchés de l'électricité et du gaz naturel PAGE 98

1. L'évolution du contexte législatif et réglementaire PAGE 98
2. Les marchés de l'électricité PAGE 99
3. Les marchés du gaz naturel PAGE 117
4. Le suivi du fonctionnement des marchés ouverts PAGE 131

III. Les dispositifs de soutien : production d'électricité, consommateurs vulnérables et TaRTAM PAGE 141

1. Le soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables PAGE 141
2. Les charges de service public de l'électricité PAGE 142
3. Le recouvrement de la CSPE PAGE 146
4. Les charges liées au TaRTAM PAGE 146
5. Les charges liées au tarif spécial de solidarité pour la fourniture de gaz naturel PAGE 147

Synthèse

La CRE a pour mission de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, au bénéfice des consommateurs.

La CRE s'attache à ce que toutes les conditions techniques et juridiques permettant à chaque consommateur de choisir son fournisseur d'énergie soient réunies. Au 1^{er} juillet 2007, les marchés français de l'électricité et du gaz ont été ouverts à la concurrence pour l'ensemble des consommateurs. En liaison avec le médiateur national de l'énergie, elle a mis en place un dispositif d'information destiné aux consommateurs résidentiels.

Pour encourager les gestionnaires de réseaux à offrir aux consommateurs le service le plus performant au meilleur prix, la CRE a engagé une évolution de la régulation des réseaux par l'introduction de mécanismes incitatifs.

La CRE met en œuvre les nouvelles compétences que lui a confiées la loi du 7 décembre 2006 : approbation des programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz et surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz.

La régulation des réseaux et infrastructures

La CRE a engagé le renouvellement de l'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux

Durant l'année écoulée, la CRE a engagé le renouvellement, qui devrait s'achever fin 2008, de l'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz. Ces tarifs doivent garantir un accès non discriminatoire des tiers aux réseaux et refléter les coûts effectivement supportés par les gestionnaires de réseaux dans la mesure où ils correspondent à ceux de gestionnaires efficaces.

Dans le cadre de ce renouvellement tarifaire, sont introduits des mécanismes incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer

leur efficacité. Dans cette perspective, la CRE fixe des objectifs de performance à atteindre et un tarif pluriannuel cohérent avec ces objectifs. Si les performances réalisées dépassent les objectifs fixés, l'opérateur conserve une partie du bénéfice ; l'autre partie profite aux utilisateurs de réseaux sous forme d'une baisse des tarifs.

Le 1^{er} juillet 2008 entre en vigueur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de GrDF (filiale de Gaz de France), proposé par la CRE le 28 février 2008 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ce nouveau tarif est en hausse de 0,9 %, en euros constants, par rapport au tarif précédent appliqué pendant 2 ans et demi.

Un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz doit entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2009. La nouvelle structure tarifaire prendra en compte la simplification de l'organisation du réseau de transport de gaz résultant de la fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest ainsi que de la commercialisation conjointe des capacités d'acheminement par GRTgaz (filiale de Gaz de France) et TIGF (filiale de Total) à l'interface entre leurs réseaux.

En raison du report de la mise en service du terminal de Fos Cavaou à la suite d'un accident technique survenu le 12 février 2008, la CRE a repoussé sa proposition de nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers au deuxième semestre 2008. Le tarif actuel avait été conçu pour s'appliquer jusqu'à la mise en service du terminal de Fos Cavaou.

La CRE a mis en place un groupe de travail sur la régulation des terminaux méthaniers en France. Regroupant des experts du marché du gaz naturel liquéfié, ce groupe a remis, en mars 2008, un rapport dont les conclusions contribueront à nourrir les réflexions des acteurs de marché et de la CRE.

Dans le secteur de l'électricité, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics (TURPE) concerneront le transport et la distribution. Début 2008, la CRE a procédé à une consultation publique afin d'exposer ses orientations tarifaires et recueillir les réactions

Durant l'année écoulée, la CRE a engagé le renouvellement, qui devrait s'achever fin 2008, de l'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz.

Dans le cadre de ce renouvellement tarifaire, sont introduits des mécanismes incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité.

et suggestions des acteurs concernés. Un schéma de régulation incitative appliqué aux gestionnaires de réseaux RTE (transport) et ERDF (distribution) est envisagé. Ce schéma porterait à la fois sur les gains de productivité et sur l'amélioration constante de la qualité offerte aux consommateurs. Après approbation des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, la proposition tarifaire de la CRE (TURPE 3) devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

La CRE s'assure de l'adéquation des investissements de réseaux avec les besoins du marché et la qualité du service

La CRE a approuvé les programmes d'investissements annuels des gestionnaires de réseaux de transport de gaz GRTgaz et TIGF. Les investissements prévus pour 2008 sont sensiblement plus élevés que ceux des années précédentes. Le programme d'investissements de GRTgaz s'élève à 585 millions d'euros, contre 382 millions d'euros en 2007. Celui de TIGF s'élève à 191 millions d'euros, contre 160 millions d'euros en 2007.

La hausse des investissements permettra d'augmenter les capacités d'entrée de gaz en France et de réduire les congestions internes au réseau. Elle favorisera la concurrence et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

La CRE a également approuvé le programme d'investissements de RTE pour 2008, qui prévoit d'investir 852,6 millions d'euros en 2008, soit 7 % de plus qu'en 2007.

La CRE a demandé à RTE de poursuivre les efforts destinés à réduire les congestions aux interconnexions. La réalisation de ces investissements dépend du niveau de coopération entre le gestionnaire du réseau de transport français et ses homologues des États limitrophes. La CRE s'attache à ce que les investissements programmés permettent le raccordement des futures centrales de production dans des conditions non-discriminatoires et dans des délais acceptables.

La CRE contrôle l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Les modalités de l'indépendance sont fixées par les dispositions de directives européennes et de la loi. Elles constituent un cadre qui permet aux gestionnaires de réseaux de coexister, au sein d'un groupe intégré, avec les entités chargées de la production et de la fourniture.

L'indépendance se traduit par la mise en œuvre de la dissociation (*unbundling*) sur les plans comptable et juridique. Dernière étape en date de ce processus de dissociation, la filialisation de la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) desservant plus de 100 000 clients a été réalisée au cours du 2^e semestre 2007.

Dans son 3^e rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux de décembre 2007, la CRE considère que, si les exigences imposées par les directives européennes sont globalement remplies, des améliorations peuvent encore être apportées. Elle souligne en particulier l'ambiguïté des dénominations et des identités visuelles adoptées par ERDF, filiale de distribution d'EDF, et par GrDF, filiale de distribution de Gaz de France, qui ne permettent pas aux consommateurs de distinguer clairement les activités en monopole du gestionnaire de réseaux des activités en concurrence.

Ces choix posent un problème de principe, dans la mesure où ils permettent aux fournisseurs EDF et Gaz de France de s'approprier l'image favorable du service public, au détriment des fournisseurs alternatifs.

L'ouverture des marchés à la concurrence

L'activité sur le marché de gros de l'électricité est stable

Le marché de gros doit permettre aux fournisseurs ne disposant pas de ressources propres de s'y approvisionner au meilleur coût, tout en donnant des signaux de prix fiables aux investisseurs potentiels, afin de développer les capacités de production en pointe et en semi base indispensables pour répondre à l'accroissement de la demande.

Le marché de gros comprend, d'une part, les transactions effectuées sur les marchés organisés, comme la bourse de l'électricité Powernext, d'autre part, les transactions effectuées dans le cadre d'échanges bilatéraux. Les échanges peuvent déboucher sur une livraison physique d'énergie sur le réseau français ou être purement financiers.

Le marché de gros de l'électricité est constitué essentiellement d'échanges bilatéraux. Sa liquidité reste limitée en raison de la dominance d'EDF et de son intégration verticale. L'activité sur le marché de gros est restée stable.

Le Conseil de la concurrence, dans sa décision du 10 décembre 2007, a rendu obligatoires les engagements d'EDF de proposer aux fournisseurs alternatifs une offre de gros d'électricité sur quinze ans leur permettant de concurrencer ses offres de marché. Toutefois, cette obligation ne supprime pas l'effet de ciseau entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marchés des fournisseurs alternatifs.

L'activité sur le marché de gros du gaz est en progression

Si le marché reste concentré du fait de la détention de la quasi-totalité des capacités d'importation par Gaz de France et Total, l'activité des fournisseurs alternatifs est néanmoins en progression.

Toutefois, la CRE, qui ne dispose pas de pouvoirs contraignants en la matière, déplore le refus de Total et Gaz de France de prolonger les programmes de *gas release* dans les zones Sud et Sud-Ouest. Le « 3^e paquet énergie » prévoit de donner aux régulateurs le pouvoir d'imposer de tels programmes.

La CRE a soutenu la création d'une bourse du gaz qui permettra d'apporter davantage de transparence dans le marché. Cette bourse devrait être opérationnelle à la fin de l'année 2008.

La surveillance des marchés de gros est nécessaire à la confiance

La transparence des marchés de gros de l'électricité et du gaz est aujourd'hui insuffisante : d'une part, les transactions bilatérales, sur lesquelles les informations de prix sont faibles, prédominent ; d'autre part, les informations relatives aux déterminants physiques du marché sont limitées.

Le législateur a confié à la CRE une mission de surveillance des marchés de gros destinée à détecter les comportements anticoncurrentiels. Elle permet de vérifier que les opérateurs qui disposent d'un pouvoir de marché n'en abusent pas, et que les transactions conclues n'ont pas pour objectif d'altérer le mécanisme de formation des prix.

La CRE entend faire de sa compétence de surveillance un élément de confiance dans le fonctionnement du marché. Une telle surveillance favorise l'entrée de nouveaux acteurs sur le segment du négoce, et permet d'augmenter le nombre de transactions. Elle contribue à la sécurité d'approvisionnement du marché français en donnant des signaux de prix fiables aux investisseurs.

Le législateur a confié à la CRE une mission de surveillance des marchés de gros destinée à détecter les comportements anticoncurrentiels.

Elle entend faire de sa compétence de surveillance un élément de confiance dans le fonctionnement du marché.

Comme annoncé dans sa communication du 16 avril 2008, la CRE procédera, dans un premier temps, à des demandes ponctuelles d'information sur les transactions conclues postérieurement au 1^{er} janvier 2007.

La CRE a mené une investigation sur les pics de prix de l'électricité observés sur Powernext Day-ahead Auction en octobre et en novembre 2007. Dans sa délibération du 17 avril 2008, la CRE a formulé plusieurs recommandations concrètes d'amélioration, dont certaines ont d'ores et déjà été suivies.

La concurrence est plus dynamique sur le marché de détail du gaz que sur celui de l'électricité

Divers sondages ont fait apparaître que seuls un tiers des foyers français savent qu'ils peuvent changer de fournisseur, signe que l'information sur l'ouverture des marchés doit être amplifiée.

La coexistence des tarifs réglementés de vente et des offres de marché peut rendre difficile le développement de la concurrence, notamment quand ils ne couvrent pas les coûts. Cette coexistence a été maintenue par la loi du 21 janvier 2008, qui a permis à certains consommateurs ayant opté pour le marché de revenir, sous certaines conditions, aux tarifs réglementés de vente jusqu'au 1^{er} juillet 2010.

Les fondamentaux du marché de détail du gaz sont bons et continuent de s'améliorer. Le niveau des tarifs réglementés de vente a permis aux fournisseurs alternatifs d'être compétitifs. Sur l'ensemble des segments de consommation, le nombre de sites et les volumes en offre de marché augmentent régulièrement. En outre, un quart des mises en service donnent lieu à la souscription d'une offre auprès d'un fournisseur alternatif.

Pour les consommateurs non résidentiels, le marché du gaz ne se développe pas uniformément sur l'ensemble du territoire : il reste faible dans le Sud-Ouest de la France. Au 31 mars 2008, environ 26 % des sites non résidentiels sont en offre de marché.

Pour les consommateurs résidentiels, le marché naissant du gaz est plus dynamique que celui de l'électricité, bien que seuls trois fournisseurs alternatifs soient présents sur ce segment. Les changements de fournisseurs progressent lentement, principalement soutenus par la vente d'offres duales électricité-gaz. Au 31 mars 2008, environ 2 % des sites résidentiels sont en offre de marché et environ 1 % ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

La concurrence sur le marché de détail de l'électricité stagne

Quatre ans après l'ouverture totale du marché de détail de l'électricité pour les consommateurs non résidentiels, la concurrence stagne. Cette situation est due d'une part, à l'effet de ciseau tarifaire que subissent les fournisseurs alternatifs pour concurrencer les tarifs réglementés de vente, d'autre part, à la possibilité de souscrire aux tarifs réglementés de vente pour les nouveaux sites non résidentiels d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA. De plus EDF, contrairement à la période 2004-2006, ne propose plus activement d'offres de marché aux clients pouvant encore souscrire aux tarifs réglementés. Au 31 mars 2008, 802 000 sites non résidentiels sont en offre de marché. 3 400 sites ont souscrit au TaRTAM, ce qui représente 64 % de la consommation des sites en offre de marché.

Sur le segment des consommateurs résidentiels, le degré d'ouverture à la concurrence est extrêmement faible. Les effets de la loi du 21 janvier 2008, qui autorise le retour au tarif pour les particuliers qui ont fait le choix du marché, sont encore difficiles à mesurer. Au 31 mars 2008, 116 000 sites résidentiels sont en offre de marché, ce qui représente 0,4 % de part de marché.

La concertation avec les parties prenantes des marchés se poursuit

En mettant en place des instances de concertation, la CRE a permis que l'échéance du 1^{er} juillet 2007 soit franchie sans difficulté. Tout client qui souhaitait changer de fournisseur a pu le faire de façon simple et gratuite, dès le 1^{er} juillet 2007, grâce aux procédures

En mettant en place des instances de concertation, la CRE a permis que l'échéance du 1^{er} juillet 2007 soit franchie sans difficulté. Tout client qui souhaitait changer de fournisseur a pu le faire de façon simple et gratuite.

normalisées et automatisées utilisées par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau.

Néanmoins, les procédures doivent encore être mises à l'épreuve de l'augmentation du volume des opérations. La fluidité des échanges d'information entre gestionnaires de réseaux, fournisseurs et clients finals, peut être améliorée. C'est pourquoi la concertation se poursuit, sous l'égide de la CRE, au sein des groupes de travail consommateurs (GTC), électricité (GTE) et gaz (GTG).

La concertation permet de définir les besoins des fournisseurs qui nécessitent une évolution des systèmes d'information des GRD. Les GTC, GTE et GTG traitent également du dispositif contractuel entre gestionnaires de réseaux et fournisseurs pour permettre à ceux-ci d'apporter davantage de garanties aux consommateurs. Par ailleurs, l'expérimentation, engagée par ERDF, d'un système de comptage évolué en électricité fait l'objet d'un suivi par le GTC.

La CRE poursuit son action d'information des consommateurs, en coordination avec le médiateur national de l'énergie. Un dispositif commun d'information des consommateurs a été mis en place. Ce dispositif reçoit 30 000 appels téléphoniques et 30 000 visites sur le site internet par mois.

La CRE participe à la gestion des dispositifs de soutien : production d'électricité, consommateurs vulnérables et TaRTAM

La CRE contribue à la politique de diversification des sources de production d'électricité en participant à la mise en œuvre des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI). En 2007, elle a rendu un avis sur un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de la

biomasse, qui n'est pas publié à ce jour. Elle a procédé à la mise en œuvre du deuxième appel d'offres lancé par le ministre chargé de l'énergie concernant cette même filière.

La CRE évalue, chaque année pour l'année suivante, la « contribution au service public de l'électricité » (CSPE), qui permet de financer les charges de service public de l'électricité, ainsi que, depuis 2007, le budget du médiateur national de l'énergie et une partie des charges liées à l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM). Les charges de service public de l'électricité sont composées des surcoûts imposés aux fournisseurs historiques par la production dans les territoires insulaires, par les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération et par les dispositions sociales.

En octobre 2007, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie sa proposition relative au niveau des charges de service public de l'électricité et de la contribution unitaire les finançant pour 2008, soit 4,9 €/MWh. Toutefois, en l'absence d'arrêté du ministre de l'énergie fixant son montant pour 2008, le niveau de 2007 a été automatiquement reconduit (4,5 €/MWh). Pour la première fois, les charges liées aux territoires insulaires représentent plus de la moitié de la totalité des charges de service public.

La CRE a évalué les charges liées à l'application du TaRTAM pour 2008, ainsi que la contribution due par EDF et CNR pour financer la part de ces charges qui n'est pas compensée par la CSPE. Elle a procédé, par l'intermédiaire de la CDC, à la compensation des charges estimées sur chacun des trimestres de 2007 par les fournisseurs appliquant le TaRTAM. Enfin, elle a défini les règles de la comptabilité appropriée que ces fournisseurs doivent respecter pour déclarer les charges constatées sur une année.

À chaque échéance trimestrielle, la CRE a rendu un avis sur les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz. Elle a également rendu un avis sur la hausse des tarifs réglementés de vente d'électricité appliquée le 16 août 2007.

I. La régulation des réseaux et des infrastructures

1. Les données générales

1.1. Les codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux

1.1.1. Le respect des codes de bonne conduite

Conformément aux articles 6 et 15 de la loi du 9 août 2004 modifiée, la CRE a publié en décembre 2007 son 3^e rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel.

Les codes de bonne conduite regroupent les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue. Ils sont en place chez les gestionnaires réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients raccordés.

La CRE contrôle l'application effective de ces codes, ainsi que la réalisation d'audits par les gestionnaires. Elle réalise elle-même des audits et elle a constaté que les dispositions étaient effectivement en place et que les mesures prises étaient connues des agents. Aucune des vérifications faites n'a révélé l'existence de pratiques délibérées de discrimination à l'égard d'un fournisseur ou la divulgation d'informations commercialement sensibles.

Toutefois, elle a relevé certains dysfonctionnements. Ainsi il ressort d'une enquête « client mystère » commandée par la CRE que les informations données au client par un gestionnaire de réseau avaient parfois pour effet d'orienter le client vers les fournisseurs historiques. Cette enquête a aussi mis en évidence la difficulté de trouver les coordonnées des centres d'accueil du gestionnaire de réseau. Une nouvelle enquête

de ce type a été lancée au début de l'année 2008 pour apprécier les progrès réalisés.

1.1.2. L'indépendance des gestionnaires de réseaux

Pour les gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients raccordés, l'année 2007 a été consacrée à la préparation de la séparation juridique prévue par les directives de juin 2003. La transposition tardive en droit français de cette disposition, en décembre 2006, n'a pas permis aux entreprises de lancer les procédures légales permettant d'aboutir à une filialisation effective à la date imposée du 1^{er} juillet 2007. Ainsi les filiales de distribution d'EDF et de Gaz de France n'ont été créées que le 1^{er} janvier 2008. La séparation juridique de Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg, par filialisation de l'activité de fourniture, n'était toujours pas effective au 30 mai 2008.

Figure 10 : Exemples de confusion entretenue entre les logos



Pour EDF et Gaz de France ainsi que pour certaines ELD, la séparation juridique s'est traduite par la création d'une filiale chargée de l'ensemble des activités de réseaux.

Au contraire, pour Gaz de Strasbourg et Électricité de Strasbourg, le schéma retenu prévoit la création d'une filiale chargée de la fourniture et le maintien du gestionnaire de réseaux au sein de la maison mère. Si ce schéma est conforme à la loi du 9 août 2004, il n'est pas conforme aux directives du 26 juin 2003. En effet, dans cette organisation, le gestionnaire de réseaux est partie intégrante de la maison mère qui assure le contrôle de la filiale chargée de la fourniture. À la demande de la CRE, ces deux ELD se sont engagées à lui présenter les modes de fonctionnement permettant de garantir réellement l'indépendance du gestionnaire de réseau.

L'indépendance des gestionnaires de réseaux doit s'analyser comme l'indépendance que lui reconnaît la maison mère conformément aux obligations communautaires et nationales. Or, les premiers signaux donnés par les groupes EDF et Gaz de France conduisent à s'interroger sur leur réelle volonté de mettre en place les conditions nécessaires à l'indépendance des filiales. En effet, EDF et Gaz de France ont imposé à leurs filiales de distribution, ERDF et GrDF, des noms et des chartes graphiques qui rappellent trop ceux des entreprises historiques (cf. figure 10).

De même, le choix fait en février 2008 de nommer un membre du comité exécutif

d'EDF à la présidence du conseil de surveillance de RTE, ne garantit pas une réelle indépendance de RTE par rapport à EDF.

Au contraire, Gaz de Bordeaux et Usine d'électricité de Metz ont différencié la dénomination de leurs gestionnaires de réseaux appelés respectivement Régaz et URM, évitant ainsi toute confusion (cf. figure 11).

L'indépendance des gestionnaires de réseaux doit également s'analyser en termes d'organisation et de prise de décision. À ce titre, les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel font preuve d'une réelle indépendance. Les utilisateurs des réseaux de transport le confirment dans les différentes enquêtes auxquelles ils ont répondu.

Néanmoins, si en matière de gestion de la trésorerie, de ressources humaines et de comptabilité, RTE a fait le choix de ne pas recourir aux services d'EDF, TIGF et GRTgaz ont fait le choix inverse.

La CRE a formulé deux critiques à l'issue de l'audit réalisé en 2007 chez les gestionnaires de réseaux de transport. D'une part, la communication sur les missions des gestionnaires de réseaux de transport et sur leur indépendance vis-à-vis des groupes intégrés doit être renforcée. D'autre part, il est indispensable d'assurer une plus grande indépendance en ce qui concerne la politique des achats et la gestion du personnel.

1.2. La dissociation comptable

1.2.1. Dissociation comptable : une mise en perspective

L'une des premières obligations qui s'est imposée aux entreprises verticalement intégrées dans le secteur électrique et gazier avec les directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003, est de tenir une comptabilité dissociée entre activités régulées et activités concurrentielles. Comme précisé dans les directives de 1996 et 1998, ces comptes séparés devaient être tenus comme si « les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence ».

Dans le secteur du gaz naturel, les comptes de dissociation concernent aujourd'hui les activités de distribution (pour les ELD concernées), de stockage et d'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi que, le cas échéant, un compte séparé pour l'activité de négoce d'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors du secteur du gaz naturel. Dans le secteur de l'électricité, les comptes de dissociation concernent les activités de production, de distribution (pour les ELD concernées) ainsi que, le cas échéant, un compte séparé pour l'activité de négoce de gaz naturel et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités. À cela s'ajoute, pour l'électricité et le gaz naturel, la tenue de comptes disso-

Figure 11 : Exemples de distinction entre les logos



ciés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée. La CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser aux opérateurs les règles applicables à la dissociation comptable.

La dissociation comptable, moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités, est un des outils clefs mis en place afin de garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est par la suite renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par les directives du 26 juin 2003 et concrétisée en France avec la loi du 9 août 2004 pour la séparation juridique des réseaux de transport et avec la loi du 7 décembre 2006 pour la séparation juridique des réseaux de distribution.

Les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz filialisés (RTE, GRTgaz, ERDF et GrDF) produisent *ipso facto* des comptes séparés. Mais ils maintiennent des relations financières avec leurs maisons mères et peuvent également supporter des coûts partagés avec d'autres entités des groupes verticalement intégrés. Sur le plan formel, ces relations financières, avant filialisation, étaient régies par des protocoles internes. Elles sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles, entre maison mère et filiale, comme pour ce qui concerne par exemple la remontée de dividendes. Il n'en reste pas moins que l'enjeu de s'assurer de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées reste entier. De ce point de vue, la CRE continuera à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux.

1.2.2. La filialisation des activités de distribution

En application de l'article 13 et suivants de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières modifiée par la loi du

7 décembre 2006, la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain devait intervenir au plus tard le 1^{er} juillet 2007. Cette séparation juridique s'impose dans le secteur de l'électricité à EDF, Électricité de Strasbourg, Usine Électrice de Metz, Sorégies et Régie du Sieds, et dans le secteur du gaz naturel à Gaz de France, Gaz de Strasbourg et Régaz.

Les filiales de distribution d'EDF et de Gaz de France, ERDF et GrDF, ont été créées le 1^{er} janvier 2008. Dans le cas d'ERDF, la filialisation s'est opérée avec un effet comptable rétroactif au 1^{er} janvier 2007.

Contrairement à ce qui avait été prévu pour les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz dans la loi du 9 août 2004, la loi du 7 décembre 2006 n'a précisé ni les modalités financières de la filialisation des distributeurs, ni les modalités de constitution du bilan d'ouverture des futures filiales.

EDF a choisi de filialiser l'activité de distribution par voie d'apport partiel d'actifs. Le bilan d'ouverture de la filiale au 1^{er} janvier 2007 est fondé sur les comptes dissociés au 31 décembre 2006, après différents retraitements qu'EDF a présentés à la CRE. Les principaux retraitements concernent les activités de distribution dans les zones du système électrique insulaire (SEI), l'ajustement des créances et acomptes relatifs aux clients finals relevant d'EDF Commerce et, enfin, l'ajustement des capitaux propres aux besoins de la filiale.

Le retraitement de la distribution SEI est lié à la limitation de l'obligation de séparation juridique au territoire métropolitain continental. Seules les activités de distribution sur ce territoire sont donc apportées à la filiale de distribution. Les activités de distribution dans les zones du système électrique insulaire sont regroupées avec les activités de fourniture au tarif réglementé de vente en raison de l'impossibilité pratique, pour le consommateur final situé dans ces zones, d'accéder à un fournisseur autre que le fournisseur historique.

L'ajustement des créances et acomptes relatifs aux clients finals de la branche

Commerce d'EDF est dû au fait que ces créances et acomptes ne sont pas portés juridiquement par le distributeur. Ces créances et acomptes n'ont pas pu faire partie des éléments d'actifs et de passifs apportés. Dans les comptes de la filiale, ces postes sont, désormais, le reflet des relations entre le distributeur et le fournisseur. Ces relations sont, pour ce qui concerne la facturation de l'acheminement, formalisées par le contrat GRD-Fournisseur. Toutefois, les systèmes d'information ne permettent pas, aujourd'hui, au distributeur de facturer le fournisseur EDF selon le rythme prévu par le contrat GRD-Fournisseur. Il en résulte un surcroît de besoin en fonds de roulement, estimé à environ 700-800 M€. EDF a pris l'engagement auprès de la CRE que « dans l'attente de l'adaptation des Systèmes d'Information, le distributeur [soit] indemnisé par le fournisseur EDF au taux de marché sur le coût de portage de ce surcroît de besoin en fonds de roulement ».

EDF a fixé le niveau de capitaux propres d'ERDF à 2,7 G€. Bien que dépassant le niveau envisagé initialement par EDF pour satisfaire les besoins de sa filiale, ce niveau reste en dessous de celui constaté dans les derniers comptes dissociés.

Il est indispensable que la distribution de dividendes d'ERDF vers EDF respecte les équilibres financiers d'ERDF et maintienne un niveau de capitalisation compatible avec un fonctionnement indépendant. Il sera aussi crucial qu'ERDF résorbe rapidement la distorsion, due au délai d'adaptation des Systèmes d'Information, entre le fournisseur EDF et les autres fournisseurs dans la mise en œuvre du contrat GRD-Fournisseur.

Gaz de France a filialisé l'activité de distribution par voie de cession, sur la base d'une valorisation économique de l'activité fondée sur une évaluation de la base d'actifs régulés. Ce choix entraîne la comptabilisation au bilan de la filiale d'un actif incorporel, estimé à 11,4 G€, dont une partie, correspondant à la valeur d'utilité des contrats en cours, est amortissable et une autre, correspondant à la valeur du savoir-faire du concessionnaire, est non amortissable mais fait l'objet de tests de dépréciation. L'amortissement de l'actif incorporel se traduit par une charge affectant le compte de résultat de GrDF. Le

passif de GrDF connaît un accroissement dans des proportions similaires à celle de l'actif incorporel, reflet du financement de cette opération par Gaz de France sous forme d'une augmentation de capital de la filiale et d'une dette envers l'actionnaire aux conditions du marché. Au total, la profitabilité de GrDF se trouve fragilisée par les conséquences du schéma de cession.

Comme elle l'a souligné dans son rapport annuel sur le respect des codes de bonnes conduites et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a fait part à Gaz de France de ses réserves sur le mode de filialisation retenu. Compte tenu des flux financiers significatifs et durables de GrDF vers Gaz de France, la CRE sera particulièrement attentive à l'évolution des équilibres financiers futurs de GrDF et à ses éventuelles conséquences sur son indépendance. Il importe en particulier que GrDF refinance de façon indépendante une partie de la dette contractée auprès de Gaz de France, afin de faire preuve d'autonomie sur le plan de la gestion de sa trésorerie.

1.2.3. La dissociation de l'activité fourniture

La loi du 9 août 2004 imposait aux opérateurs de tenir, à compter du 1^{er} juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. La loi du 7 décembre 2006 a fait évoluer cette obligation de dissociation. Désormais, à compter du 1^{er} juillet 2007, les opérateurs doivent présenter des comptes dissociés de leur activité de fourniture entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité. Cette évolution lève l'hétérogénéité du précédent périmètre de dissociation de la fourniture, qui ne différenciait pas au sein des clients éligibles ceux qui avaient exercé leur éligibilité de ceux qui ne l'avaient pas exercée.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont EDF, Gaz de France et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel. Les principes de dissociation comptable des activités de fourniture selon ce périmètre seront transmis à la CRE. Ils seront analysés et soumis

au Conseil de la concurrence avant approbation par la CRE.

La CRE examinera les principes de dissociation comptable de l'activité de fourniture proposés par les entreprises concernées par les nouveaux périmètres, en tenant compte des observations qu'elle a formulées précédemment dans le cadre de la dissociation entre clients éligibles et non éligibles.

Dans sa délibération du 14 juin 2006, la CRE avait approuvé les principes proposés par EDF pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous réserve que la valorisation du prix de cession de l'électricité prenne en compte les coûts de production. La problématique de la valorisation du prix de l'énergie et de la mesure des coûts de production sera centrale dans l'approbation des principes de la nouvelle dissociation. EDF a communiqué à la CRE sa méthode d'estimation de ses coûts de production en France métropolitaine, appelée C3P (coût comptable complet de production). Ce coût repose sur des éléments issus de la comptabilité d'EDF (charges d'exploitation, immobilisations) et intègre, en plus du coût comptable de production, des éléments extra-comptables et des hypothèses sur le renouvellement du parc de production. La CRE a engagé au cours du premier semestre 2008 des travaux d'analyse de cette méthode.

Concernant la dissociation de la fourniture du gaz, la CRE avait approuvé, par délibération du 20 juillet 2006, les principes proposés par Gaz de France pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous certaines réserves. La CRE avait demandé que le périmètre « autres activités » soit scindé en trois : clients éligibles, clients non éligibles et opérations ne relevant pas de la fourniture aux clients finals. Elle avait également demandé que la répartition du coût du gaz livré soit opérée à partir du coût de revient comptable, corrigé des remarques formulées par la CRE dans sa communication du 28 février 2006 sur l'audit des coûts d'approvisionnement de Gaz de France.

1.3. Vers une régulation incitant les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures à améliorer leur productivité et la qualité de service.

Dans le cadre de ses missions, la CRE élabore les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz et des terminaux méthaniers. Elle les propose, ensuite, aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie pour approbation. Ces tarifs, garants d'un accès aux réseaux et infrastructures transparent et non discriminatoire, doivent refléter les coûts effectivement engagés, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Pour répondre à cet objectif d'efficacité, la CRE a engagé une réflexion sur la mise en place d'un mode de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité tant sur le plan de la maîtrise de leurs coûts que sur celui de la qualité de service offerte aux utilisateurs (cf. encadré 12).

La régulation incitative résulte d'un constat simple : améliorer sa productivité nécessite des efforts, les gestionnaires de réseaux et infrastructures ne s'engageront donc dans cette voie que s'ils y sont financièrement incités.

Or, lorsque les périodes de validité des tarifs (dites « périodes de régulation ») sont relativement courtes, les opérateurs ne sont pas incités à minimiser leurs dépenses d'exploitation, car les tarifs se réajustent régulièrement au niveau des coûts observés, leur retirant ainsi le fruit de leurs éventuels efforts.

Pour résoudre cette problématique, un schéma incitatif adopté par de nombreux régulateurs européens consiste à définir, pour une période de régulation plus longue, une formule d'évolution des tarifs tenant compte d'objectifs de productivité fixés par le régulateur. Il en résulte que pendant cette période, les tarifs ne sont plus strictement liés aux coûts du gestionnaire de réseau (cf. figure 12).

Dès lors, si le gestionnaire de réseau ou d'infrastructure arrive à dépasser l'objectif de productivité qui lui a été fixé, il pourra garder une partie de l'écart entre ses coûts et les recettes issues des tarifs, l'autre partie étant redistribuée aux utilisateurs par une baisse des tarifs. Le gain additionnel pour l'opérateur constitue le moteur de l'incitation. Il est potentiellement d'autant plus élevé que la période de régulation est plus longue.

La mise en place d'un tel schéma tarifaire offre en outre une meilleure visibilité aux opérateurs et à leurs clients, dans la mesure où l'évolution des tarifs est fixée pour une plus longue période.

Bien évidemment, les efforts de productivité des gestionnaires de réseaux et infrastructures doivent s'accompagner du maintien, voire d'une amélioration du niveau de qualité de service offert aux utilisateurs de réseaux et infrastructures. À cette fin, il est nécessaire de compléter les incitations portant sur la productivité des opérateurs par plusieurs types de mécanisme :

- suivi et publication d'indicateurs de qualité constituant une incitation à mieux faire par l'affichage des résultats ;

- mise en place d'engagements de qualité avec versement par l'opérateur aux utilisateurs de contreparties financières en cas de non-respect des engagements ;
- mise en place d'un système de bonus/malus impactant le revenu de l'opérateur en fonction de l'atteinte d'objectifs de qualité fixés ex ante par le régulateur.

L'établissement d'une formule d'évolution des tarifs sur la base des charges des gestionnaires de réseaux et infrastructures et des objectifs de productivité fixés par le régulateur suppose la définition de l'assiette des charges sur laquelle les gains de productivité seront réalisés. Elle implique une connaissance, de la part de l'autorité de régulation, des gains de productivité potentiels réalisables par les opérateurs dans des délais compatibles avec la période de régulation.

Ces deux conditions nécessitent en particulier que les périmètres des charges des gestionnaires de réseaux et infrastructures soient stabilisés, ce qui, en France, n'a été réalisé que récemment, avec l'achèvement du processus de filialisation des gestionnaires de réseaux de distribution.

Pour une première mise en œuvre, l'objectif de productivité porte généralement sur les charges d'exploitation maîtrisables, les investissements étant le plus souvent intégralement couverts par les tarifs. Imposer un objectif de productivité spécifique aux investissements requiert, en effet, de pouvoir identifier la part maîtrisable des charges de capital, ce qui est un exercice plus complexe que pour les charges d'exploitation.

Sur tous ces sujets, afin d'alimenter la réflexion, d'indiquer les orientations qu'elle pourrait prendre et de recueillir l'avis des personnes intéressées, la CRE a mené au mois d'octobre 2007 une consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Près d'une trentaine d'acteurs ont répondu à cette consultation. Une majorité d'entre eux s'est montrée favorable à l'allongement de la période tarifaire et à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la productivité. Ils ont également été nombreux à souhaiter la mise en place d'un mécanisme incitatif sur la qualité de service.

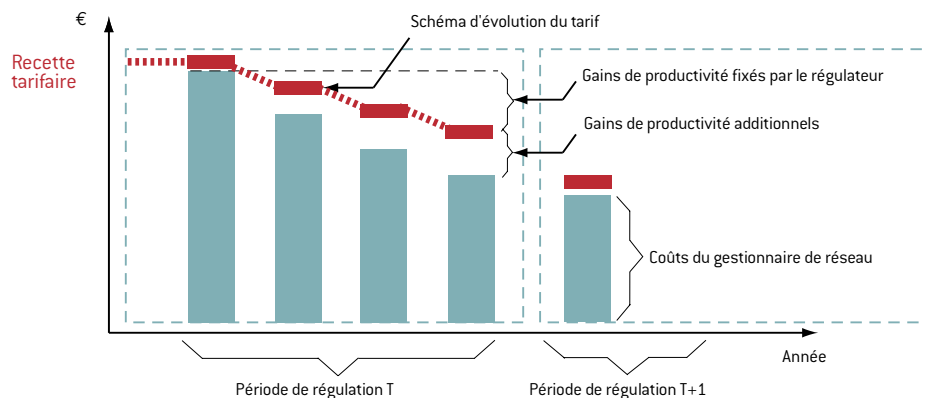
Encadré 12 : La régulation incitative chez nos voisins européens

Le premier régulateur européen à mettre en place, dès le début des années 1990, des mécanismes incitatifs a été le régulateur anglais (OFGEM). Les autres régulateurs qui ont mis en place des mécanismes

incitatifs l'ont fait au début des années 2000. Parmi ceux-ci on peut citer les régulateurs des pays nordiques (NVE en Norvège, SEA en Suède et EMV en Finlande), de l'Autriche (E-Control),

des Pays-Bas (DTe), de l'Italie (AEEG), de l'Espagne (CNE) et du Portugal (ERSE). Le régulateur allemand (BNetzA) envisage de mettre en place ce type de mécanisme en 2009.

Figure 12 : Schéma de régulation incitative à la productivité



2. Les réseaux d'électricité

2.1. La préparation du prochain tarif d'utilisation des réseaux

Du 12 février au 12 mars 2008, la CRE a mené une consultation publique en vue de l'élaboration des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3).

Cette consultation publique a permis d'exposer les orientations tarifaires qui pourraient être retenues et de recueillir les contributions des acteurs concernés.

Ces nouveaux tarifs devraient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

2.1.1. Les principales modifications du cadre de régulation exposées dans le document de consultation

Les nouvelles orientations envisagées par la CRE concernent essentiellement un changement de mode de régulation. Ce nouveau mode de régulation aurait pour but d'inciter les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité, conformément à l'article 4 du Règlement européen n° 1228/2003 du 26 juin 2003. En revanche, la structure tarifaire définie pour TURPE 2 resterait en grande partie inchangée.

Les gestionnaires de réseaux seraient incités à fournir aux utilisateurs le service le plus performant au meilleur coût. Les incitations seraient fonction des deux principaux critères de l'efficacité des gestionnaires de réseaux : les gains de productivité réalisés sur les dépenses d'exploitation maîtrisables et l'amélioration de la qualité offerte aux consommateurs sur les réseaux électriques.

Les nouveaux tarifs s'appliqueraient sur une période de trois ou quatre ans. Une période inférieure à trois ans limiterait le pouvoir incitatif du mode de régulation puisque les gestionnaires de réseaux ne pourraient conserver les gains de productivité excédant l'objectif de productivité fixé par le régulateur que sur une période très courte. Une période supérieure à quatre ans exigerait, en revanche, d'avoir une bonne visibilité de l'évolution des charges contrôlables et non contrôlables.

Il n'est envisagé d'appliquer un objectif de productivité que sur les charges d'exploitation maîtrisables. Cet objectif sera déterminé sur les bases des audits comptables menés par la CRE et tiendra compte de l'ensemble du contexte de l'activité des gestionnaires de réseaux.

Imposer un objectif de productivité spécifique aux investissements aurait requis, en effet, une bonne visibilité sur l'évolution passée des charges de capital afin de pouvoir en déduire une évolution réaliste. Cette visibilité passe par une décomposition des investissements en un facteur volume et un facteur coûts unitaires. Dans cette perspective, la CRE a demandé à RTE de mener une étude visant à identifier les dépenses liées aux efforts d'insertion environnementale, sociétale ou technique des ouvrages. Les résultats montrent que les dépenses liées à une meilleure insertion des ouvrages n'expliquent pas entièrement l'évolution des coûts unitaires d'investissements. Une fois retraités des coûts d'insertion, les coûts d'investissements « épurés » affichent une progression supérieure à celle de l'inflation, et supportée *in fine* par les utilisateurs. Ces éléments d'analyse constituent, dans la perspective de la préparation de TURPE 4, une première étape vers une régulation incitative portant également sur les investissements de RTE, visant à maîtriser la progression des coûts tout en préservant l'acceptabilité des ouvrages.

Afin d'éviter que les gains de productivité ne soient réalisés au détriment de la qualité, les incitations portant sur les coûts seraient accompagnées d'incitations portant sur la continuité d'alimentation électrique, qui est un aspect essentiel de la qualité offerte aux utilisateurs. De plus, il existe un historique sur la performance des gestionnaires permettant la mise en place d'une régulation incitative dans ce domaine.

Le schéma incitatif serait symétrique et global : les gestionnaires de réseaux seraient exposés à des incitations financières négatives en cas de détérioration du niveau de qualité, mais pourraient aussi recevoir des incitations financières positives en cas d'amélioration du niveau de qualité. Les incitations financières seraient significatives, de

nature à peser sur les décisions des gestionnaires de réseaux (cf. figure 13, p. 66).

Dans un premier temps, le schéma incitatif ne s'appliquerait qu'à RTE et ERDF.

2.1.2. Autres thèmes exposés dans le document de consultation

Les acteurs ont été consultés sur l'évolution possible du mécanisme de neutralisation de l'incertitude liée aux postes de charges jugés difficilement prévisibles et non maîtrisables par les gestionnaires de réseaux. Ce mécanisme appelé « Compte de régulation des charges et des produits » (CRCP) avait été instauré dans le cadre de TURPE 2.

Les charges et les produits actuellement éligibles au CRCP sont :

- 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 ;
- les recettes issues des prestations complémentaires ;
- les charges de capital (amortissements et rémunération de la base d'actifs régulés).

Le périmètre de ce mécanisme pourrait être modifié pour prendre en compte les écarts entre les recettes réalisées et les recettes prévues lors de l'élaboration de la proposition tarifaire. Ceci permettrait de neutraliser, pour les gestionnaires de réseaux, le risque lié aux recettes de soutirage.

En effet, selon RTE, l'incertitude relative aux prévisions de soutirages se serait accrue. Cette incertitude serait liée, d'une part, à la difficulté d'évaluer avec précision l'impact sur les soutirages des évolutions de certains secteurs industriels, et d'autre part, à la multiplication des producteurs raccordés sur les réseaux de distribution (principalement éoliens). L'augmentation des injections sur les réseaux de distribution entraîne mécaniquement une diminution des soutirages sur le réseau de transport. En revanche, le raccordement de ces nouveaux moyens de production ne modifie pas le soutirage sur les réseaux de distribution.

L'incertitude sur les prévisions du soutirage sur les réseaux de distribution serait

en revanche beaucoup plus restreinte car principalement liée à l'aléa climatique.

En cas de neutralisation du risque de sou-tirage, le taux de rémunération des actifs arrêté pour la prochaine proposition tarifaire devrait prendre en compte la réduction du niveau de risque de l'activité des gestionnaires de réseaux.

2.2. L'approbation du programme d'investissements de RTE

En application de l'article 14 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, le programme d'investissements de RTE « [...] est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire. La Commission de régulation de l'énergie ne peut refuser d'approuver le programme annuel d'investissements que pour des motifs tirés des missions qui lui ont été confiées par la loi » [cf. tableau 2].

En vertu de l'article 28, de la loi 2000-108 du 10 février 2000, « la CRE veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel

n'entravent pas le développement de la concurrence ».

En conséquence, la CRE prend en compte pour sa décision d'approbation :

- la viabilité du réseau à long terme

La performance du système électrique reste conditionnée par une gestion efficace du patrimoine industriel de RTE. En raison d'un fort développement du réseau de transport d'électricité dans les années 1970 et 1980, RTE sera amené à remplacer une proportion importante d'ouvrages de son réseau sur une période relativement restreinte. À la demande de la CRE, RTE a réalisé une étude à ce sujet qui confirme l'accélération des besoins de renouvellement à partir de 2020. C'est pourquoi le programme d'investissements de RTE pour 2008, approuvé par la CRE le 20 décembre 2007, porte le budget des investissements de renouvellement à 215 M€, contre 167 M€ de dépenses réalisées en 2006.

- le développement des liaisons transfrontalières, par des projets inscrits au programme ou par le lancement d'études coordonnées avec les GRT voisins. La CRE met en exergue depuis plusieurs années l'insuffisance des infrastructures d'interconnexion existantes. À la demande de la

CRE, RTE a présenté en 2007 des projets d'investissements de nature à réduire les congestions aux interconnexions à moyen et long termes. La réalisation de ces projets dépend *in fine* du niveau de coopération entre le gestionnaire de réseaux de transport français et ses homologues, mais aussi des contraintes liées à l'acceptabilité des ouvrages. Toutefois, il est indispensable que ces efforts soient poursuivis [cf. encadré 13].

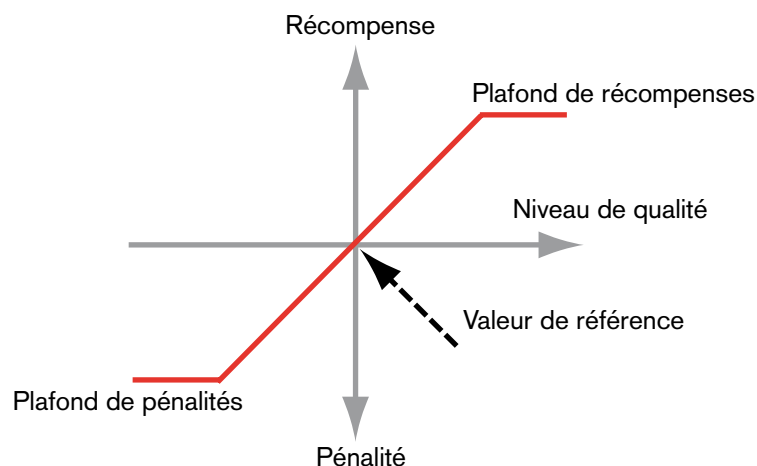
- le traitement transparent et non-discriminatoire des acteurs de marché par RTE, en particulier des producteurs d'électricité. Il importe que les investissements futurs de RTE permettent le raccordement des futures centrales dans des conditions non-discriminatoires.

2.3. Le suivi de la qualité de service

2.3.1. Dégradation de la qualité de fourniture des réseaux publics de distribution

Depuis 2003, le distributeur EDF (ERD, puis ERDF) transmet annuellement à la CRE un compte rendu d'activité dans lequel figure la qualité des réseaux publics de distribution à la maille de la concession. Cette maille serrée permet une analyse détaillée des performances et une détection des « points

Figure 13 : Schéma de régulation incitative de la qualité



Dans le cas du réseau public de transport, l'indicateur le plus souvent utilisé pour mesurer le niveau de qualité est la quantité annuelle d'énergie non distribuée.

Dans le cas des réseaux publics de distribution, l'indicateur le plus souvent utilisé est la durée annuelle moyenne de coupure.

noirs ». Les résultats de cette analyse, pour l'année 2006, sont illustrés par les figures 15 et 16, et les tableaux 3 et 4.

À défaut de la transmission par ERDF du compte rendu d'activité pour 2007 qui sera communiqué à la CRE après la rédaction du présent rapport d'activité, seules les données de 2006 sont analysées. Les figures ci-dessous ne présentent que les concessions exploitées par ERDF.

La figure 15 illustre le nombre moyen annuel de coupure longue par utilisateur raccordé en basse tension et par commune de plus de 20 000 habitants.

Sur la totalité des 94 communes étudiées, 30 communes seulement connaissent une amélioration du nombre moyen annuel de coupure entre 2005 et 2006 tandis que 61 subissent une dégradation

(entre 2004 et 2005, les chiffres étaient de 40 et 55 communes respectivement). 3 communes enregistrent des performances identiques en 2005 et 2006 (2 communes entre 2004 et 2005).

En moyenne sur les années 2005 et 2006, les plus mauvaises performances sont observées à Meaux et dans un nombre important de communes de la région PACA, avec une fréquence moyenne supérieure à 2 coupures longues par utilisateur. Saumur, Saint-Martin-d'Hères, Echirolles, Valence, Perpignan, Villeneuve-sur-Lot, Niort et Draguignan ont connu une hausse significative du nombre moyen annuel de coupures longues par utilisateur entre 2005 et 2006. Par contre, Thonon-les-Bains, Hyères, Carpentras, Sens, Lyon et Montluçon ont connu une baisse significative du nombre moyen annuel de coupures longues par utilisateur.

La figure 16 illustre le nombre moyen annuel de coupures longues par utilisateur raccordé en basse tension et par syndicat, ou plus généralement, par établissement public de coopération intercommunale compétent en électricité. Les communes de la figure 15 sont des autorités concédantes indépendantes et ne font, donc, pas partie des syndicats de la figure 16. Les zones défavorisées en matière de continuité de la fourniture observées sur la figure 15 complètent celles observées sur la figure 16.

Sur la totalité des 86 syndicats étudiés, 70 connaissent une hausse du nombre moyen annuel de coupure entre 2005 et 2006 (36 entre 2004 et 2005) et, seulement 10 syndicats une baisse (51 entre 2004 et 2005). 6 syndicats enregistrent des performances identiques entre 2005 et 2006.

Tableau 2 : Programme d'investissements de RTE pour l'année 2008, approuvé par la CRE

Source : CRE

Grand Transport et Interconnexions	236,0 M€
Réseaux régionaux – Développement	240,1 M€
Réseaux régionaux – Renouvellement	215,2 M€
Outils du système électrique	91,9 M€
Outils de gestion et du marché	36,2 M€
Logistique	33,1 M€
Total	852,6 M€

Encadré 13 : L'utilité des infrastructures d'interconnexion

Les interconnexions électriques entre la France et les pays voisins constituent un maillon essentiel du système électrique européen. Elles répondent à une double finalité.

D'une part, elles permettent aux gestionnaires de réseau de transport de se secourir mutuellement lors d'une défaillance du système, en faisant immédiatement appel aux ressources électriques des pays voisins. L'utilité première des interconnexions réside donc dans une meilleure sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité.

D'autre part, ces infrastructures contribuent au bon fonctionnement du marché, en permettant des échanges internationaux. Grâce à elles :

- un client peut acheter son électricité à un fournisseur situé dans un autre pays de l'Union Européenne
- symétriquement, un fournisseur peut vendre son électricité à un client situé dans un autre pays.

Les échanges permettent de bénéficier de tous les avantages potentiels de la complémentarité des parcs de production. Ainsi, en période de pointe, un client peut acheter de l'électricité produite par une

centrale hydraulique située dans un pays voisin, plutôt que de l'électricité produite par une turbine à combustion raccordée au réseau français. Les transactions contribuent à l'optimisation des moyens de production (nucléaire, hydraulique, gaz, charbon, éolien...) appelés au niveau européen, ce qui se traduit par :

- la minimisation des coûts de production
- la réduction des émissions de CO²

Tableau 3 : Évolution du nombre moyen annuel de coupures longues pour les dix communes de plus de 20 000 habitants dont les réseaux sont les moins performants

Source : ERDF – Analyse : CRE

Communes	Année 2006	Année 2005	Année 2004	Moyenne 2004 à 2006
Draguignan	3,46	2,21	0,56	2,07
Saint-Martin-d'Hères	2,99	0,89	1,10	1,66
Cannes	2,97	1,83	1,26	2,02
Saumur	2,93	0,51	0,68	1,37
La Garde	2,60	2,09	1,85	2,18
Saint-Raphaël	2,60	1,88	1,55	2,01
Perpignan	2,46	0,98	1,36	1,60
Fréjus	2,26	2,52	1,36	2,04
Valence	2,13	0,60	–	1,37
Le Mans	1,93	1,13	0,89	1,32

Figure 15 : Nombre moyen annuel de coupures longues dans les villes françaises (> 20 000 habitants) par utilisateur raccordé en basse tension, toutes causes confondues – résultats 2006

Source : ERDF – Analyse : CRE

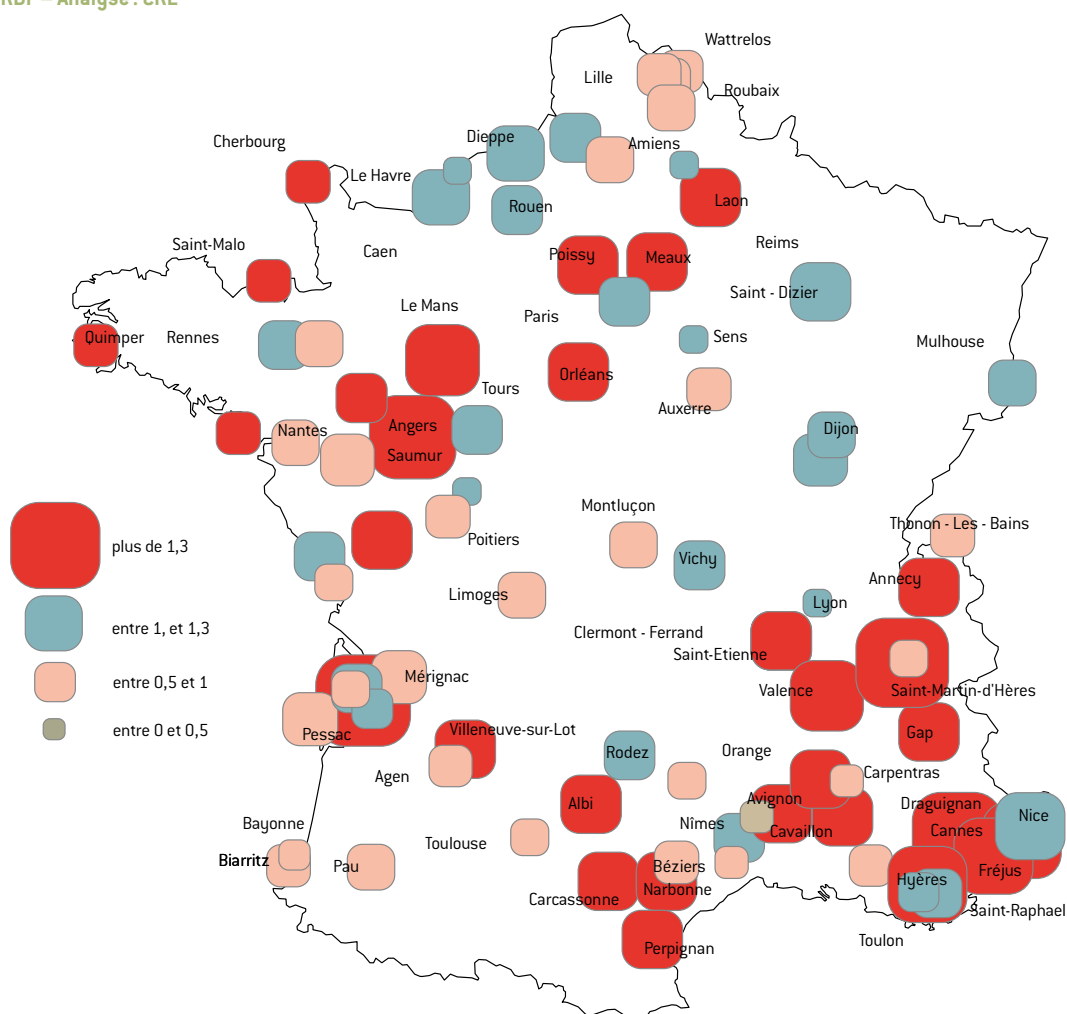


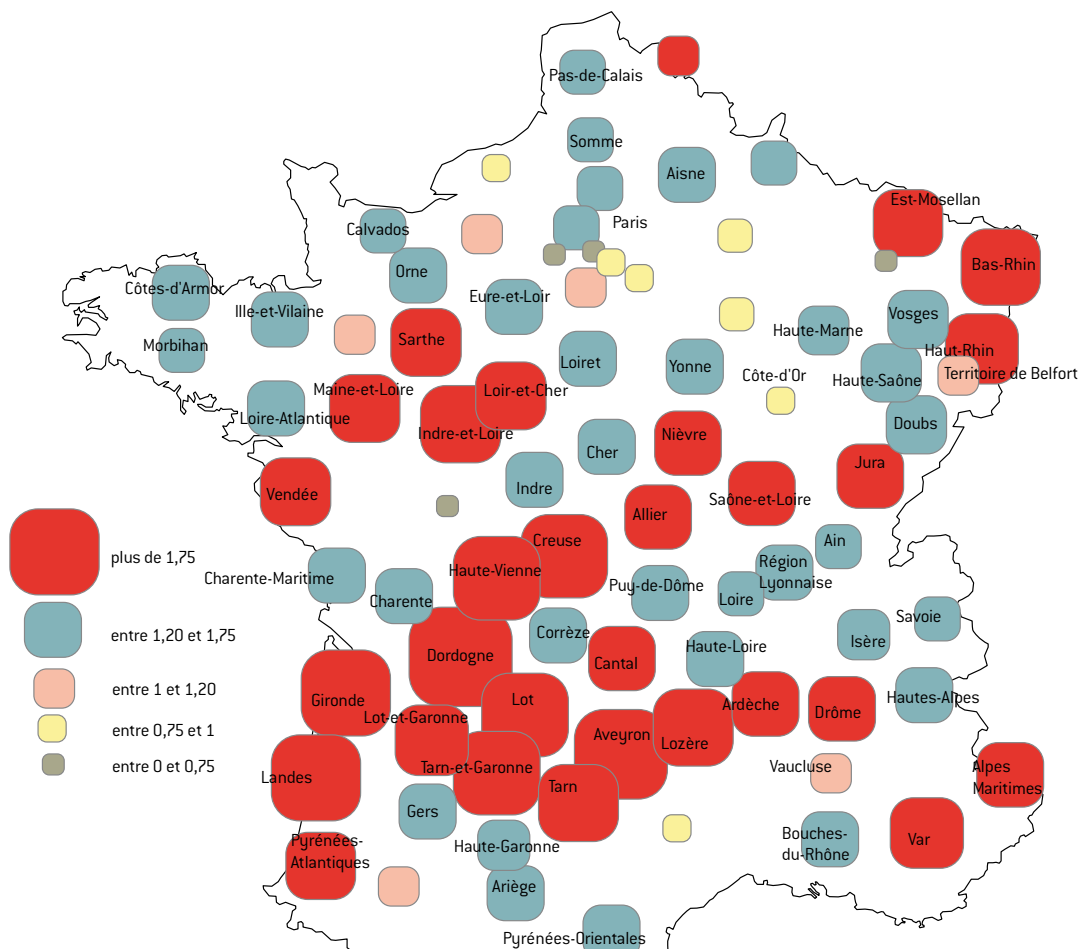
Tableau 4 : **Évolution du nombre moyen annuel de coupures longues pour les dix syndicats dont les réseaux sont les moins performants**

Source : ERDF – Analyse : CRE

Syndicat	Année 2006	Année 2005	Année 2004	Moyenne 2004 à 2006
Dordogne	2,95	1,43	1,44	1,94
Aveyron	2,73	1,37	1,53	1,88
Tarn-et-Garonne	2,62	1,51	1,49	1,87
Lot	2,58	1,72	2,68	2,33
Haute-Vienne	2,56	1,46	1,34	1,79
Landes	2,49	1,35	1,66	1,83
Gironde	2,43	1,32	1,03	1,60
Creuse	2,34	1,86	2,26	2,15
Tarn	2,33	1,31	1,89	1,84
Lozère	2,26	1,30	1,56	1,71

Figure 16 : **Nombre moyen annuel de coupures longues dans les principaux syndicats par utilisateur raccordé en basse tension, toutes causes confondues – résultats 2006**

Source : ERDF – Analyse : CRE



En moyenne sur les années 2005 et 2006, on observe que les réseaux situés en Dordogne, dans l'Aveyron, le Tarn-et-Garonne, le Lot et la Haute-Vienne enregistrent les plus mauvaises performances, avec un nombre moyen annuel supérieur à 2,5 coupures longues par utilisateur et une dégradation des performances entre 2005 et 2006. Au contraire, ceux situés dans la Drôme, les Bouches du Rhône ou à Saint Quentin en Yvelines ont connu une amélioration significative du nombre moyen annuel de coupures longues par utilisateur.

Le réseau du syndicat de la Dordogne a connu de mauvaises performances en 2004 et 2005 (1,44 et 1,43 coupure longue) qui se sont encore accentuées en 2006 (2,95 coupures longues).

Le temps annuel moyen de coupure longue au niveau national s'est dégradé : il a été de 94,4 minutes en 2006, contre 64,0 minutes en 2005 et 63,7 minutes en 2004.

La CRE sera attentive aux investissements des gestionnaires sur les réseaux de distribution, ainsi qu'à l'entretien et à la maintenance, ayant pour objet d'améliorer la qualité de l'électricité sur le territoire national.

2.3.2. La qualité de fourniture du réseau public de transport

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

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

Ces informations sont transmises trimestriellement ou annuellement par RTE, à la maille des 7 régions de son organisation territoriale. Elles sont illustrées par la figure 18.

Le tableau 5 (cf. p. 72) indique, par région RTE, le temps de coupure équivalent

observé en moyenne sur les années 2002 à 2006, toutes causes confondues (TCC) et hors incidents exceptionnels (HIE).

Sur le réseau public de transport, les régions Ouest, Sud-Ouest, Sud-Est et Nord-Est connaissent, en moyenne sur 5 ans, la moins bonne qualité d'alimentation. Cette analyse confirme celle effectuée sur les réseaux publics de distribution pour les deux régions du Sud de la France.

2.3.3. Les objectifs du suivi par la CRE de la qualité des réseaux publics d'électricité

Avec les comptes rendus d'activités, la CRE dispose d'informations fiables et comparables d'année en année sur les performances des réseaux publics d'électricité, comme illustré par les figures 17 et 18.

Avec ces informations la CRE :

- contrôle l'évolution des indicateurs de chaque concession et peut ainsi prévenir une éventuelle dégradation locale de la qualité année après année ;
- détermine les paramètres d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux au regard de la qualité ;
- apprécie les objectifs de qualité des textes réglementaires lorsqu'ils sont soumis pour avis à la CRE ;
- intègre les résultats aux comparaisons internationales menées par la CEER. La publication du 4^e rapport sur la comparaison des niveaux de qualité de fourniture d'électricité (*4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*) est prévue fin 2008 et intégrera les performances de 2006. Ce rapport s'inscrit dans la continuité des trois premiers rapports en 2001, 2003 et 2005.

2.3.4. Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics d'électricité

La CRE a rendu le 11 octobre 2007 deux avis défavorables sur les projets de décret et d'arrêté d'application relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Alors que ces textes devaient inciter à l'amélioration de la qualité des réseaux publics

d'électricité, ils pourraient conduire à une dégradation du niveau de qualité actuellement observé. Une telle évolution serait de nature à compromettre la compétitivité des activités économiques des entreprises, le confort des habitations et la confiance dans l'ouverture des marchés.

Par exemple, le nombre maximal de coupures longues et brèves à respecter lors de l'évaluation globale de la continuité de l'alimentation électrique est excessif et ne reflète pas les niveaux de qualité constatés dans les départements.

De la même manière, le nombre de 15 coupures longues par an, à respecter en un point particulier et en dehors de circonstances exceptionnelles, ne correspond pas à la réalité et n'assure pas suffisamment la protection des utilisateurs des réseaux de distribution.

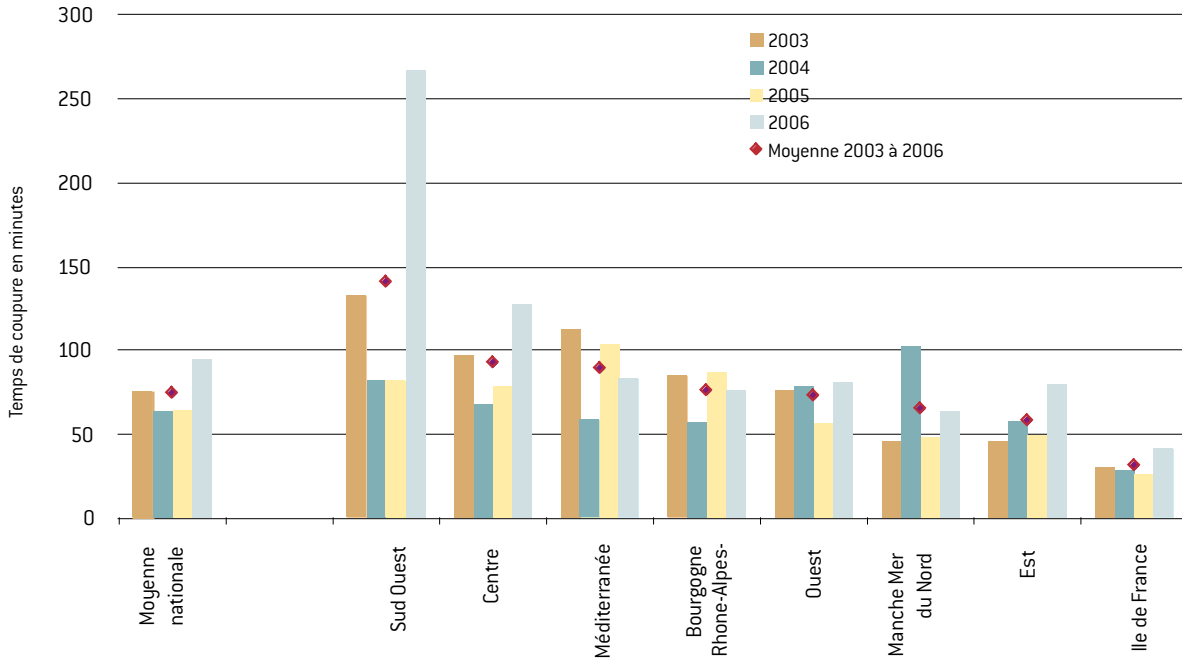
Les performances observées toutes causes confondues sur les réseaux publics de distribution d'EDF au cours des années 2004, 2005 et 2006 montrent qu'aucun département n'a connu un nombre moyen annuel de coupure longue par utilisateur raccordé en basse tension supérieure à 3 coupures longues annuelles (cf. tableau 6, p. 73). En moyenne sur ces trois années, le nombre moyen annuel de coupures longues par utilisateur est égal à 1,20. En moyenne au cours des années 2004, 2005 et 2006, seuls 0,5 % des utilisateurs raccordés en basse tension ont subi plus de 30 coupures brèves annuelles.

Les chiffres prévus par l'arrêté du 24 décembre 2007 sont, donc, nettement moins contraignants que les performances actuellement observées sur les réseaux publics de distribution d'électricité.

Par ailleurs, la durée cumulée des coupures subies dans l'année n'avait pas été retenue initialement, faute d'un consensus lors des travaux menés au sein du Comité technique de l'électricité (CTE). Pour autant, un accord a été trouvé et le ministre chargé de l'énergie a retenu ce critère qui a été ajouté dans les méthodes d'évaluation de la qualité. La valeur du seuil ne sera toutefois fixée qu'à l'issue de la période probatoire de 2 ans.

Figure 17 : Comparaison régionale du temps annuel moyen de coupure longue sur les réseaux publics de distribution exploités par ERDF (utilisateurs raccordés en basse tension, toutes causes confondues) – résultats 2003 à 2006

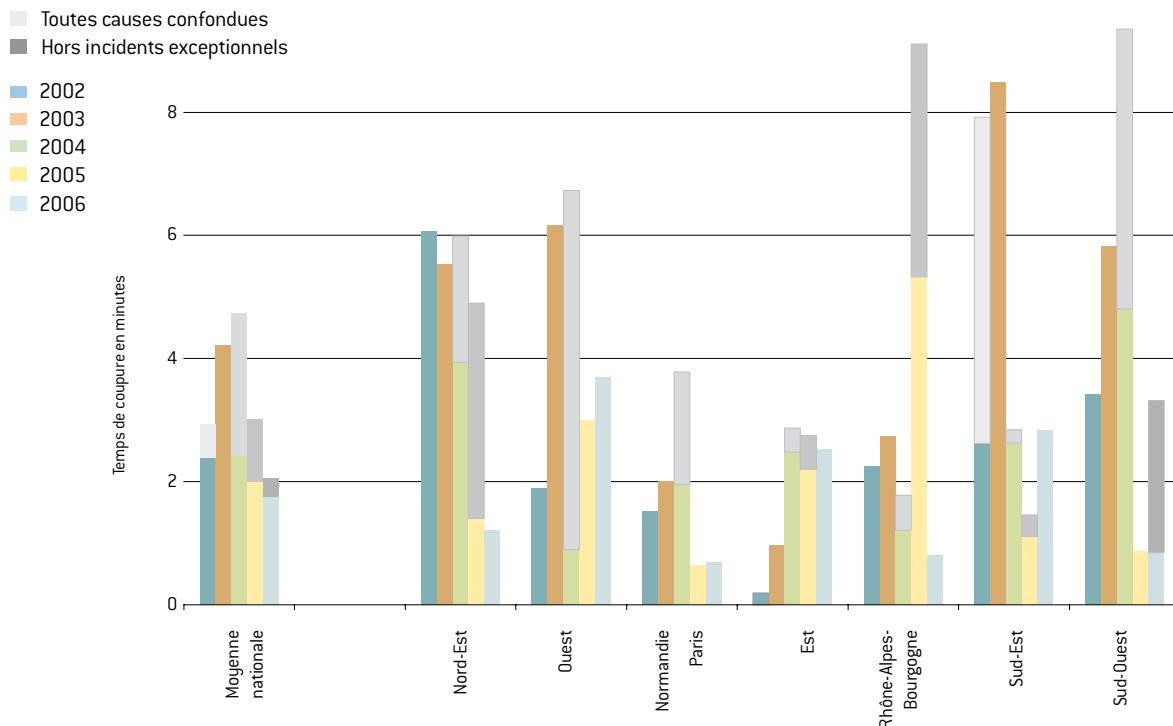
Source : ERDF – Analyse : CRE



71

Figure 18 : Évolution du temps de coupure équivalent par région sur le réseau public de transport de RTE – résultats 2002 à 2006

Source : RTE – Analyse : CRE



La période probatoire de 2 ans sera soumise à une évaluation associant la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et les gestionnaires de réseaux de distribution. Si le seuil de 5 %, tel qu'il est initialement fixé par l'arrêté du 24 décembre 2007 pour la tenue de la tension, se révèle inadapté, un seuil plus bas pourrait être retenu à l'issue de cette période. Il en ira de même des nombres maxima de coupures subies par les utilisateurs.

Le cas des utilisateurs raccordés au réseau public de transport, notamment le cas des injecteurs (producteurs et postes sources) aurait dû être pris en compte dans le décret.

Il importe que cette question soit traitée rapidement pour tous les utilisateurs, eu égard à l'absence de tout engagement, dans les contrats d'accès au réseau de transport (CART), du gestionnaire du réseau public de transport à l'égard des utilisateurs injecteurs.

2.4. Le raccordement aux réseaux

2.4.1. Vers de nouvelles prescriptions techniques générales pour le raccordement aux réseaux publics d'électricité

Par délibération du 28 février 2008, la CRE a rendu son avis sur un projet de décret et deux projets arrêtés d'application relatifs aux nouvelles conditions de raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité (cf. figure 19, p. 74). Ces textes sont pris en application des articles 14 et 18 de la loi du 10 février 2000. Ils sont destinés à remplacer tout ou partie des textes publiés sur le même sujet (décrets du 13 mars 2003 et du 27 juin 2003 et arrêtés du 19 mars 2003 et du 4 juillet 2003).

Ces textes ont pour objet d'adapter les dispositions en vigueur pour tenir compte du retour d'expérience de leur application à la lumière, notamment, des décisions de règlement de différends. En outre, ils sont également destinés à tirer les enseignements de la panne d'électricité du 4 novembre 2006, en améliorant le soutien du système électrique par la production décentralisée.

La CRE a rendu son avis sur ces textes le 28 février 2008. Elle considère que, à l'ins-

tar des textes remplacés, ces textes participeront de l'établissement du caractère transparent et non-discriminatoire des relations entre les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et les utilisateurs pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique.

Cependant la CRE note que certaines prescriptions techniques seront applicables à la totalité de l'installation de production en cas de modification substantielle de cette installation. Elle considère qu'il est excessif d'imposer rétroactivement à l'ensemble de l'installation de production, déjà autorisée ou déclarée, l'ensemble des nouvelles prescriptions fixées par les projets d'arrêté.

Les nouvelles dispositions imposeront la participation des installations de production au réglage de la fréquence et au réglage de la tension à la demande du gestionnaire du réseau public de transport et contraindront, donc, la liberté de négociation du producteur avec RTE sur le niveau de prix de la fourniture des services système. La CRE a proposé des amendements au projet d'arrêté qui visent à imposer que chaque site de production d'électricité soit rattaché à un document contractuel, impliquant le producteur et relatif à la mise à disposition de services système, quel que soit le niveau de participation du site, même nul.

Tableau 5 : Temps de coupure par région RTE

Source : RTE – Analyse : CRE

Région RTE	Moyenne 2002 à 2006 TCC (min)	Moyenne 2002 à 2006 HIE (min)	Année 2006 TCC (min)	Année 2006 HIE (min)
Normandie Paris	1,73	1,37	0,70	0,70
Est	1,86	1,67	2,52	2,52
Rhône Alpes Bourgogne	3,34	2,47	0,80	0,80
Ouest	4,29	3,13	3,70	3,70
Sud-Ouest	4,55	3,15	3,32	0,85
Sud-Est	4,71	3,54	2,83	2,83
Nord-Est	4,74	3,63	1,21	1,21
Moyenne nationale	3,39	2,56	2,06	1,75

Par ailleurs, la sauvegarde de certaines installations industrielles peut requérir des mesures d'ilotage indispensables à la continuité de fonctionnement des réseaux électriques de ces installations. Ce mode de fonctionnement s'avère légitime s'il s'agit d'installations classées pour la protection de l'environnement, au sens de l'article L. 512-1 du code de l'environnement (par exemple les installations Seveso). La CRE estime indispensable de permettre aux installations de production de s'iloter sur les installations industrielles pour en sauvegarder l'alimentation électrique de façon préventive, lors des situations exceptionnelles de fréquence et de tension sur les réseaux publics d'électricité.

Les projets de textes contiennent, également, des dispositions relatives aux procédures de raccordement, qui précisent le cadre des conventions de raccordement et d'exploitation. Or, en application de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003, c'est la CRE qui doit approuver les règles déterminées par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ou fixer

celles qui feraient défaut. Ceci est, par ailleurs, confirmé par l'article 13 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret du 23 décembre 2006 qui prévoit que les procédures de traitement des demandes de raccordement soient soumises à l'approbation de la CRE.

2.4.2. L'évolution des procédures de raccordement au réseau public de transport

L'article 13 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, approuvé par le décret du 23 décembre 2006, confère désormais à la CRE la mission d'approbation des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport des installations des utilisateurs ainsi que des réseaux publics de distribution. Ces nouvelles procédures remplaceront les dispositions existantes qui ne concernent que les producteurs.

Pour faciliter la mise en œuvre de cette nouvelle disposition, la CRE juge nécessaire de

préciser les conditions d'approbation des projets qui lui seront soumis. Par cette initiative, la CRE souhaite définir des orientations pour l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport et le suivi de leur mise en œuvre.

Du 27 septembre 2007 au 12 novembre 2007, la CRE a mené une consultation publique sur les principes qu'elle souhaitait développer dans son projet de communication. Dans leurs réponses, les acteurs ont exprimé une forte attente concernant l'amélioration de la procédure existante. Ils ont, également, proposé quelques aménagements des principes qui leur ont été soumis.

La CRE ne délibérera que lorsque le contrat de concession du réseau public de transport d'électricité aura été signé par les parties concernées.

Tableau 6 : Performances observées à la maille départementale, toutes causes confondues, sur les réseaux publics de distribution d'électricité exploités par ERDF pour les utilisateurs raccordés en basse tension

Source : ERDF – Analyse : CRE (2008)

Année		Nombre moyen annuel de coupure longue par utilisateur	Pourcentage d'utilisateurs ayant subi plus de 6 coupures longues dans l'année	Pourcentage d'utilisateurs ayant subi plus de 30 coupures brèves dans l'année	Pourcentage d'utilisateurs ayant subi plus de 20 coupures brèves dans l'année
2004	Max	2,68	4,16 %	8,22 %	15,16 %
	Moy	1,11	0,48 %	0,53 %	1,68 %
	Min	0,27	0 % [14 dépt.]	0 % [35 dépt.]	0 % [19 dépt.]
2005	Max	2,43	5,30 %	5,50 %	11,13 %
	Moy	1,09	0,42 %	0,32 %	1,09 %
	Min	0,28	0 % [24 dépt.]	0 % [44 dépt.]	0 % [33 dépt.]
2006	Max	2,95	6,25 %	9,42 %	23,50 %
	Moy	1,39	0,93 %	0,64 %	2,05 %
	Min	0,56	0 % [7 dépt.]	0 % [44 dépt.]	0 % [21 dépt.]
Moyenne		1,20	0,61 %	0,50 %	1,61 %

2.4.3. L'évolution des procédures de raccordement aux réseaux publics de distribution

Pour permettre aux projets d'installation de production décentralisée les plus avancés de bénéficier dans les meilleurs délais de la capacité disponible, la CRE avait demandé dès 2001 aux gestionnaires de réseaux publics les plus concernés de mettre en place une procédure transparente de traitement des demandes de raccordement. En 2002, la CRE a souhaité qu'elle soit améliorée et étendue à tous les producteurs.

Au vu des situations concrètes qu'elle a eu à connaître lors de règlements de différends, la CRE a constaté l'insuffisance des procédures jusqu'alors appliquées par les distributeurs aux seuls producteurs pour assurer le traitement transparent, objectif et non discriminatoire de l'accès des tiers aux réseaux publics de distribution d'électricité et pour permettre le raccordement des installations dans des délais et conditions raisonnables.

Par ailleurs, le remplacement du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique par le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité entraîne, d'une part, la remise en cause des dispositions relatives à la HTA dans le modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique et, d'autre part, conduit à différencier les conditions de raccordement des utilisateurs alimentés en haute tension, selon qu'ils sont desservis par un réseau public de distribution ou par le réseau public de transport d'électricité.

Dans ces conditions, la CRE envisage d'encadrer, par une décision réglementaire prise en application de l'article 37 de la loi du 10 février 2000, l'élaboration par les gestionnaires de réseaux publics de distribution des procédures de traitement des demandes de raccordement des installations des utilisateurs ainsi que des autres réseaux publics de distribution.

Du 27 septembre 2007 au 12 novembre 2007, la CRE a procédé à une consultation publique sur son projet de décision relative aux règles d'élaboration des procédures de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre. Comme pour le transport, les acteurs ont exprimé une forte attente d'amélioration des procédures existantes. Ils ont, également, proposé plusieurs aménagements du projet qui leur a été soumis.

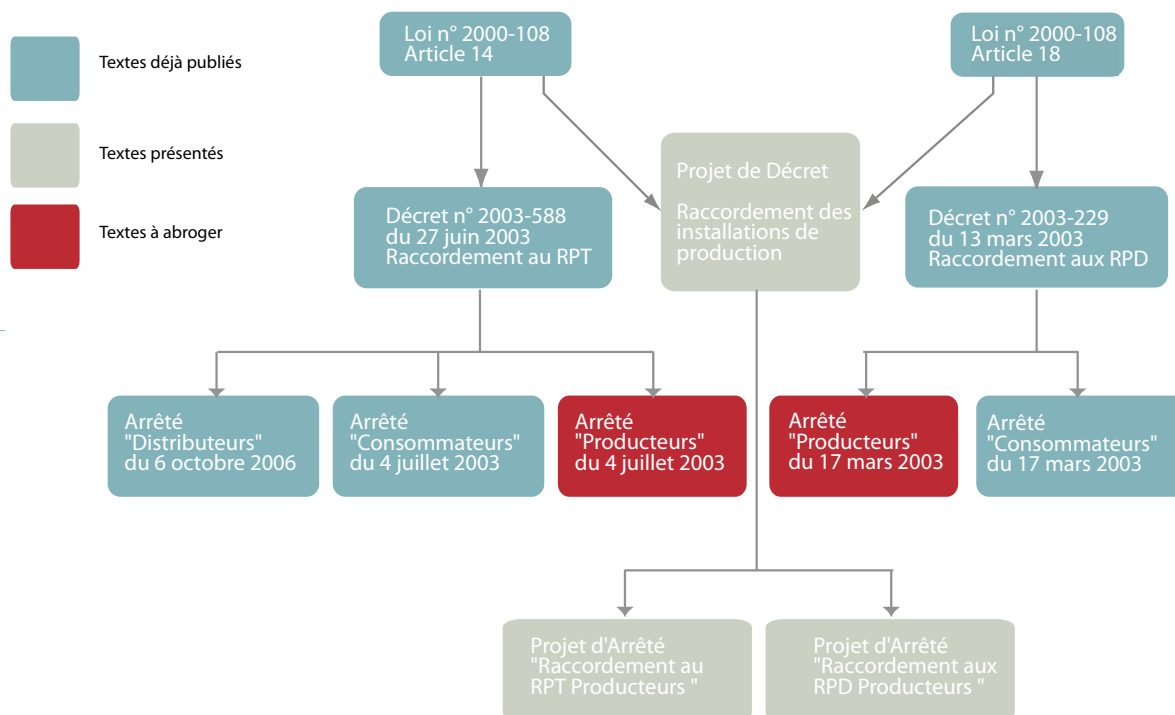
La CRE prévoit de délibérer sur ce sujet concomitamment à sa communication relative à l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité.

2.4.4. Le raccordement des installations de production éoliennes implantées dans une zone de développement de l'éolien (ZDE)

Pour les zones interconnectées au réseau métropolitain continental, la loi du 13 juillet 2005 a limité le bénéfice de l'obligation

Figure 19 : Positionnement des nouveaux textes dans le dispositif réglementaire

Source : CRE (2008)



d'achat aux seules installations de production éoliennes implantées dans une zone de développement de l'éolien (ZDE).

Le distributeur EDF (ERD) a attiré l'attention de la CRE, le 11 juin 2007, sur la nécessité de définir des règles spécifiques de traitement des demandes de raccordement et de facturation pour les ZDE, car l'application des règles existantes pourrait contrarier le développement de ces zones.

Il a proposé que ces règles spécifiques reposent sur les principes suivants :

- dès sa création, une ZDE est considérée par le gestionnaire de réseau de distribution concerné comme un ensemble de demandes de raccordement mutualisées ;
- les gestionnaires de réseaux publics concernés engagent, sans délai, l'étude de la desserte de la ZDE à partir des caractéristiques fixées par l'arrêté préfectoral de création ;
- toute installation de production éolienne, dont le raccordement est ainsi mutualisé, est redevable d'une contribution portant sur les travaux réalisés, ou à réaliser, sur les réseaux publics d'électricité pour permettre la desserte de cette zone.

Du 3 octobre 2007 au 19 novembre 2007, la CRE a procédé à une consultation publique sur un projet de règles spécifiques pour le raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité des installations de production éoliennes, reprenant les principes proposés par ERD. Dans leurs réponses, les producteurs éoliens ont partagé le constat d'ERD et accueilli favorablement le projet qui leur était soumis, sous réserve de quelques aménagements. Au contraire, les distributeurs non nationalisés ont mis en doute la nécessité et le fondement juridique de cette initiative qui aurait, selon eux, des conséquences financières importantes.

La CRE a présenté dans sa communication du 21 février 2008 les conclusions suivantes :

- la CRE ne peut utiliser son pouvoir réglementaire supplétif pour instaurer des règles de traitement des demandes de raccordement et de facturation spécifiques aux ZDE ;
- les gestionnaires ne peuvent adopter, à leur initiative, des règles de facturation

qui seraient incompatibles avec les dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Dans ces conditions :

- les gestionnaires de réseaux publics d'électricité doivent engager, dès la création des ZDE et dans le cadre de la réglementation en vigueur, l'étude des travaux éventuellement nécessaires pour satisfaire leur desserte ;
- la CRE rappelle qu'en application de l'article 7 de l'arrêté du 28 août 2007, les producteurs éoliens peuvent mutualiser leurs demandes de raccordement pour permettre un développement rationnel des réseaux publics d'électricité ;
- il appartient au gouvernement de prendre les initiatives nécessaires pour faire évoluer les règles de traitement des demandes de raccordement et de facturation existantes.

2.4.5. Le nouveau système de facturation des raccordements aux réseaux publics de distribution

Le système de facturation des opérations de raccordement aux réseaux publics de distribution a évolué en application de la loi Urbanisme et Habitat du 2 juillet 2003 pour être mis en conformité avec la loi relative à la Solidarité et au Renouvellement Urbains du 13 décembre 2000.

Deux textes d'application du 28 août 2007 ont établi les nouveaux principes de facturation des raccordements :

- un décret relatif à la consistance des ouvrages de branchement en basse tension et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité précise le périmètre de facturation des raccordements ;
- un arrêté fixe les principes de facturation des raccordements réalisés sous maîtrise d'ouvrage des gestionnaires de réseaux de distribution. D'une part, cet arrêté dispose que chaque gestionnaire de réseaux de distribution établit un barème fixant le coût des raccordements. D'autre part, ce même arrêté établit les modalités de répartition de ce coût entre les pétitionnaires, les collectivités en charge de l'urbanisme et les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Précisément, le gestionnaire de réseaux de distribution (via les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électri-

cité) partage les coûts de branchement avec le pétitionnaire à la quote-part du taux de réfaction tarifaire relatif au branchement, et partage les coûts d'extension avec la collectivité locale chargée de l'urbanisme ou le pétitionnaire (lorsqu'il s'agit d'un producteur) à la quote-part du taux de réfaction tarifaire relatif à l'extension.

Les deux textes du 28 août 2007 avaient été soumis pour avis à la CRE avant publication. Le gouvernement n'a pris en compte aucune des observations que la CRE avait formulées dans ses deux avis du 23 mai 2007.

La CRE avait souligné que la définition de l'extension que proposait le texte était susceptible de renchérir le coût des raccordements par élargissement du périmètre de facturation. Elle avait également critiqué l'absence de dispositions transitoires et le manque de précision dans le vocabulaire technique utilisé qui compromet la sécurité juridique.

Par ailleurs, le gouvernement n'a pas donné suite au souhait de la CRE de déterminer elle-même la valeur de la réfaction tarifaire. La CRE avait considéré, en effet, que le schéma de décision finalement retenu réduisait la portée de son pouvoir de proposition des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, alors qu'il résulte de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 que les « autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir :
a) les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution [...] » ou que les « autorités de régulation soumettent à l'organe compétent de l'État membre, en vue d'une décision formelle, les tarifs ou au moins les méthodologies visées [au paragraphe 2] [...]. L'organe compétent a, dans un tel cas, le pouvoir d'approuver ou de rejeter le projet de décision qui lui est soumis par l'autorité de régulation [...] ».

Ces textes confient plusieurs missions à la CRE :

- les barèmes de raccordement élaborés par les gestionnaires dont le réseau de distribution dessert plus de 100 000 utili-

sateurs lui sont soumis pour approbation ;

- la CRE peut s'opposer à l'entrée en vigueur, si elle l'estime nécessaire, des barèmes de raccordement élaborés par les gestionnaires dont le réseau de distribution dessert moins de 100 000 utilisateurs ;
- enfin, l'adoption des taux de réfaction tarifaire est soumise à son avis.

Le taux de réfaction tarifaire reste à fixer. Une valeur de 40 % environ, commune aux ouvrages de branchement en basse tension et aux ouvrages d'extension, évoquée lors de concertations liminaires, aurait un impact limité à la hausse sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

2.4.6 Les nouveaux barèmes des gestionnaires de réseaux publics de distribution pour la facturation des raccordements

Les principaux gestionnaires de réseaux publics de distribution ont notifié à la CRE à partir de janvier 2008, leurs premiers barèmes de raccordements pris en application de l'arrêté du 28 août 2007.

Compte tenu de leur caractère exhaustif, conformément aux prescriptions de l'arrêté précité, et au vu des éléments de coûts fournis et du nombre de raccordements à leurs réseaux, la CRE a approuvé les barèmes de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution (desservant plus de 100 000 utilisateurs) suivants :

- Électricité Réseau de Distribution France (ERDF) ;
- URM ;
- Sorégies Réseaux de Distribution (SRD) ;
- Sorégies Deux-Sèvres ;
- Électricité de Strasbourg (ES).

De nombreux gestionnaires de réseaux de distribution, dont Électricité de France Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI), n'ont pas encore notifié à la CRE leur projet de barème.

Les dossiers que la CRE a reçus des gestionnaires de réseaux de distribution desservant moins de 100 000 clients sont, pour la plupart, incomplets. Il y manque, en effet, tantôt les éléments de coût nécessaires à la justification des prix qu'ils annoncent dans leur barème, tantôt les volumes qu'ils réalisent de chaque type

d'opération de raccordement. Or, l'arrêté du 28 août 2007 prévoit la notification de ces éléments à la CRE simultanément à l'envoi des barèmes.

En outre, plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution ont communiqué à la CRE leur intention de mettre en œuvre le barème d'un autre gestionnaire de réseaux de distribution, alors que l'arrêté du 28 août 2007 ne leur offre pas cette possibilité.

La CRE recommande, donc, aux gestionnaires de réseaux de distribution d'appliquer, conformément à l'article 6 de l'arrêté du 28 août 2007, les formules de coût simplifiées, *a minima*, aux raccordements de longueur inférieure ou égale à 100 mètres et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ce périmètre doit s'appliquer indépendamment de la nature du raccordement (définitif ou provisoire, d'une installation consommatrice, injectrice ou alternativement injectrice et consommatrice). Les distributeurs non nationalisés de petite taille, tout en respectant ces prescriptions, n'ont pas nécessairement vocation à élargir ce périmètre au raccordement des installations de puissance supérieure à 36 kVA.

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de lui transmettre *a minima* :

- une description de la méthodologie adoptée pour déterminer les coefficients des formules de coûts simplifiées ;
- quelques exemples chiffrés permettant d'illustrer cette méthodologie.

Elle rappelle que, en vertu de l'arrêté du 28 août 2007 :

- les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent se regrouper pour élaborer un barème en commun. Lors des tables rondes organisées par la CRE, les parties prenantes ont, d'ailleurs, fortement sollicité toute démarche d'harmonisation de la trame des barèmes, qui permettrait de croiser les informations ;
- l'introduction dans les barèmes de formule d'actualisation des coûts, que prévoient certains gestionnaires de réseaux de distribution, n'est pas autorisée.

2.5. Les contrats d'accès aux réseaux

2.5.1. L'approbation par la CRE des modèles de contrats d'accès aux réseaux publics de transport au profit des utilisateurs

Le nouveau cahier des charges type de concession du Réseau public de transport (RPT) précise que les modèles de contrats d'accès au RPT seront désormais approuvés par la CRE. Ces modèles devront être inclus dans la documentation technique de référence et publiés par RTE.

Il importe que les besoins des consommateurs et des producteurs, lorsqu'ils sont justifiés, soient pris en compte dans les modèles de contrats proposés par RTE. La CRE incitera RTE à inscrire les efforts menés en matière de qualité dans une démarche d'amélioration continue.

Les contrats entre RTE et les GRD ne sont pas soumis à l'approbation de la CRE. Toutefois, ils devront être inclus dans la documentation technique de référence et, à ce titre, feront l'objet d'un examen préalable par la CRE.

2.5.2. La suppression de toute différence de traitement entre les titulaires des contrats CARD et les titulaires des contrats uniques

Afin de garantir un accès non-discriminatoire aux réseaux publics d'électricité, il est nécessaire que les GRD procèdent à l'harmonisation de leurs modèles de contrats d'accès aux réseaux publics de distribution (CARD) avec la version récente des modèles de contrat GRD-F. Le choix du type de contrat ne doit pas donner lieu à des différences de traitement des consommateurs de la part du GRD, sauf s'il s'agit de différences objectives, inhérentes à la nature même du contrat choisi : contrat unique ou contrat d'accès au réseau de distribution.

Par ailleurs, il importe que les GRD continuent à améliorer les autres documents faisant partie du périmètre contractuel de l'accès au réseau (conventions de raccordement et conventions d'exploitation), en les simplifiant et en s'assurant de leur cohérence avec les contrats d'accès.

Comme lors de premières versions des modèles de CARD, la CRE travaillera avec les GRD sur l'harmonisation et sur l'amélioration des contrats d'accès aux réseaux.

2.6. Les cahiers des charges de concession

2.6.1. Cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité : entrée en application nécessaire

Prévu par l'article 12-II de la loi du 10 février 2000, le nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité a été adopté par décret du 23 décembre 2006, pris après avis de la CRE du 2 mars 2006 et publié au Journal officiel le 30 décembre 2006.

Le cahier des charges type prévoit de nouvelles obligations pour le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, des nouveaux droits au bénéfice des consommateurs, des producteurs et des gestionnaires de réseaux de distribution, ainsi que des nouvelles missions pour la CRE. Ces missions sont les suivantes :

- Pouvoirs d'approbation :
 - des procédures de traitement des demandes de raccordement au RPT des installations des utilisateurs ainsi que des réseaux publics de distribution ;
 - des modèles de contrat d'accès au réseau. Le modèle de contrat conclu entre RTE et les GRD n'est pas concerné par cette approbation, mais il devra être inclus dans la documentation technique de référence ;
 - des règles de calcul des capacités totales de transfert et des marges de fiabilité ainsi que des règles d'allocation de la capacité.
- Pouvoir de décision :
 - sur les modalités d'échange des informations de comptage en cas de désaccord entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution et le concessionnaire.
- Obligation d'information de la CRE par le GRT :

Le GRT adresse à la CRE :

 - le bilan annuel de l'application des procédures de raccordement ;
 - la politique en matière de renouvellement des installations de comptage ;

– la documentation technique de référence ainsi que les résultats de la consultation des représentants des différentes catégories d'utilisateurs.

Il tient à la disposition de la CRE :

- les états détaillé et synthétique recensant les ouvrages du RPT ;
- les politiques de maintenance et de renouvellement, ainsi que le bilan de leur application.

Il est impératif que la signature d'une nouvelle convention de concession (ou d'un avenant à la convention existante) intervienne dans les délais les plus brefs, faute de quoi les droits et obligations prévus par le cahier des charges type ne seront pas effectifs.

2.6.2. Révision du modèle de cahier des charges de concession des réseaux publics de distribution : nécessité d'un dialogue avec la FNCCR

Après une première actualisation du modèle de cahier des charges de concession de la distribution d'électricité en 2007, la FNCCR et EDF ont entamé une profonde révision de ce modèle.

Les dispositions de ce modèle de cahier des charges ont des conséquences sur les missions des gestionnaires de réseaux de distribution en tant que concessionnaires (relations avec les utilisateurs de réseaux, modalités de raccordement, qualité de service, etc.). La CRE a proposé à la FNCCR d'ouvrir un dialogue, le plus en amont possible. Cela permettrait à la CRE et la FNCCR de partager des positions et des exigences à l'égard des concessionnaires. Cela concerne notamment les dossiers portant sur la tarification de l'accès aux réseaux publics d'électricité, sur les procédures de raccordement, sur la qualité, sur la contractualisation de l'accès aux réseaux.

2.7. La programmation et le mécanisme d'ajustement

2.7.1. Vers une flexibilité accrue pour les acteurs de marché

La sûreté du système électrique repose sur deux préoccupations :

- assurer à tout instant l'équilibre entre injections et soutirages afin de maintenir la fréquence à la valeur nominale de fonctionnement des installations et appareils électriques raccordés au réseau (50 Hz en France) ;
- maintenir les flux sur les ouvrages du réseau dans des limites acceptables afin d'éviter des surcharges entraînant la perte desdits ouvrages.

En vertu de l'article 15-II de la loi du 10 février 2000, ces missions incombent au gestionnaire du réseau public de transport, qui « assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Les acteurs de marché sont soumis à des contraintes qui ont pour objet de permettre à RTE de mener, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, les actions correctives nécessaires au maintien de la sûreté du système [cf. encadré 14 et figure 20, p. 78].

Ces contraintes portent sur la programmation de la production et des échanges aux frontières, dont les règles sont approuvées par la CRE. En vertu de l'article 15-II de la loi du 10 février 2000, « la Commission de régulation de l'énergie approuve, préalablement à leur mise en œuvre, les règles de présentation des programmes [de production] ». Elles sont décrites dans les Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

Par ses délibérations, la CRE a imposé une augmentation de la flexibilité offerte aux acteurs de marché, sans toutefois qu'il soit porté atteinte à la sûreté du système électrique.

Le délai maximum nécessaire à un producteur français pour modifier le programme

de production de ses centrales était de 7 heures environ en 2003, date de mise en œuvre du mécanisme d'ajustement. Il est désormais de 3 heures, voire de 2 heures en cas d'aléa sur un groupe de production, grâce à la réduction à 1 heure du délai de neutralisation intervenue le 31 mars 2008 à la suite de la délibération de la CRE du 18 juillet 2007.

Le délai de neutralisation à 1 heure devrait être généralisé en 2010. À cette date, la transmission des programmes de marche aux centrales ne sera plus assurée par RTE mais par les producteurs eux-mêmes, en application de la délibération de la CRE du 22 mars 2006. Ce transfert de responsabilité permettra de mettre un terme à une pratique consistant à faire exécuter par RTE l'envoi d'ordres qui relèvent de l'exploitation

des centrales de production. Il permettra également d'alléger la charge de RTE lors des redéclarations des programmes de production et, ainsi, de réduire le délai de neutralisation à 1 heure.

La flexibilité de la programmation des échanges commerciaux aux frontières s'est améliorée sur certaines interconnexions :

- sur la frontière avec la Belgique, un mécanisme d'allocation des capacités infrajournalières par prorata, avec 6 guichets, a été mis en œuvre en mai 2007, puis le nombre de guichets a été porté à 12 en février 2008 ;
- sur la frontière avec l'Allemagne, la coordination entre les gestionnaires de réseaux a été améliorée afin de faciliter l'accès à la capacité d'interconnexion en infrajournalier : les capacités infrajournalières dans le sens de l'export sont désormais allouées

par RTE par un mécanisme de prorata, et celles dans le sens de l'import sont allouées par le gestionnaire de réseau allemand RWE par un mécanisme du type « premier arrivé – premier servi ».

Sur les autres frontières, la situation reste caractérisée par de fortes rigidités. Toutefois, un consensus se forme en Europe en faveur de la mise en place d'une plateforme centralisée continue pour la gestion des échanges commerciaux aux frontières en infrajournalier [cf. p. 37].

Cette plateforme permettra :

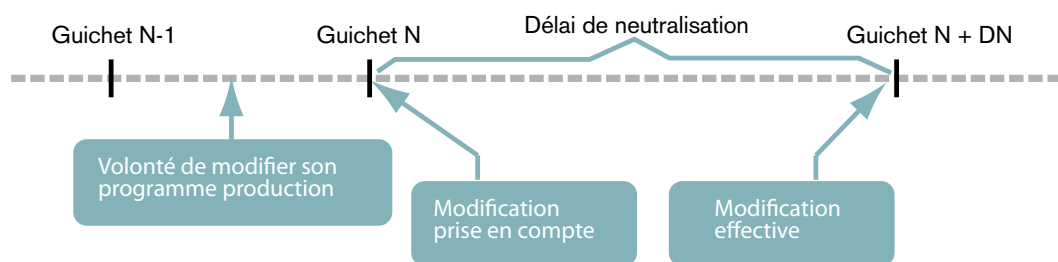
- l'allocation implicite de la capacité d'interconnexion (énergie et capacité d'interconnexion sont acquises simultanément par les acteurs de marché) ;
- la conclusion des transactions à tout moment, jusqu'à un délai proche du temps réel ;

Encadré 14 : Évolution des contraintes de programmation de la production

Deux contraintes pèsent sur la programmation de la production :
– des « guichets », intervalles de temps durant lesquels il est possible pour un producteur de soumettre une modification de son programme de production,

– un délai de neutralisation à compter de la fin du guichet pour tenir compte de la réalité des contraintes techniques d'exploitation. La modification du programme de production ne prend effet qu'après ce délai de neutralisation.

Figure 20 : Guichets et délai de neutralisation pour la programmation de la production



Évolution du nombre de guichets infrajournaliers et du délai de neutralisation

	Nombre de guichets infrajournaliers	Délai de neutralisation
Avril 2003	6	3 heures
Juillet 2004	7	3 heures
Avril 2005	12	2 heures
Mars 2007	24	2 heures
Mars 2008	24	2 heures / une heure en cas d'aléa de production

- la rencontre des offres d'achat et de vente en provenance de plusieurs pays, non nécessairement frontaliers.

2.7.2. Vers une concurrence accrue sur le mécanisme d'ajustement

La CRE s'est attachée à accroître la concurrence sur le mécanisme d'ajustement. Elle a demandé que soient développés des échanges d'ajustement avec les pays voisins. En 2007, malgré des bilans très variables selon les frontières, EDF était principalement concurrencé par des acteurs étrangers (cf. encadré 15 et figure 21).

Les parts de marché sont :

- EDF : 84 % environ des volumes activés ;
- acteurs étrangers : 12 % environ des volumes activés ;

- producteurs français hors EDF : 4 % des volumes activés.

Alors que la participation des acteurs anglais au mécanisme d'ajustement français est possible depuis octobre 2004, les volumes échangés ont toujours été faibles et aucune offre n'a été activée en provenance d'Angleterre depuis début 2006. Cette situation s'explique par le manque de flexibilité du dispositif en place. Sur la base de ce constat, des travaux ont été menés en 2007 dans le cadre de l'initiative régionale regroupant la France, la Grande-Bretagne et l'Irlande. Ils ont permis d'élaborer un projet de développement des échanges d'ajustement entre la France et l'Angleterre, qui devrait permettre en outre d'établir la réciprocité des échanges d'ajustement entre les deux pays.

L'année écoulée a également été marquée par des travaux destinés à développer la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement. La CRE a approuvé le 5 décembre 2007 des règles transitoires de mise en œuvre des effacements diffus. Ces effacements résultent d'une somme de petits ajustements de consommation sur des sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Les bénéfices potentiels de ces effacements sont nombreux : sécurité d'alimentation renforcée, concurrence et efficacité économique accrues, et une demande d'énergie réduite.

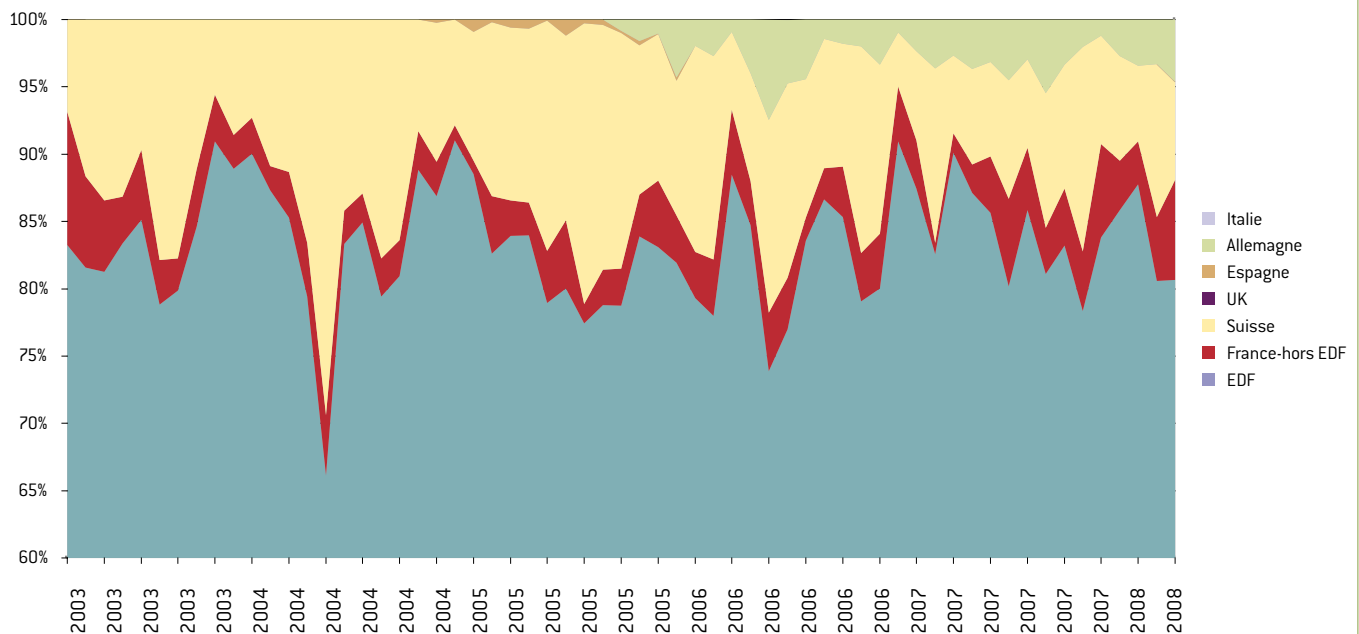
Enfin, la CRE a approuvé le 2 avril 2008 une disposition dérogatoire à la section I des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre. Elle permettra

Encadré 15 : Historique de l'ouverture du mécanisme d'ajustement aux acteurs étrangers

Les acteurs suisses ont été les premiers à pouvoir participer au mécanisme d'ajustement français, à compter d'avril 2003. La participation des acteurs étrangers a été étendue à l'Angleterre

et à l'Espagne en octobre 2004, à l'Allemagne en octobre 2005, et à l'Italie en avril 2006.

Figure 21 : Participation des acteurs au mécanisme d'ajustement



la réservation contractuelle de puissance effaçable auprès de consommateurs raccordés au réseau public de transport qui seront rémunérés par RTE pour ce service. Ces charges seront répercutées auprès des responsables d'équilibre. L'appel d'offres expérimental réalisé par RTE, qui portera sur une année, permettra de vérifier l'existence du gisement des effacements de consommation, leur intérêt pour la sûreté du système ainsi que leur efficacité économique.

3. Les réseaux et autres infrastructures de gaz naturel

Il existe 4 types d'infrastructures gazières :

• Les réseaux de transport

Le territoire français est desservi par deux transporteurs :

- GRTgaz, filiale de Gaz de France opère un réseau de canalisation long d'environ 32 000 km, divisé en 4 zones d'équilibrage (qui seront regroupées en 2 zones au 1^{er} janvier 2009) ;
- TIGF, filiale de Total, opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique.

• Les réseaux de distribution

Il existe en France 23 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). 96 % des quantités de gaz distribuées en 2007 (soit environ 330 TWh par an) l'ont été par Gaz

Réseau Distribution France (GrDF). Les autres réseaux sont concédés ou exploités en régie par 22 entreprises locales de distribution (ELD) qui distribuent environ 14 TWh par an, dont 10 TWh pour les deux plus importantes d'entre elles, Régaz (Bordeaux) et Gaz de Strasbourg.

Un contrat de concession a été signé le 10 mars 2007 par un vingt-quatrième GRD de gaz naturel, Antargaz, pour desservir la commune de Schweighouse, dans le Haut-Rhin. Antargaz n'exploitait jusqu'alors que des réseaux de gaz propane.

Ce réseau est le premier sur lequel le GRD n'est pas lié à un fournisseur et où les tarifs de vente réglementés ne s'appliquent pas.

• Les terminaux méthaniers

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

Fos Tonkin, mis en service en 1972, peut recevoir des navires allant jusqu'à 74 000 m³ et offre une capacité de regazéification de 7 Gm³/an (à partir de juillet 2009, cette capacité sera ramenée à 5,5 Gm³/an suite à l'arrêt définitif d'une unité de regazéification).

Mis en service en 1980, le terminal de Montoir offre quant à lui une capacité de regazéification de 10 Gm³/an et peut recevoir des navires allant jusqu'à 200 000 m³.

Un troisième terminal méthanier est en cours de construction à Fos Cavaou. Initialement prévue au 1^{er} avril 2008, sa mise en service a été repoussée au 1^{er} semestre 2009 en raison de retards sur le chantier. Ce terminal appartient à la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC) dont les actionnaires sont Gaz de France (69,7 %) et Total (30,3 %). Le terminal pourra recevoir des navires allant jusqu'à 210 000 m³ et possédera une capacité de regazéification de 8,25 Gm³/an, dont 10 % sont réservés pour des contrats de court terme pour des expéditeurs tiers.

• Les stockages souterrains

La France compte deux gestionnaires de stockages souterrains :

- Gaz de France opère 12 sites de stockage répartis en 6 groupements. Ces sites se situent dans les zones d'équilibrage de GRTgaz et représentent une capacité de 109 TWh, soit 79 % des capacités de stockage en France.
- TIGF opère 2 sites de stockage dans le sud-ouest de la France. Ces sites ont une capacité de stockage de 28 TWh, soit 21 % des capacités de stockage nationales.

3.1. Le bilan de l'utilisation des infrastructures

Au cours de l'année écoulée, l'utilisation des infrastructures gazières permet de relever les évolutions suivantes :

Tableau 7 : Utilisateurs des infrastructures de gaz naturel

Source : CRE

	Transport		Stockage		Terminaux		Distribution	
	GRTgaz	TIGF	Gaz de France	TIGF	Gaz de France	Gaz de France	GrDF	ELD
					Fos	Montoir		
01/04/2008	44	13	22 ⁽¹⁾	8	3	5	13	26 ⁽²⁾
01/04/2007	30	10	22 ⁽¹⁾	8	3	5	13	26 ⁽²⁾

(1) y compris GRTgaz (2) dont les 22 ELD

3.1.1. Un marché gazier établi

L'aire d'utilisation du gaz sur le territoire national a continué de s'étendre. Durant l'année 2007, un réseau de distribution a été créé dans 116 nouvelles communes (contre 122 en 2006). Les communes restant à desservir étant de petite taille, il devient de plus en plus difficile de les raccorder en gaz dans des conditions de rentabilité suffisante. Ce phénomène semble pérenne. À la fin avril 2008, 25,9 % des communes françaises (soit 9 471) et 76 % de la population étaient desservies.

La concurrence s'est accrue dans de nouvelles zones géographiques. Fin mars 2008, des expéditeurs étaient actifs sur 91 % des points d'interface Transport-Distribution (PITD), contre seulement 82 % en 2006. Néanmoins, cette diversification géographique des expéditeurs s'est essentiellement opérée sur le réseau de GrDF, et non sur ceux des ELD.

Le nombre d'expéditeurs sur les réseaux de transport et les infrastructures de stockage a également continué à progresser. [cf. tableau 7].

L'utilisation des capacités commercialisables aux interconnexions est restée très élevée. En ce qui concerne les capacités fermes d'entrée, elles ont été entièrement souscrites, à l'exception de Taisnières H, pour la période de six mois allant de juin à novembre 2008.

Les réservations de capacités à Taisnières H sont passées de 85 % de capacités réservées sur la période de juin à novembre 2007 à 95 % sur la même période en 2008 et le

nombre d'expéditeurs de 6 à 12 du fait des nouveaux produits commercialisés en amont par Fluxys [opérateur de réseau de transport belge]. Cette amélioration est à mettre au crédit de l'initiative régionale Nord [cf. page 31]. [cf. figure 22].

3.1.2. Un recul du recours au GNL

En raison de la baisse de la consommation résultant du climat doux de l'année 2007 et des niveaux de gaz en stocks élevés, les prix spots européens ont été plus bas que ceux d'autres places de marchés durant presque toute l'année 2007. Le GNL étant en partie un élément d'ajustement de la chaîne d'approvisionnement, l'arbitrage a été favorable aux marchés asiatiques ou nord-américains. En conséquence, les quantités déchargées en 2007 ont été en recul par rapport à 2006. Fos Tonkin n'a reçu en 2007 que 60,4 TWh (soit une baisse de presque 3 % par rapport à l'année précédente), et Montoir n'a reçu que 84,3 TWh (soit une baisse de 14 %).

Les taux d'utilisation de la capacité de regazéification ont été ramenés à hauteur de 72 % pour Fos Tonkin (75 % en 2006) et de 68 % pour Montoir (82 % en 2006). Toutefois, ces taux demeurent les plus élevés d'Europe, la moyenne étant d'environ 50 %.

Cette situation a entraîné une légère progression du nombre de souscripteurs. Fin 2007, sept sociétés avaient souscrit des contrats d'accès aux terminaux méthaniers, soit deux de plus qu'un an auparavant. Trois bateaux d'expéditeurs ayant recours au service bandeau ont été déchargés sur les deux terminaux français en 2007 contre cinq en 2006.

3.1.3. Stabilité de l'utilisation des stockages par rapport à 2006

Au 1^{er} avril 2008, le nombre total d'utilisateurs des stockages de Gaz de France est resté constant à 22 (y compris GRTgaz). Chez TIGF, les souscripteurs sont restés au nombre de 8. [cf. figure 23].

Comme en 2006, les fournisseurs ont rempli leurs capacités de stockage dès le début du mois d'octobre 2007.

3.2. L'approbation des programmes d'investissements de GRTgaz et de TIGF

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

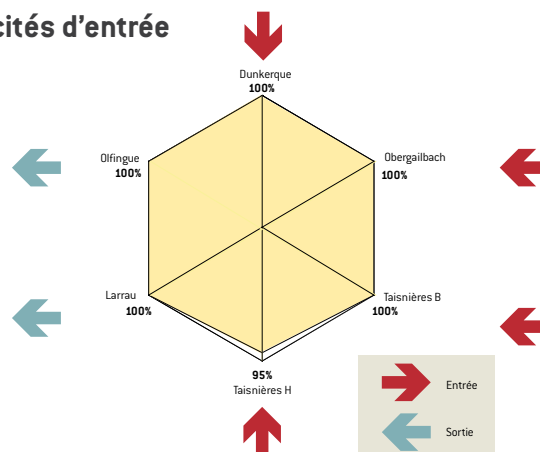
3.2.1. Approbation par la CRE des programmes d'investissements annuels des transporteurs

Par une délibération du 12 décembre 2007, la CRE a approuvé, pour la première fois, les programmes d'investissements annuels des transporteurs de gaz GRTgaz et TIGF. [cf. figure 24, p. 82].

Les investissements des transporteurs de gaz, prévus pour 2008, sont significativement plus élevés que ceux des années précédentes. Le programme d'investissements de GRTgaz s'élève à 585 millions d'euros (382 millions d'euros en 2007), et celui de

Figure 22 : Réserve des capacités d'entrée sur les réseaux de gaz naturel

Source : CRE



TIGF à 191 millions d'euros (160 millions d'euros en 2007).

La hausse des investissements correspond principalement au développement des réseaux de transport, ce qui permettra d'accroître les capacités d'entrée de gaz en France et de réduire les congestions internes à chaque réseau.

La réalisation des programmes approuvés par la CRE devrait améliorer la concurrence :

- à compter de 2009, la fusion des trois zones d'équilibrage Est, Ouest et Nord du réseau de GRTgaz permettra la création d'une zone de marché de 350 TWh de consommation annuelle, mettant en concurrence le gaz naturel originaire d'Eu-

rope du Nord, celui provenant de Russie, et le GNL regazéifié à Montoir ;

- par la suite, le renforcement des capacités d'entrée (interconnexions terrestres, terminaux méthaniers) et la mise en service des nombreuses centrales électriques au gaz prévues permettront à de nouveaux acteurs de prendre des positions concurrentielles fortes sur le marché français.

Pour l'année 2008, les plus importants projets prévus par les transporteurs sont :

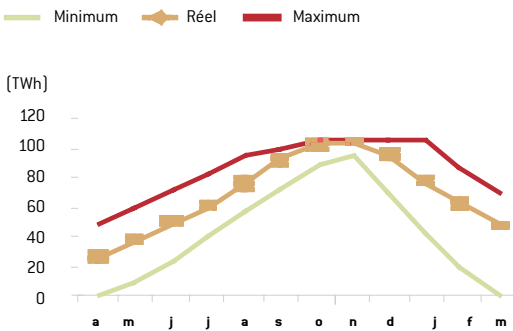
- le raccordement du terminal de Fos Cavaou au réseau principal de transport, avec une mise en service prévue au 1^{er} semestre 2009 ;
- l'augmentation des capacités d'entrée à Obergailbach, avec une mise en service

prévue en deux phases : en novembre 2008 puis novembre 2009 ;

- la fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest du réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} janvier 2009 ;
- l'augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF (« artère de Guyenne phase I »), qui sera effective au début de l'année 2009 ;
- la première phase du développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne à Larrau, pour une mise en service prévue au cours de l'hiver 2009 – 2010.
- la désodorisation du gaz à Taisnières, permettant l'évacuation physique de gaz vers la Belgique compte tenu des spécifications gazières en Belgique, dont la mise en service est prévue en novembre 2010.

Figure 23 : Stockages de Gaz de France DGI

Source : CRE



Stockages de TIGF

Année 2007-2008

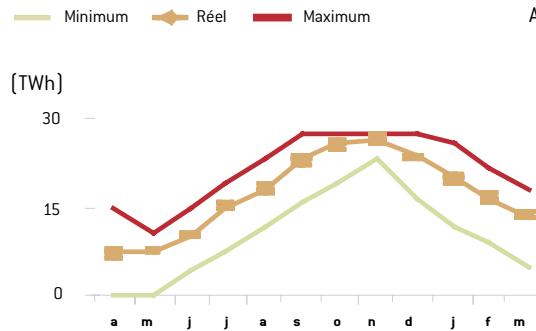
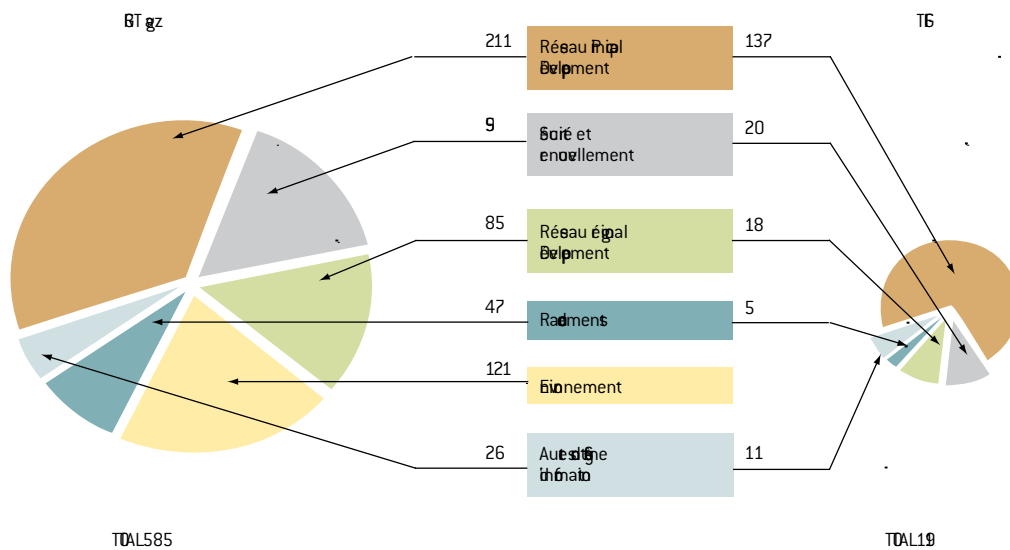


Figure 24 : Programmes d'investissements 2008 de GRTgaz et TIGF (en M d'euros)

Source : CRE



3.2.2. Les plans d'investissements à 10 ans des transporteurs

La hausse des investissements de GRTgaz et TIGF, pour l'année 2008, par rapport aux années précédentes, s'inscrit dans une tendance de long terme illustrée par les plans d'investissements à 10 ans des transporteurs de gaz. Ces plans prévoient, sur cette période, environ 5 milliards d'euros d'investissements pour GRTgaz et 1 milliard d'euros pour TIGF. (cf. figure 25).

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

Côté GRTgaz :

- augmentation des capacités d'entrée à Taisnières, prévue pour 2012 ;
- augmentation des capacités d'entrée à

Dunkerque, Antifer et Montoir, en lien avec les projets de création ou d'extension de terminaux méthaniers sur ces sites ;

- augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Nord de GRTgaz et la zone Sud de GRTgaz ;
- augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF (« artère de Guyenne » phase III), prévue pour 2011.

Côté TIGF :

- deuxième phase du développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne au point Larrau, prévue pour 2011 ;
- augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF ("artère de Guyenne" phase III), prévue pour 2010 et 2011.

Des études relatives à la réalisation de ces projets figurent d'ores et déjà dans les

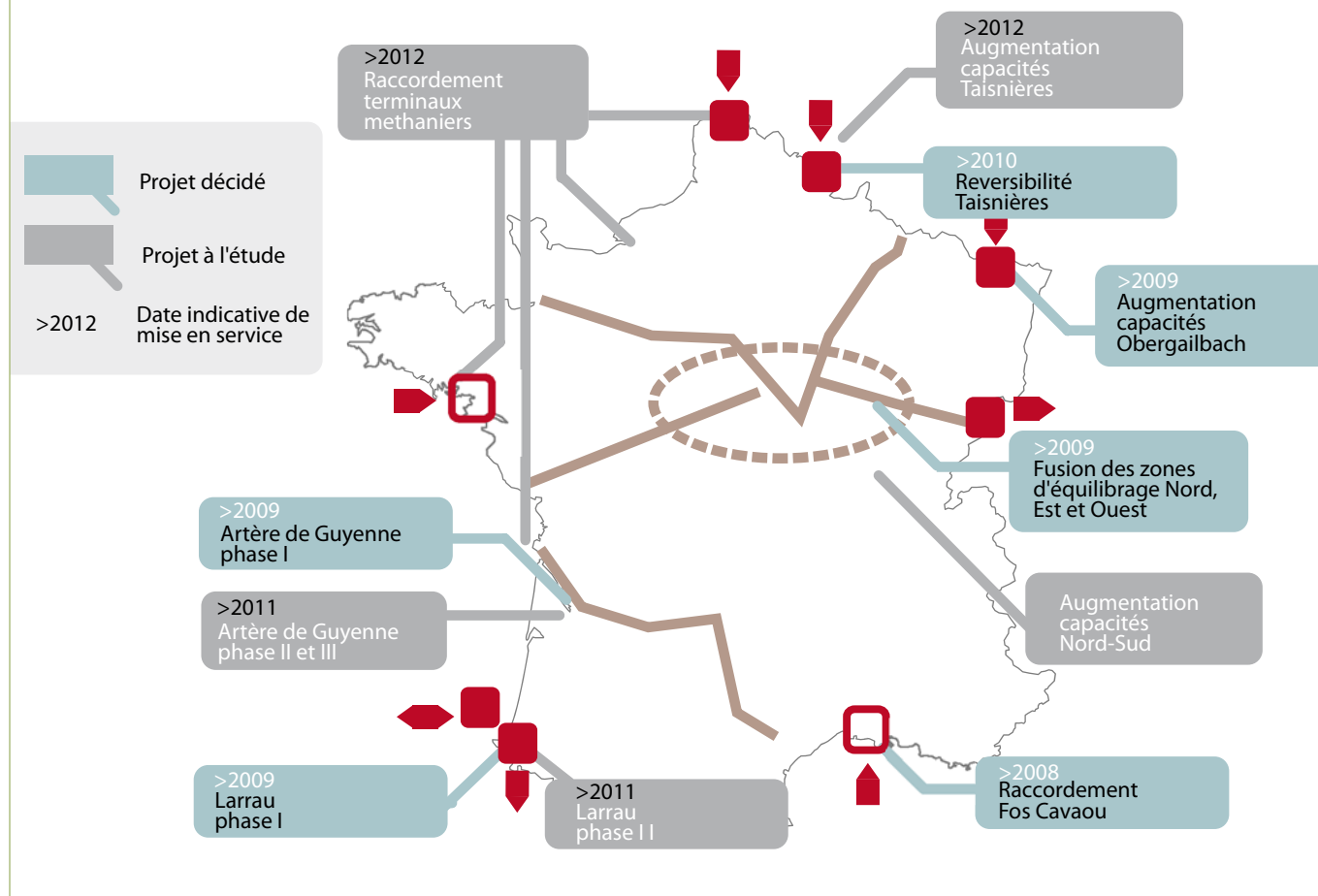
programmes d'investissements 2008 de GRTgaz et de TIGF.

3.2.3. Développement de l'axe Guyenne-Espagne : un taux de rémunération majoré

Dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz actuellement en vigueur, le système de bonification des taux pour les investissements réalisés sur les réseaux de transport de gaz est le suivant : tout nouvel investissement mis en service depuis 2004 bénéficie d'une majoration de 125 points de base. De plus, pour certains investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, une majoration additionnelle de 300 points de base peut être attribuée par délibération de la CRE.

Figure 25 : Principaux projets figurant dans les programmes d'investissements de GRTgaz et TIGF

Source : CRE



Ce système de rémunération et de majoration additionnelle est réexaminé par la CRE à chaque nouvelle proposition tarifaire.

Fin 2007, GRTgaz et TIGF ont présenté à la CRE des projets coordonnés de développement de l'axe Guyenne – Espagne et ont demandé que les investissements correspondants, qui s'élèvent respectivement à 98 M€ pour GRTgaz et 335 M€ pour TIGF, bénéficient d'une majoration du taux de rémunération de 300 points de base pendant 10 ans.

Ce projet comprend deux parties :

- la phase 3 du renforcement de l'artère de Guyenne réalisé par TIGF et GRTgaz ;
- le développement de la canalisation Lussagnet-Lacq réalisé par TIGF.

Le projet de renforcement de l'axe Guyenne-Espagne est indispensable pour développer les interconnexions entre la France et l'Espagne. Il fait partie des priorités européennes définies dans le cadre de l'initiative régionale Sud de l'ERGEG (cf. p. 33).

Dans sa délibération du 14 février 2008, la CRE a décidé d'appliquer à ce projet le régime d'incitation à l'investissement qui sera en vigueur dans le cadre du prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport qu'elle envisage de proposer (cf. encadré 16).

Le développement des interconnexions avec l'Espagne est une des conditions essentielles pour le développement de la concurrence dans le sud de la France en rendant possible l'entrée de quantités de gaz additionnelles en provenance d'Espagne. Ce projet offrira aux expéditeurs de

nouvelles possibilités d'arbitrage entre leurs différentes sources d'approvisionnement et fera donc bénéficier le consommateur final des sources les plus compétitives en fonction des circonstances. Il permettra également d'accroître la liquidité du marché qui est aujourd'hui insuffisante dans le sud de la France.

Par ailleurs, TIGF a adressé une demande de révision de l'assiette du taux majoré pour le renforcement de l'artère de Guyenne en cours de réalisation (phase 1 du projet et anticipation de la phase 2) afin de prendre en compte la hausse des coûts et la création de capacités supplémentaires.

Dans sa délibération du 14 février 2008, la CRE a décidé de ne pas accorder un taux de rémunération majoré pour la partie liée à l'augmentation des coûts d'ouvrage de la phase 1 du projet de développement de l'artère de Guyenne, constatée par TIGF. En revanche, les investissements du projet Guyenne phase 2 correspondant à la création de 50 GWh/j de capacités commercialisables supplémentaires, soit 35 M€ pour TIGF, bénéficieront d'un taux de rémunération majoré de 300 points de base, pendant 10 ans.

3.3. Le développement des points d'entrée

Le marché français est actuellement alimenté par quatre points d'entrée par gazoduc (Obergailbach, Taisnières, Dunkerque et Biriattou) et deux points d'entrée depuis les terminaux méthaniers (Montoir-de-Bretagne et Fos-sur-Mer).

La sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement du marché nécessitent le développement de capacités sur les infrastructures. La CRE s'assure que ces développements de capacités correspondent aux besoins des expéditeurs et soient alloués de manière non discriminatoire.

3.3.1. Les interconnexions gazières

Trois des points d'entrée bénéficient d'actions de développement.

- Obergailbach

Obergailbach est le point d'interconnexion avec l'Allemagne : à ce titre, il constitue le principal point d'entrée du gaz russe sur le réseau français. La capacité d'entrée ferme à Obergailbach s'élève actuellement à 430 GWh/j. La canalisation amont, située sur le territoire allemand (MEGAL), est exploitée conjointement par Gaz de France Deutschland Transport et E.ON Ruhrgas Gas-transport.

GRTgaz développe des capacités d'entrée à Obergailbach en deux étapes :

- une première étape portera les capacités annuelles fermes à 550 GWh/j en décembre 2008 ;
- une seconde étape portera les capacités annuelles fermes à 620 GWh/j en décembre 2009 auxquelles s'ajouteront 30 GWh/j de capacités annuelles interruptibles.

Ce projet fait suite au renforcement du réseau en amont et au lancement par GRTgaz d'une *open season*, qui s'est déroulée de mai à septembre 2005, afin de déterminer le besoin de capacités additionnelles

Encadré 16 : Régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz

La CRE proposera, mi-2008, de nouveaux tarifs de transport, prévus pour entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2009. À cette occasion, elle envisage de proposer une modification du régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz.

Les évolutions envisagées sont les suivantes :
– suppression de la prime de 125 points de base, aujourd'hui attribuée à tous les nouveaux investissements sur le réseau de transport ;

– attribution d'une majoration de 300 points de base, pour 10 ans, pour tous les investissements qui permettent la création de capacités additionnelles sur le réseau principal ou la réduction de nombre de zones d'équilibrage, au lieu de décisions au cas par cas dans le régime actuel.

Les décisions passées relatives aux primes et aux majorations ne seraient pas remises en cause.

Ces évolutions permettraient de mieux cibler les incitations à l'investissement, tout en offrant une meilleure visibilité aux gestionnaires du réseau de transport. Elles feront l'objet d'une consultation publique, dans le cadre des travaux d'élaboration du prochain tarif de transport.

en entrée côté français. Ceci permettra l'ajustement des capacités d'entrée en France aux capacités de sortie développées côté allemand.

Le développement au-delà de 2010 des capacités à Obergailbach dépendra de la demande des expéditeurs.

- Taisnières

Taisnières est le point d'interconnexion avec la Belgique et permet l'importation de gaz H en provenance de Norvège et des Pays-Bas.

GRTgaz et Fluxys, le transporteur belge, ont lancé le 26 avril 2007 une *open season* concernant les besoins de nouvelles capacités de transport de gaz naturel pour le transit nord – sud en Belgique et le point d'interconnexion entre la Belgique et la France à partir du 1^{er} novembre 2011. Ces consultations ont été réalisées sous le contrôle des régulateurs de l'énergie des deux pays, la CRE en Belgique et la CRE en France.

La première phase de demandes non engageantes a été un succès notable : une quarantaine d'expéditeurs ont exprimé leur intérêt pour cette opération de développement des capacités d'entrée en France depuis la Belgique.

La seconde phase de remise des demandes engageantes à GRTgaz et Fluxys, initialement prévue pour la fin 2007, a été repoussée en raison d'un différend entre la CRE et Fluxys au sujet des tarifs de transit de gaz en Belgique.

- Larrau et Biriattou

Dans le cadre de l'initiative régionale Sud de l'ERGEG, le rapport publié conjointement le 6 février 2007 par Enagas, le transporteur espagnol, TIGF et GRTgaz a identifié des possibilités techniques de développement des capacités d'importation de gaz dans le sud de la France depuis l'Espagne à hauteur de 5 Gm³ par an dans les deux sens en 2012.

Ce projet, qui suppose la réalisation de la phase 3 du projet de renforcement de l'artère de Guyenne, permettra d'améliorer la concurrence dans le sud du territoire national en rendant possible l'entrée de

quantités de gaz significatives en provenance d'Espagne. Le planning envisagé prévoit un développement coordonné des capacités d'importation depuis l'Espagne et des capacités de transport dans le sud de la France.

Enagas et TIGF prévoient le lancement d'une *open subscription period* en octobre 2008 pour la commercialisation, sur une durée de 4 ans à partir du 1^{er} novembre 2009, des capacités dont les investissements ont déjà été décidés.

Les transporteurs et les régulateurs concernés travaillent sur les modalités d'attribution des capacités qui seront créées. Une *open season*, organisée par Enagas et TIGF est prévue au troisième trimestre 2008 afin de préciser les besoins de capacités entre la France et l'Espagne. À partir des résultats de l'*open season*, ces transporteurs pourront établir un plan d'investissement définitif.

3.3.2. Les nouveaux projets de terminaux méthaniers

Au cours de la prochaine décennie, le recours au GNL constituera, pour les pays importateurs de gaz, le moyen de répondre à la forte croissance annoncée de leur consommation gazière.

En contribuant à la diversification des sources d'approvisionnement, il renforcera la sécurité d'approvisionnement.

En conséquence, dans de nombreux pays, en particulier européens, des investissements dans des infrastructures de regazéification sont envisagés.

Du fait de l'étendue de son littoral, la France dispose d'un fort potentiel d'implantation de telles infrastructures (cf. figure 26, p. 86). Elle compte à ce jour quatre projets de nouveaux terminaux méthaniers :

Les 3 premiers projets ont fait l'objet d'une procédure de débat public, qui s'est déroulée localement entre septembre et décembre 2007.

Les commissions particulières du débat public (CPDP) ont publié leurs comptes rendus en février 2008 ; la commission nationale du débat public (CNDP) a, quant à elle, rendu sa synthèse relative aux 3 projets le 18 avril 2008.

Il ressort de ces débats :

- un certain scepticisme de la population sur les bienfaits de l'ouverture du marché de l'énergie ;
- une forte préoccupation de la population portant sur la cohabitation des terminaux méthaniers avec les habitations et les industries locales, certaines associations considérant le GNL comme potentiellement dangereux ;
- le souhait que le maître d'ouvrage soit sensible à l'impact visuel des cuves de stockage de GNL en optant pour des cuves semi-enterrées ;
- la nécessité de soumettre à débat public ou à consultation publique les projets de raccordement des terminaux méthaniers au réseau de transport de gaz.

En vertu de la loi du 3 janvier 2003, les terminaux méthaniers sont des infrastructures ouvertes aux tiers et dont les conditions d'accès sont régulées. À ce titre, les tarifs d'utilisation de ces terminaux sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

En vertu de la même loi les nouvelles grandes infrastructures gazières (les interconnexions entre États membres, les installations de GNL ou de stockage) peuvent, en application de l'article 22 de la directive européenne 2003/55/CE, bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers. Les porteurs des nouveaux projets de terminaux pourraient demander à bénéficier de cette exemption. L'obtention de cette exemption passe par la satisfaction des cinq critères suivants :

- l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- le niveau de risque lié à l'investissement doit être tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée ;
- l'infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite ;
- des droits sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée ;
- la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz, ni à l'efficacité du fonctionnement du réseau régulé auquel l'infrastructure est reliée.

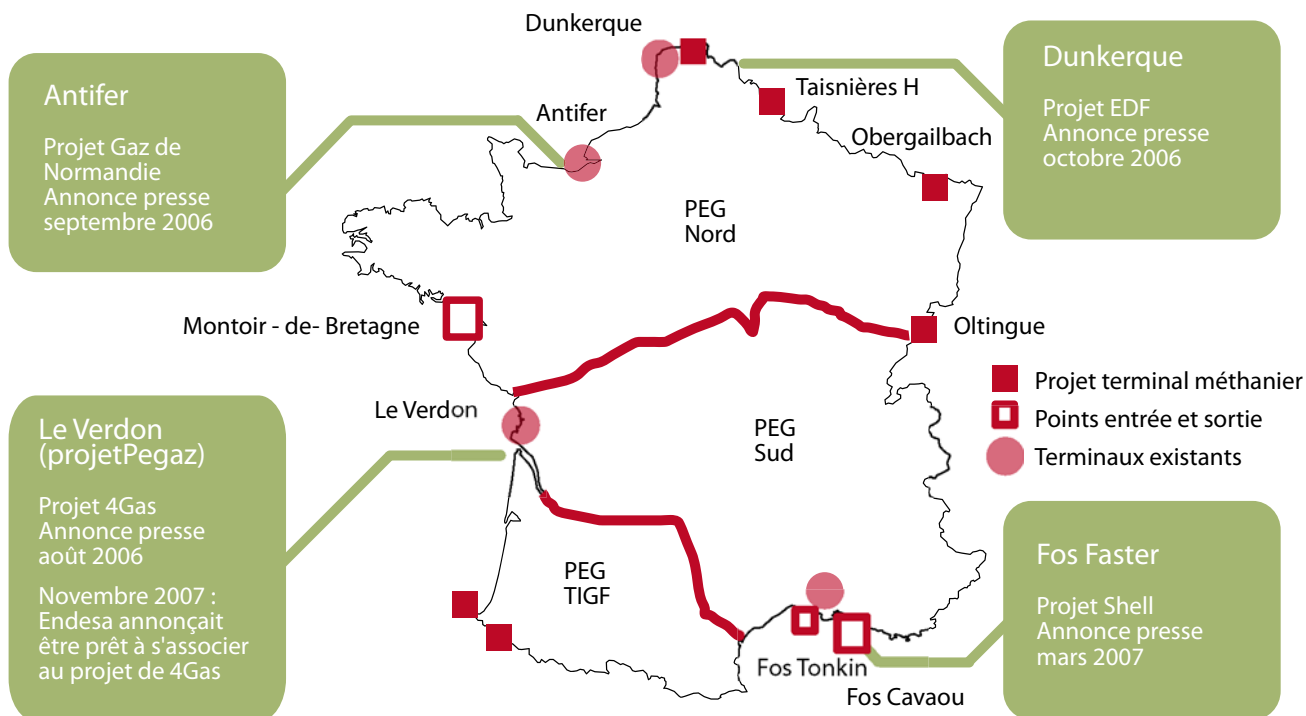
L'exemption peut porter sur l'accès des tiers et sur le tarif, de façon totale ou partielle.

Au niveau européen, l'année 2008 devrait voir la mise en service de nouvelles capacités de regazéification au Royaume-Uni, grâce à :

- l'extension du terminal de Grain LNG à Isle of Grain, qui passe de 4,6 Gm³/an à 13,7 Gm³/an : les expéditeurs historiques sont BP et Sonatrach. Les expéditeurs ayant souscrit pour l'extension sont Centrica, Gaz de France et Sonatrach ;
- la mise en service du terminal de Dragon LNG à Milford Haven d'une capacité de 6 Gm³/an et dont les investisseurs sont British gas, 4Gas et Petronas ;
- la mise en service du terminal de South Hook à Milford Haven d'une capacité de 10,5 Gm³/an et dont les investisseurs sont ExxonMobil et Qatargas ;
- la mise en service du terminal d'Adriatic LNG à Rovigo (Italie) d'une capacité de 8 Gm³/an et dont les investisseurs sont ExxonMobil (45 %), Qatar Terminals Ltd (45 %) et Edison Spa (10 %).

Figure 26 : Les projets de nouveaux terminaux méthaniers en France

Source : CRE



Projet	Maître d'ouvrage	Actionnaire	Capacité prévue	Mise en service prévue
Dunkerque	Dunkerque LNG	filiale à 100% d'EDF	6 à 12 Gm ³ /an	2012
Antifer	Gaz de Normandie	34% par Poweo, 24,5% par E.ON Ruhrgas, 24,5% par Verbund et 17% par la CIM	9 Gm ³ /an	2012
Le Verdon	4Gas	Carllyle et Riverstone	6 à 9 Gm ³ /an	2013
Fos Faster	Shell		8 Gm ³ /an	2015

3.4. La nouvelle organisation du transport au 1^{er} janvier 2009

3.4.1. Amélioration du transport dans le sud de la France

Dans sa délibération du 21 mars 2007, la CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de constituer, dans la perspective des prochains tarifs de transport prévus au 1^{er} janvier 2009, un groupe de travail chargé d'élaborer un plan d'action pour faciliter l'acheminement du gaz dans le sud de la France.

Le développement insuffisant de la concurrence dans le sud de la France a pour cause essentielle la faiblesse des sources d'approvisionnement et les difficultés rencontrées (manque de capacités disponibles et produits dissociés) pour acheminer du gaz vers les clients situés dans la zone de GRTgaz Sud et TIGF.

Afin d'améliorer le fonctionnement de la concurrence dans cette partie du territoire, trois objectifs ont été définis :

- développer des capacités d'entrée dans cette zone ;
- faciliter l'accès aux services de transport à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF ;
- accroître la liquidité sur les places de marché.

En réponse à la demande de la CRE, GRTgaz et TIGF ont proposé, le 31 mai 2007, un plan d'action conjoint destiné à faciliter l'acheminement et les échanges de gaz dans le sud de la France.

Ce plan comporte des mesures améliorant la disponibilité des capacités offertes et fluidifiant les échanges de gaz dans le sud de la France. Parmi ces mesures figurent :

- la simplification de la structure tarifaire par la mise en place de trois zones d'équilibrage reliées en série : la future grande zone Nord, la zone Sud et la zone TIGF ;
- la conception d'un produit unique de capacité d'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF, simplifiant l'offre et optimisant les capacités disponibles ;
- la commercialisation puis l'allocation coordonnées de cette capacité selon un

calendrier garantissant la visibilité et la régularité de l'offre de capacités ;

- la création d'une bourse de gaz sur les zones GRTgaz Sud et TIGF et la mise en œuvre d'un mécanisme de couplage entre elles permettant de les rapprocher en optimisant leur capacité d'interface.

Ces propositions ont fait l'objet d'une consultation publique lancée par la CRE.

En ce qui concerne l'approvisionnement dans le sud de la France, la mise en service du terminal de Fos Cavaou en 2009, de l'artère de Guyenne et des interconnexions avec l'Espagne à horizon de 2010, augmentera les capacités dans cette partie de la France et rééquilibreront les flux de gaz sur l'ensemble du territoire national.

Le développement coordonné des infrastructures des deux transporteurs, qui augmentera de 50 % leurs capacités d'entrée dans le sud de la France, complétera leurs offres de services.

3.4.2. Consultation publique sur le futur tarif de transport de gaz

La CRE a organisé, du 12 juillet au 4 septembre 2007, une consultation publique des acteurs du marché sur les évolutions évoquées ci-dessus. Cette consultation a également porté sur les principales évolutions souhaitables des tarifs de transport de gaz et sur les mécanismes d'attribution des capacités disponibles, à partir de janvier 2009 : capacité de liaison au sein du réseau de GRTgaz et d'interface entre le réseau de GRTgaz et celui de TIGF.

Trente-deux contributions ont été reçues. Il en ressort un accord général sur les principales évolutions de la structure tarifaire envisagée, à savoir :

- la fusion des zones Nord, Est, et Ouest en une seule zone (la grande zone Nord) ;
- la commercialisation d'un produit unique d'interface entre la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF.

En outre, la grande majorité des acteurs ont plébiscité l'idée de la création d'une bourse de gaz en France, mais ne souhaitent pas de couplage entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF.

3.4.3. Vers une nouvelle organisation des zones de transport

La CRE s'est prononcée dans une délibération du 25 octobre 2007 sur l'organisation des zones de transport et sur les règles d'attribution des capacités de liaison entre les zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz, ainsi que sur les règles d'attribution des capacités d'interface entre le réseau de GRTgaz et celui de TIGF à compter du 1^{er} janvier 2009.

Afin de fournir une meilleure visibilité au marché, la CRE a publié une estimation des futurs termes tarifaires applicables aux capacités commercialisables. Elle a précisé également le calendrier prévisionnel de commercialisation des capacités entre les trois futures zones d'équilibrage (grande zone Nord, zone Sud et zone TIGF).

Deux types de produits sont distingués :

- les capacités pluriannuelles et pluri saisonnières, dites capacités à « préavis long » (supérieur à 6 mois) : elles représentent au minimum 50 % des capacités et sont commercialisées pour une durée de 2 à 4 ans, selon un mécanisme de type *open subscription period* ;
- les capacités annuelles et saisonnières, dites capacités à « préavis court » (inférieur à 6 mois) : elles représentent environ 20 % des capacités.

Si la demande excède l'offre, les capacités pluriannuelles et pluri saisonnières seront attribuées au prorata des demandes des expéditeurs, les capacités annuelles et saisonnières pourront être attribuées selon un dispositif prenant en compte les besoins du portefeuille de chaque expéditeur.

La limitation à 4 ans de la durée de commercialisation et la proportion d'environ 20 % des capacités à préavis court permettront de garantir une redistribution régulière des capacités.

Figure 27 : Évolution des zones de transport au 1^{er} janvier 2009

Source : CRE

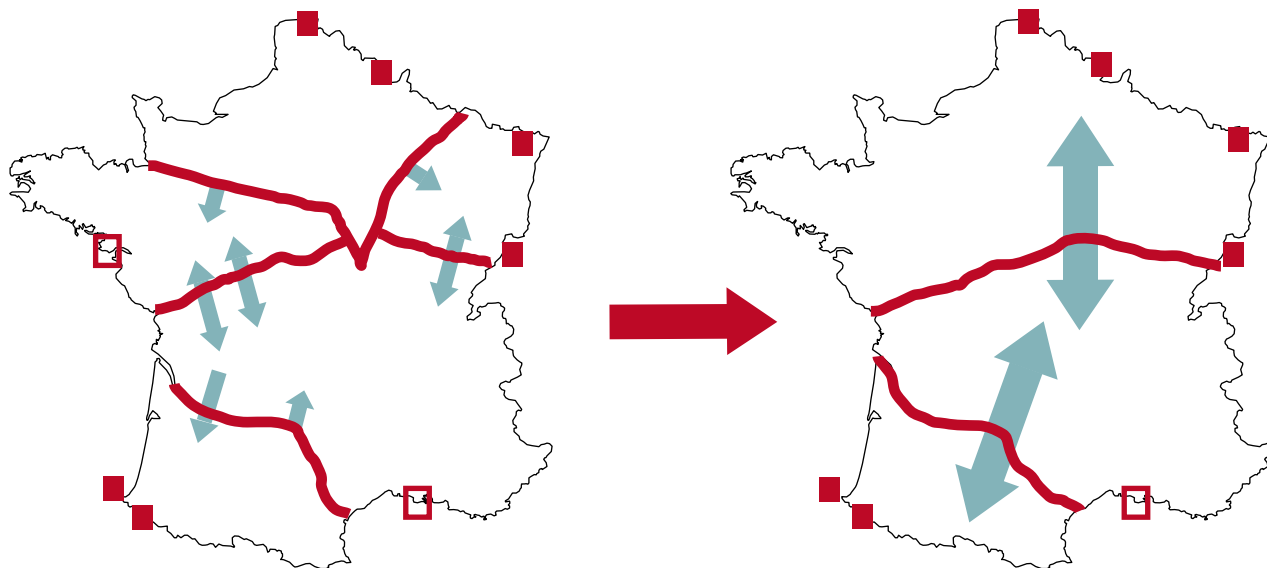


Tableau 8 : Liaison entre la grande zone Nord et la zone Sud et entre les 2 réseaux

En GWh/j	grande zone Nord vers Sud	grande zone Nord vers Sud	Sud vers grande zone Nord	Sud vers grande zone Nord
	Ferme	Interruptible	Ferme	Interruptible
Capacités totales	230	220	120	130
Capacités commercialisables au 01/04/2009	143	171	120	125
Capacités réservées pour souscription à préavis court	46	44	24	26
Capacités pluriannuelles maximales	96.5	127	96	99

En GWh/j	GRTgaz vers TIGF	GRTgaz vers TIGF	GRTgaz vers TIGF	GRTgaz vers TIGF	TIGF vers GRTgaz	TIGF vers GRTgaz	TIGF vers GRTgaz	TIGF vers GRTgaz
	Ferme	Ferme	Interruptible	Interruptible	Ferme	Ferme	Interruptible	Interruptible
	Été	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver
Capacités techniques	355	325	15	5	30	30	Commercialisation courant 2008	
Capacités commercialisables au 01/04/2009	105	180	15	5 000	25	25		
Capacités réservées pour prescription à préavis court	31	54	4,5	1,5	6	6		
Capacités pluriannuelles maximales		73		3		19		
Capacités plurisaisonnnières maximales	0	52	7 000	0	0	0		

3.4.4. Attribution des capacités Nord-Sud et Sud-TIGF

Dans le cadre de la future fusion des trois zones d'équilibrage Est, Ouest, Nord en une seule zone, GRTgaz et TIGF ont mis en place de nouvelles règles d'attribution pour les capacités de liaison au sein du réseau de GRTgaz, ainsi que pour les capacités d'interface entre le réseau de GRTgaz et celui de TIGF. (cf. figure 27 et tableau 8).

La « vente par guichet » des capacités à « préavis long » sur la liaison Nord – Sud et à l'interface Sud – TIGF a été réalisée entre mi-décembre 2007 et mi-janvier 2008 afin de laisser à chaque expéditeur un délai d'environ un an pour adapter sa politique d'approvisionnement.

Pour la commercialisation des capacités sur la liaison entre ses zones Nord et Sud, GRTgaz a proposé à l'ensemble des expéditeurs la vente de capacités à partir de 2009, pour une période de 2, 3 ou 4 ans. Les capacités proposées dans le sens Nord-Sud ont été entièrement souscrites. 21 expéditeurs ont obtenu des capacités, ce qui double le nombre d'acteurs susceptibles d'accéder à la zone Sud de GRTgaz depuis le Nord de la France.

Pour la commercialisation des capacités de l'interface zone Sud de GRTgaz-TIGF, les deux transporteurs ont commercialisé de manière coordonnée un produit unique regroupant les capacités d'entrée et de sortie à l'interface.

La vente a porté sur des bandeaux de capacités débutant au 1^{er} avril 2009 et d'une durée de 2, 3 ou 4 ans. Les volumes proposés s'élevaient à plus de 73 GWh/j dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, et 19 GWh/j dans le sens inverse.

Compte tenu de l'ensemble des demandes reçues, la quasi-totalité des capacités pluriannuelles proposées a été allouée.

Pour les capacités à « préavis court », la commercialisation des capacités disponibles entre le 1^{er} janvier 2009 et le 31 mars 2009, ainsi que celle des capacités saisonnières pour l'été gazier 2009 (avril à octobre) et l'hiver gazier 2009-2010 (novembre 2009 à mars 2010) est prévue pour l'été 2008. Le 1^{er} trimestre 2009 sera commer-

cialisé en même temps que les capacités pour souscription à préavis court.

3.5. La préparation des prochains tarifs de transport

3.5.1. Calendrier

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007, ont été conçus pour s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2008. La CRE envisage de proposer de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel applicables à partir du 1^{er} janvier 2009. Il s'agira des quatrièmes tarifs proposés par la CRE, après ceux :

- de juillet 2003, qui avaient introduit une tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal et avaient conduit à une baisse de 7 % en moyenne des tarifs des GRT ;
- d'octobre 2004, caractérisés par une stabilité du niveau des tarifs des GRT et par la disparition d'un GRT, la CFM, à la suite de la signature, le 17 octobre 2004, des accords entre Gaz de France et TOTAL, qui décidaient notamment du dénouement de leurs participations conjointes dans GSO et la CFM ;
- de janvier 2007, caractérisés par un niveau tarifaire globalement en baisse de 1 % sur l'ensemble du territoire. Ces tarifs ont été assortis d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP), destiné à reporter tout ou partie des écarts entre prévisions et réalisations concernant certains postes de revenus ou de charges difficilement prévisibles. À partir du 1^{er} janvier 2008, les tarifs ont comporté un prix unique de sortie du réseau principal, quelle que soit la zone de sortie sur le réseau régional.

Après une deuxième consultation des acteurs de marché en mai 2008, la CRE proposera les nouveaux tarifs aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie pendant l'été 2008.

3.5.2. Fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest

Les réseaux de transport de gaz naturel en France comportent actuellement cinq zones d'équilibrage, depuis le 1^{er} janvier 2005 : quatre sur le réseau de GRTgaz (zones dites Nord, Est, Ouest, et Sud), et une sur celui de TIGF (la zone TIGF).

Au 1^{er} janvier 2009, les zones Nord, Est et Ouest de GRTgaz fusionneront et constitueront une zone unique (la « grande zone Nord »). La structure tarifaire ne comportera plus que trois zones d'équilibrage.

La mise en place de la grande zone Nord entraînera la disparition des revenus de GRTgaz générés par la vente de capacités de liaison entre les zones Nord et Est d'une part, Nord et Ouest d'autre part. Pour compenser cette perte de revenu, il est envisagé d'augmenter les termes d'entrée et de sortie du réseau principal de GRTgaz. La fusion des zones d'équilibrage Est, Nord et Ouest, accompagnée du maintien des capacités fermes d'entrée sur le territoire (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach et Montoir), permettra une amélioration du fonctionnement du marché.

En effet, la fusion des zones facilitera l'équilibrage pour les expéditeurs, en permettant le regroupement des portefeuilles d'équilibrage et en améliorant la qualité des allocations quotidiennes des quantités de gaz. Les risques de dépassement des tolérances et les pénalités associées seront ainsi réduits.

De plus, cette fusion permettra aux expéditeurs d'arbitrer entre leurs différentes sources d'approvisionnement et donc de faire bénéficier le consommateur final des sources les plus compétitives en fonction des circonstances. La fusion des zones permettra un accroissement de la concurrence. À l'heure actuelle, un expéditeur ne disposant que d'une source de gaz peut rencontrer des difficultés pour alimenter des clients finals dans une zone d'équilibrage distincte de celle où lui parvient le gaz. Après la fusion, tout expéditeur disposant de gaz à l'un des points d'entrée de la zone fusionnée pourra alimenter sans contrainte tout client situé dans cette zone.

Enfin, la fusion entraînera le regroupement des points d'échange de gaz Nord, Est et Ouest en un seul point d'échange de gaz. Cela permettra la création en France d'une place de marché dotée d'une liquidité suffisante pour attirer de nouveaux acteurs sur le marché français du gaz.

3.5.3. Remontée au Point d'Échange de Gaz (PEG)

En janvier 2008, GRTgaz a soumis à la CRE une demande d'expérimentation visant à faciliter l'accès au marché de gros du gaz naturel aux consommateurs directement raccordés au réseau de transport.

Les principes du schéma proposé sont les suivants :

- le client industriel devient expéditeur en signant un contrat d'acheminement avec GRTgaz. De ce fait, il a accès au PEG pour assurer son approvisionnement en gaz et souscrit directement ses capacités de transport aval auprès du GRT ;
- le client industriel délègue la gestion de ses obligations d'équilibrage à un tiers dit « expéditeur d'équilibre ». Il lui cède le volume agrégé de gaz acheté au PEG, les capacités de transport aval et la tolérance d'équilibrage associée aux capacités de livraison cédées.

Dans la délibération du 7 février 2008, la CRE a accepté l'expérimentation en 2008 du schéma proposé par GRTgaz avec les industriels qui en feront la demande. Ce schéma répond aux attentes exprimées par les clients industriels. Il va dans le sens d'une concurrence accrue et d'une plus grande liquidité du marché de gros, par l'arrivée de nouveaux acteurs sur les PEG.

Après quelques mois d'expérimentation de ce schéma, la CRE le soumettra à consultation publique avant d'élaborer les prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport.

3.5.4. Modification du facteur A

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2007, prévoient un système de souscriptions « normalisées » des capacités de livraison aux points d'interface transport distribution (PITD). Ceci garantit la souscription par les expéditeurs des capacités de transport nécessaires pour alimenter les réseaux de distribution en cas de pointe de froid au risque 2 %, c'est-à-dire permettant la consommation gazière journalière maximale des 50 dernières années.

Dans ce système, des capacités de livraison aux PITD sont attribuées automatiquement à chaque expéditeur, par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), en fonction du portefeuille de clients alimentés par l'expéditeur en aval de chaque PITD.

Les coefficients d'ajustement « A » sont définis dans les tarifs pour chaque zone d'équilibrage et chaque gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Ils permettent le calcul des capacités annuelles fermes de livraison « normalisée » allouée à chaque expéditeur par les gestionnaires du réseau de transport.

Afin de prendre en compte la mise à jour des consommations annuelles de référence des points de livraison « non à souscription » prévue au 1^{er} avril 2008, les nouveaux coefficients d'ajustement « A » ont été publiés le 12 mars 2008 par arrêté ministériel.

3.6. L'équilibrage sur les réseaux de transport

3.6.1. La concertation sur l'évolution de l'équilibrage

Le bon fonctionnement du marché et la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals nécessitent un équilibrage physique de chaque réseau de transport.

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

Jusqu'en 2006, les deux GRT avaient recours de façon exclusive aux stockages souterrains (dans le cadre d'une prestation de services entre GRT et opérateurs de stockage). Ils facturaient les déséquilibres des expéditeurs sur la base d'un prix du gaz sur le *hub* de Zeebrugge transporté dans la zone concernée.

Dans sa délibération du 21 juin 2006, la CRE avait demandé aux GRT d'entamer une concertation avec les différents acteurs afin d'étudier l'opportunité d'une évolution progressive vers un système reposant sur le marché. Elle prévoyait également que les

évolutions des règles d'équilibrage seraient fixées par délibération de la CRE, sur proposition des GRT.

Deux raisons principales justifient une évolution du système :

- la facturation des déséquilibres basée sur un prix de marché envoie un signal économique pertinent, en donnant le coût d'équilibrage réel du réseau.
- en faisant appel au marché pour couvrir ses besoins d'équilibrage, GRTgaz concourt à la liquidité du marché de gros français.

3.6.2. Le nouveau système d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz

Dans sa délibération du 7 décembre 2006, la CRE a approuvé de nouvelles règles proposées par GRTgaz.

Tout en organisant mensuellement des réunions de concertation avec les différents acteurs (expéditeurs, clients finals, régulateur), GRTgaz a progressivement mis en place le nouveau système :

- depuis le 12 avril 2007, GRTgaz utilise le marché pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage (environ 20 %). Une plateforme d'échange (*Balancing GRTgaz*) opérée par Powernext a été mise en place. Selon que le réseau de transport est déficitaire ou excédentaire en gaz, GRTgaz achète ou vend du gaz aux expéditeurs dans la zone Nord et la zone Sud sur deux pas de temps : la journée gazière en cours (*within day*) ou à venir (*day ahead*).
- depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ancien service d'équilibrage journalier (SEJ) est remplacé par une offre de tolérance optionnelle proposée par GRTgaz.
- depuis le 1^{er} septembre 2007, le prix moyen des transactions sur la plateforme de Powernext est repris pour facturer aux expéditeurs une partie de leurs déséquilibres.
- enfin, pour assurer la neutralité financière de l'équilibrage, un compte de résultat de GRTgaz regroupe les coûts et les recettes relatifs à ce mécanisme. En 2007, ce compte a été bénéficiaire. Le bénéfice a été réparti entre les expéditeurs au prorata de leurs capacités de livraison au mois d'avril 2008.

En juin 2008, 12 sociétés sont inscrites sur la plateforme d'échange *Balancing GRTgaz*. La profondeur du marché d'équilibrage a nettement progressé. En pratique, le prix

d'équilibrage reste proche de la cotation Zeebrugge Day Ahead. Ainsi, le nouveau système présente l'avantage de donner aux expéditeurs un signal quant au coût de leurs déséquilibres fondé sur des données économiques et non sur une référence normative. (cf. figure 28).

En revanche, l'équilibrage de GRTgaz ne concourt pas encore à la liquidité du marché de gros français, puisque les transactions correspondantes sont effectuées sur une plateforme spécifique. L'émergence d'une bourse du gaz, avec laquelle la plateforme *Balancing GRTgaz* pourrait converger, serait un facteur supplémentaire de liquidité du marché de gros.

Le mécanisme d'équilibrage de GRTgaz continue d'évoluer :

Par délibération du 24 avril 2008, la CRE a approuvé une modification des règles d'équilibrage proposée par GRTgaz, visant à maintenir durant l'été 2008 la part des déséquilibres facturée aux expéditeurs à prix de marché.

D'autre part, la concertation se poursuit avec les expéditeurs et plusieurs sujets seront abordés au second semestre 2008, pour définir les orientations de l'année 2009 : l'augmentation de la part des déséquilibres des expéditeurs facturés à prix de marché, la répartition de la tolérance d'équilibrage entre les expéditeurs, l'amélioration de la qualité des allocations transmises aux expéditeurs.

3.6.3. Le maintien du système d'équilibrage sur le réseau de TIGF

Au cours de la concertation organisée par TIGF au début de l'année 2007, les expéditeurs ont demandé à TIGF de maintenir le fonctionnement de son système d'équilibrage, qui leur permet de corriger leurs déséquilibres sur le réseau de transport avec leur propre gaz, par la correction a posteriori de leurs nominations d'injection et de soutirage. Dès que son système de comptabilité gaz – actuellement en refonte complète – le permettra, TIGF s'est engagé à améliorer le mécanisme de gestion des écarts d'allocation, en les déversant dans un compte d'écart dont les conditions de gestion seront élaborées en concertation avec les expéditeurs.

3.7. Les prochains tarifs de distribution

Afin de prendre en compte les évolutions réglementaires et la demande de GrDF, la CRE a travaillé à l'élaboration d'un nouveau tarif d'acheminement en réseau de distribution.

3.7.1. Le tarif de GrDF

Le 1^{er} juillet 2008, entre en vigueur le troisième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de GrDF (ATRD3). Il résulte d'une proposition faite par la CRE aux minis-

tres de l'économie et de l'énergie dans une délibération du 28 février 2008.

Ce tarif présente un nouveau cadre de régulation visant à donner aux acteurs du marché une meilleure visibilité, à réduire les risques supportés par GrDF et à inciter l'opérateur à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité de service.

Ces objectifs se concrétisent par les nouveautés suivantes :

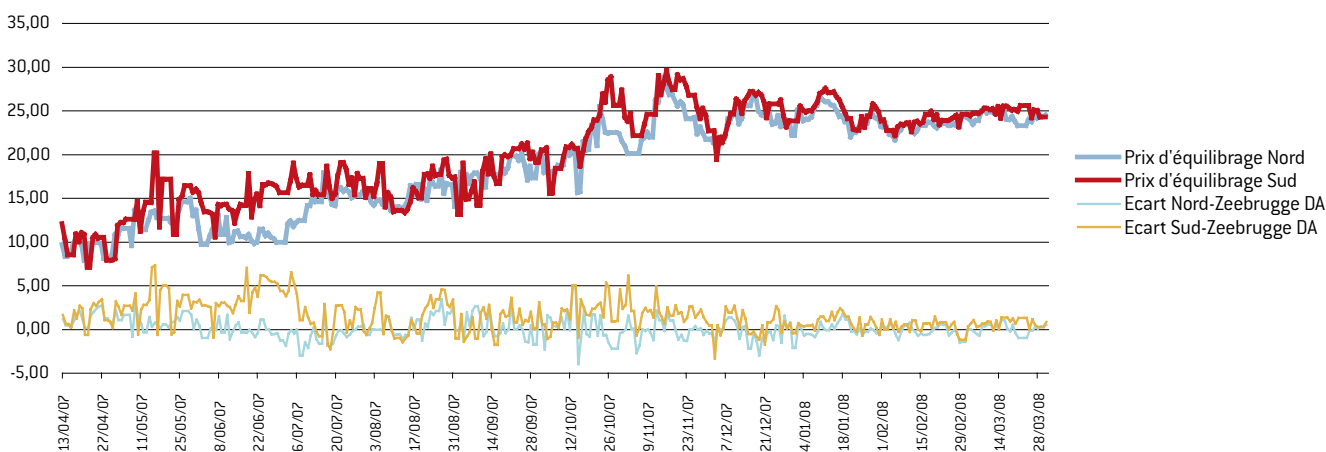
- un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2012, évoluant selon une formule de révision annuelle ;
- un mécanisme à l'incitation à la maîtrise des coûts ;
- un mécanisme à l'incitation à l'amélioration de la qualité de service ;
- et un compte de régularisation des charges et produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels utilisés pour élaborer le tarif. (cf. encadré 17, p. 92).

Le tarif de GrDF est en hausse de 5,6 % par rapport au tarif précédent qui a été appliqué pendant deux ans et demi, ce qui représente une hausse de 0,9 % en euros constants sur la base de l'inflation estimée entre le 1^{er} janvier 2006 et le 1^{er} juillet 2008.

Cette hausse est due aux principaux facteurs suivants :

Figure 28 : Évolution des prix d'équilibrage en 2007-2008

Source : CRE



- l'augmentation des investissements de renouvellement avec le programme de suppression accélérée des canalisations en fonte grise, qui a conduit à une accélération des investissements en 2006 et 2007 ;
- des dépenses supplémentaires de systèmes d'information et de réorganisation liées à l'ouverture totale du marché et à la filialisation de GrDF ;
- la faible croissance des volumes de gaz distribués et du nombre de clients raccordés, qui ne permet pas de compenser les hausses de coûts décrites ci-dessus.

Un tarif pluriannuel : visibilité pour le marché et incitation à la maîtrise des coûts

Afin de donner au marché de la visibilité et d'inciter GrDF à maîtriser ses coûts, la trajectoire du tarif ATRD3 de GrDF est fixée pour les 4 années de la période tarifaire.

Le tarif est révisé annuellement par l'application à la grille tarifaire de GrDF, au 1^{er} juillet de chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2010 :

- de la variation annuelle moyenne, constatée sur l'année calendaire précédente, de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (IPC) ;
- et d'une baisse de 1,3 %, correspondant à un objectif de productivité annuel. La baisse

de 1,3 % implique une réduction annuelle de 2,7 % hors inflation de l'assiette des charges d'exploitation maîtrisables à partir du niveau retenu pour 2008.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par GrDF sur ces charges d'exploitation maîtrisables seront conservés à hauteur de 40 %. Les 60 % restants viendront en diminution de l'évaluation des charges à recouvrer dans la période tarifaire suivante.

Pour définir cette trajectoire tarifaire, la CRE a analysé les prévisions fournies par GrDF. Elle a pris en compte l'intégralité des demandes de GrDF en ce qui concerne les charges de personnel, les dépenses de sécurité et les investissements mais elle a procédé à des ajustements sur certains autres postes (charges centrales, coûts de SI...).

Régulation incitative de la qualité de service

Afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par GrDF, le tarif met en place un mécanisme de régulation incitative portant sur les domaines suivants :

- environnement,
- qualité des interventions,
- qualité de la relation avec les clients et les fournisseurs,
- et qualité des allocations et des relèves.

Le domaine de la sécurité n'est pas intégré

dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour GrDF et d'un contrôle assuré par d'autres autorités publiques.

Le mécanisme de régulation de la qualité de service est constitué de 2 types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats ;
- des indicateurs faisant l'objet non seulement d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats, mais aussi d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis.

La CRE proposera aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, si elle le juge nécessaire, des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant afin de procéder aux ajustements suivants :

- mise en œuvre de nouveaux indicateurs ou abandon d'indicateurs existants ;
- définition d'objectifs pour les indicateurs qui en sont dépourvus, à partir d'un historique suffisant ;
- mise en œuvre d'incitations (pénalités et/ou bonus) pour des indicateurs qui en sont dépourvus et réévaluation des incitations financières existantes.

Encadré 17 : Tarif ATRD3 de GrDF : le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable alimenté à intervalles réguliers par tout ou partie des écarts de coût ou de revenu constatés sur des postes prédéfinis. Les postes de charges et de revenus qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les revenus perçus par GrDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, couverts à 100 % ;
- les charges de capital supportées par GrDF, couverts à 100 % ;
- les charges d'achat de gaz pour couvrir les pertes de gaz et différences diverses

et les comptes d'écarts fournisseurs, couvertes à 90 % ;

- les pénalités perçues par GrDF pour dépassement de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP. Ces pénalités sont reversées à 100 % via le CRCP, afin d'assurer la neutralité financière pour GrDF du système de pénalités ;
- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs hormis celui relatif au respect des rendez-vous client.

Le solde du CRCP est apuré annuellement à compter du 1^{er} juillet 2010 par une évolution à la hausse ou à la baisse de la grille tarifaire, limitée à 2 %. Le reste du solde du CRCP, non apuré pour une année A, est reporté dans le solde du CRCP de l'année A+1. Un taux d'intérêt s'applique au solde du compte, afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme.

3.7.2. Règles tarifaires pour les nouvelles concessions de gaz naturel

En vertu du III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, modifié par l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006, « les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la présente loi sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire. ».

Cet article réaffirme le principe de péréquation par le GRD des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les concessions antérieures à la modification introduite par la loi du 7 décembre 2006. En revanche, il exclut de cette péréquation tarifaire les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence [régime juridique de l'article 25-1 de la loi de 2003]. En outre, tout opérateur d'une nouvelle concession non directement raccordée au réseau de transport est en situation de GRD de rang 2, même si le réseau de distribution amont est géré par le même opérateur.

Les règles tarifaires prévoient une structure tarifaire de référence, applicable à toutes les nouvelles concessions et identique à celle des tarifs péréqués, afin de faciliter l'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel et les flux de données entre ceux-ci et les fournisseurs. Cette structure unique facilitera également l'analyse par les collectivités locales des offres des GRD candidats répondant aux appels à concurrence. Pour chaque GRD, la structure tarifaire de référence est celle du tarif de GrDF proposé par la CRE et le niveau tarifaire prévisionnel est défini par le GRD dans le cadre de l'appel à concurrence pour la desserte d'une nouvelle concession, par l'application d'un coefficient multiplicateur à la grille tarifaire de GrDF.

En application de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, la CRE, examinera chaque nouvelle demande et vérifiera la conformité du tarif prévisionnel du GRD avec la structure tarifaire de référence. Sur ces bases, elle proposera ce tarif aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

3.7.3. Tarifs des ELD

En ce qui concerne les entreprises locales de distribution (ELD), l'analyse par la CRE des conséquences de l'ouverture du marché, de la séparation juridique pour certaines d'entre elles et de la réforme du statut des industries électriques et gazières (IEG), est en cours.

Ce n'est qu'à l'issue de cette analyse que la CRE sera en mesure de proposer de nouveaux tarifs pour les ELD, avec l'objectif d'une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2009.

3.7.4. Financement et développement de la desserte gazière

Un projet de décret relatif aux conditions économiques de développement de la desserte gazière et au financement des extensions de réseaux publics de distribution de gaz naturel a été soumis à la CRE, qui a remis son avis le 24 janvier 2008. Ce texte vise avant tout à donner une base réglementaire aux pratiques existantes en matière de calcul de rentabilité des investissements et de calcul de participation des tiers aux investissements pour obtenir une rentabilité minimale.

3.8. La régulation des terminaux méthaniers

3.8.1. Le groupe de travail sur la régulation des terminaux méthaniers français

La CRE a confié en novembre 2007 à un groupe de travail indépendant, composé d'experts du marché du gaz naturel liquéfié, une mission de réflexion globale sur la place des terminaux méthaniers dans les infrastructures gazières en France et sur le cadre de régulation. Ce groupe était composé de 9 membres issus des milieux industriel, universitaire et de la régulation. Les acteurs ne participant pas au groupe ont pu apporter leurs contributions par l'intermédiaire du site internet dédié (<http://gttm.cre.fr/>).

Le groupe a conclu à la nécessité de créer les conditions favorables à la réalisation des investissements, de manière à disposer de capacités suffisantes de regazéification pour garantir une plus grande sécurité d'ap-

visionnement en France et en Europe. Dans le contexte d'un marché européen ouvert à la concurrence, le développement de capacités de regazéification renforcera l'attractivité du marché français vis-à-vis des marchés américains et asiatiques.

Pour faire face à la croissance de la demande de gaz et au recul de sa production en Europe, cette dernière devra porter la part de ses importations de gaz à 80 % à l'horizon 2030, contre environ 50 % en 2007. Dans ce contexte, le gaz naturel liquéfié (GNL) devient un élément essentiel de la sécurité d'approvisionnement, permettant d'accroître l'accès aux ressources gazières mondiales et de diversifier les sources d'approvisionnement. La part du GNL, qui représente aujourd'hui 30 % du gaz consommé en France, est ainsi amenée à croître significativement.

En matière de régulation des terminaux méthaniers, les principales recommandations émises par le groupe conduisent à :

- encourager les extensions des terminaux régulés grâce à la stabilité et la visibilité du cadre de régulation,
- créer un climat favorable au développement de nouveaux terminaux méthaniers par la mise en œuvre, le cas échéant, de l'exemption de l'accès des tiers (cf. page 52 en référence),
- assurer la cohérence entre des règles applicables aux terminaux régulés et aux terminaux exemptés.

Pour les terminaux régulés, la majorité du groupe propose d'arrêter une méthodologie tarifaire, sur une durée comprise entre 15 et 20 ans, définissant le partage des risques entre l'opérateur et les souscripteurs. Pour prendre en compte les changements économiques et les conséquences des éléments connus a posteriori (tels les niveaux de souscription) l'introduction d'une clause de révision tarifaire tous les 4 à 5 ans, portant sur des postes bien définis, est recommandée.

Compte tenu des risques financiers importants inhérents à la construction de nouveaux terminaux méthaniers, le groupe considère que l'exemption à l'accès des tiers est particulièrement adaptée. Sous réserve d'une analyse spécifique au cas

par cas, et pour encourager l'investissement, le groupe recommande de ne pas rendre systématique l'obligation de réserver des capacités dédiées aux contrats de court terme et de ne pas limiter le périmètre de l'exemption (exemption totale ou partielle, portant sur à l'accès des tiers et/ou sur le tarif).

Dans tous les cas, la sécurité d'approvisionnement et la fluidité du marché doivent être privilégiées par une plus grande transparence des informations. Ainsi, les règles de transparence des publications et les mécanismes d'UIOLI doivent s'appliquer de la même façon à tous les terminaux, sous le contrôle a posteriori du régulateur.

Le rapport du groupe est disponible sur le site dédié.

3.8.2. Le terminal méthanier de Fos Cavaou : l'allocation des capacités de court terme et la mise en service du terminal

Le terminal méthanier français de Fos Cavaou, opéré par la Société du terminal méthanier de Fos Cavaou (STMFC) détenue par Gaz de France (69,7 %) et Total (30,3 %), aura une capacité annuelle de 8,25 Gm³/an. Sa mise en service était initialement prévue pour avril 2008.

En septembre 2007, la STMFC a annoncé qu'en raison d'un retard important du chantier, elle repoussait la mise en service du terminal aux alentours du 15 septembre 2008.

Le 12 février 2008, un accident survenu lors d'essais préalables sur un élément de tuyauterie destiné à collecter le gaz en sortie des regazéificateurs, a de nouveau retardé la date prévisionnelle de mise en service du terminal. Celle-ci est désormais prévue au 1^{er} semestre 2009.

Quand le terminal sera en service, les 3 expéditeurs ayant souscrit l'ensemble des capacités du terminal de Fos Cavaou seront en mesure de décharger au total une centaine de méthaniers par an.

L'allocation des capacités entre ces 3 expéditeurs a été réalisée en 2 temps sur la base de la délibération du 15 décembre 2003.

Dans cette délibération, la CRE avait recommandé que « tant que l'offre concurrentielle est insuffisamment développée, au moins 10 % de la capacité du nouveau terminal puissent être réservés à l'ensemble des fournisseurs, pour des contrats de court terme, dans des conditions non discriminatoires. »

Les capacités du terminal de Fos Cavaou ont été réservées pour une période de 20 ans par les deux actionnaires à hauteur de 62,7 % pour Gaz de France et 27,3 % pour Total.

Les 10 % restants, soit 0,825 Gm³/an, ont été alloués le 27 juin 2007 pour une durée de 3 ans. Les modalités de la vente ont été fixées dans la décision de la CRE du 16 mai 2007.

Cette opération a été ouverte à l'ensemble des expéditeurs ; six entreprises ont remis des demandes représentant au total près de cinq fois la capacité proposée.

À l'issue de l'analyse des demandes remises, les règles d'allocation ont permis de classer quatre sociétés ex aequo : Essent, Distrigaz, ENI et EDF.

Conformément aux règles d'allocation, elles ont décidé de se concerter et de désigner EDF comme attributaire de l'ensemble des capacités proposées, en sa qualité de tête de file du groupement.

3.8.3. Le terminal méthanier de Montoir : l'open season et ses suites

En décembre 2006, Gaz de France avait annoncé un projet d'extension du terminal méthanier de Montoir, conformément aux engagements pris auprès de la Commission européenne dans le cadre du projet de fusion Suez – Gaz de France.

Trois scénarii étaient envisagés :

- le maintien de la capacité actuelle du terminal (10 Gm³/an) au-delà de l'année 2021 ;
- la mise en service d'un regazéifieur, qui permettrait de porter la capacité du terminal de 10 Gm³/an à 12,5 Gm³/an, en 2011 ;
- la construction d'un 4^e réservoir, qui permettrait de porter la capacité du terminal à 16,5 Gm³/an, en 2014.

Le choix du scénario devait être arrêté en fonction de la réponse du marché, à l'issue de la procédure *d'open season*, pour laquelle Gaz de France avait lancé un appel à souscription le 27 décembre 2006.

Les souscripteurs potentiels avaient jusqu'à fin septembre 2007 pour exprimer leurs demandes engageantes, ces dernières étant valables jusqu'au 31 décembre 2007, date limite pour la signature des contrats de regazéification.

En décembre 2007 et à la suite de l'analyse des demandes engageantes des souscripteurs potentiels, Gaz de France a considéré qu'en l'absence d'un cadre de régulation lui donnant une visibilité financière satisfaisante, il était dans l'incapacité d'analyser la rentabilité de l'investissement.

Gaz de France procède à l'analyse des offres fermes remises par les souscripteurs et n'a pas communiqué à la date d'impression du présent rapport sur sa décision d'investissement.

3.8.4. Le tarif d'utilisation des capacités de regazéification

Le tarif en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006 propose 2 services d'émission :

- un service continu pour les expéditeurs déchargeant plus d'une cargaison par mois ;
- un service bandeau pour les expéditeurs déchargeant au plus une cargaison par mois.

En outre, un tarif spécifique *spot* pour les expéditeurs souscrivant au dernier moment (à partir du 25 du mois *m* pour un déchargement le mois *m+1*) a été introduit.

Un nouveau tarif pour les terminaux de Fos Tonkin et Montoir reste prévu à la mise en service commerciale du terminal de Fos Cavaou. Le tarif applicable à Fos Cavaou sera établi de façon cohérente avec les tarifs des terminaux existants.

La CRE envisage pour ces futurs tarifs de simplifier la structure tarifaire et d'améliorer les règles de *Use it or lose it* (UIOLI). Elle étudiera le passage à une tarification pluriannuelle et incitative.

3.9. L'accès aux stockages souterrains

3.9.1. L'allocation des capacités

Un arrêté ministériel du 8 février 2008 définit les profils et les droits unitaires de stockage correspondant aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour la période du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009. Ces droits correspondent à un volume total de 120,66 TWh et à un débit de soutirage total de 2 480 GWh/j.

Afin de tenir compte de la répartition géographique des besoins et des capacités de stockage en France, TIGF contribue à hauteur de 9,2 TWh en volume et de 63,8 GWh/j en débit de soutirage à la satisfaction des besoins en capacités de stockage définis pour les zones d'équilibrage de GRTgaz.

Avant même que soit pris cet arrêté, le ministère chargé de l'énergie avait mis en place un comité de suivi de l'accès des tiers aux stockages, regroupant les opérateurs et les utilisateurs de stockages, dans lequel la CRE est représentée. Ce comité a pour mission de :

- suivre la mise en œuvre du dispositif réglementaire, afin de s'assurer qu'il répond de manière satisfaisante aux objectifs de sécurité d'approvisionnement fixés par la loi ;
- vérifier l'adéquation de la réglementation des stockages aux pratiques liées à l'acheminement et à la fourniture sur le réseau français ;
- conserver à ce dispositif réglementaire la souplesse permettant l'optimisation nécessaire au développement du marché français du gaz naturel.

La réunion de lancement de ce comité a eu lieu le 25 mai 2007 ; les travaux en cours portant sur :

- la proposition d'une nouvelle méthode de calcul des droits de stockage ;
- l'étude de la faisabilité technique d'une augmentation de fréquence de la mise à jour de ces droits en fonction de l'évolution du portefeuille de clients. Aujourd'hui, ces droits sont mis à jour une fois pendant l'année gazière, soit le 1^{er} novembre de chaque année.

Au 1^{er} avril 2008, Gaz de France a alloué 101,7 TWh de capacités au titre de l'exercice des droits de stockage.

Par ailleurs, DGI a procédé à deux ventes aux enchères :

- une vente de capacités fermes correspondant aux capacités au-delà des droits : environ 6 TWh (vente du 6 mars) ;
- une vente de capacités restituables correspondant aux capacités sur lesquelles les fournisseurs n'ont pas exercé leurs droits : environ 1 TWh (vente du 13 mars) ;

En outre, Gaz de France a proposé au tarif ATS des capacités additionnelles sur le groupement Salins Sud : 59 GWh sur 2 ans (2008/2009 et 2009/2010). Ceci correspond à des capacités non vendues lors de la vente du 6 mars 2008. Ces capacités ont été mises en vente à partir du 10 avril selon une règle « premier arrivé, premier servi ». L'intégralité des capacités a été vendue.

TIGF a, quant à lui, alloué l'intégralité de ses capacités de stockage, soit 27,8 TWh : 24,2 TWh ont été alloués pour répondre aux droits issus de l'arrêté et 3,6 TWh ont été alloués au *pro rata* des demandes.

3.9.2. Le tarif

La directive européenne du 26 juin 2003 a laissé le choix aux États membres entre un accès régulé et un accès négocié pour les stockages souterrains. Le législateur français, par la loi du 9 août 2004, a choisi l'accès négocié.

Les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel, TIGF et Gaz de France, ont publié sur leur site, en février 2007, leurs offres de stockage pour l'année gazière 2008/2009.

Ces offres n'ont pas changé par rapport à l'année précédente. Gaz de France maintient la flexibilité offerte aux utilisateurs de quitter momentanément sans pénalité le « tunnel » [les niveaux mini et maxi du gaz en stock, en fonction des caractéristiques physiques de respiration du stock, forment un tunnel] le jour j, à condition d'y revenir le jour j+1. TIGF propose aux utilisateurs une réservation pluriannuelle des capacités, à condition que ces souscrip-

tions soient compatibles avec les termes de l'arrêté stockage. Cet arrêté qui est révisé annuellement fixe l'enveloppe des droits de stockage en fonction du profil des clients du portefeuille.

Les prix pratiqués ont, quant à eux, subi des hausses très substantielles : les prix de TIGF ont augmenté de 6 % en avril 2008, après des augmentations de 6 % en avril 2007 et de 10 % en avril 2006 ; ceux de Gaz de France ont connu une augmentation d'environ 3 % (ils avaient augmenté de 9 % en avril 2007 et de 6 % en avril 2006).

Malgré ces augmentations successives, les capacités de stockage souterrain de gaz ont été allouées en totalité.

Le mode de calcul de ces prix manque de transparence et leurs évolutions futures manquent de visibilité.

Par ailleurs, Gaz de France travaille avec GRTgaz à la définition d'une offre de stockage compatible avec la future offre de transport destinée à entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2009.

Encadré 18 : L'évolution des systèmes de comptage

LE COMPTAGE EN ÉLECTRICITÉ

L'article 19-III de la loi du 10 février 2000 dispose que « chaque gestionnaire du réseau public de distribution procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions ». Ces missions consistent principalement à assurer, d'une part, la facturation de l'acheminement et, d'autre part, à veiller à l'équilibre des flux nécessaire à la sécurité, la sûreté et l'efficacité de l'exploitation du système électrique.

Pour ce faire, les compteurs électriques mesurent les flux d'énergie à l'interface de l'installation privée et du réseau public. Le comptage doit également fournir des informations sur les flux circulant sur le réseau public et, partant, sur les écarts éventuels entre les programmes d'appel et d'approvisionnement, de production et de consommation. Ces mêmes données de comptage sont utilisées pour la tarification de l'utilisation des réseaux et pour le mécanisme de règlement des écarts. Enfin, les données de comptage sont utilisées pour la facturation du client final par les fournisseurs.

Actuellement, des projets de déploiement de systèmes de comptage évolué (*Automated meter management* – AMM) se multiplient dans le monde, et notamment en Europe. Le système AMM, grâce à un mode de communication bidirectionnelle entre le compteur et le système de gestion automatisé du comptage, complète les fonctionnalités fondamentales des compteurs actuels : il permet la télérelève automatisée des données de comptage, la réalisation à distance de certaines prestations qui nécessitent actuellement un déplacement sur site tels la mise en service ou encore le changement de puissance souscrite, et favorise la maîtrise de sa consommation d'énergie par le client. De plus, le système AMM permet la proposition, par tous les fournisseurs, d'offres de fourniture d'électricité diversifiées, notamment en fonction des jours et des heures d'utilisation. Ces offres inciteront les consommateurs à moins consommer en heures de pointe et diminueront le recours aux moyens de production fonctionnant au charbon ou au fuel, émetteurs de CO₂. Le système AMM s'inscrit dans la dynamique impulsée par le Grenelle de l'environnement. Par ailleurs, plusieurs textes législatifs ou

réglementaires conduisent nécessairement au développement des systèmes de comptage évolués.

En France, le IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, issu de la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, prévoit que les « gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différenciés suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ». Cette disposition de la loi trouve son application dans le déploiement de systèmes de comptage évolués. Les modalités de mise en œuvre du dispositif doivent cependant être précisées dans un décret pris sur proposition de la CRE. La CRE proposera au cours de l'année 2008 un texte permettant l'atteinte des objectifs fixés par la loi. Il a fait l'objet d'une consultation publique et vise tous les gestionnaires de réseaux.

En Europe, l'article 13 de la directive du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique prévoit que « des factures sur la base de la consommation réelle sont établies à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie ». De plus, la dernière version du projet de « 3^e paquet énergie » prévoit une information des consommateurs sur leur consommation réelle d'énergie à une fréquence incompatible avec les pratiques actuelles (relevé semestriel). Le système AMM permet de répondre à ces obligations et de supprimer le recours à la facturation estimée des consommations, source de réclamations.

LE PROJET D'ERDF : SUIVI ET ÉVOLUTION DE L'EXPÉRIMENTATION

ERDF a annoncé, en 2007, le lancement d'un « projet pilote » portant sur le remplacement de 300 000 compteurs par des compteurs évolués. L'objectif de ce projet est de préparer le déploiement généralisé, à terme, des systèmes de comptage évolués à l'échelle de l'ensemble de ses zones de dessertes. Selon le calendrier présenté par ERDF, la pose

des premiers compteurs expérimentaux interviendrait courant 2010, pour tester le système dans deux zones géographiques, urbaine et rurale. Si cette expérimentation est concluante, la généralisation interviendra à partir de 2012, après prise en compte du retour d'expérience de l'expérimentation. Cette expérimentation ne fait pas obstacle à ce que d'autres projets soient lancés par d'autres gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

Pour remplacer les 35 millions de compteurs installés en France, ERDF a évalué le coût de l'investissement entre 4 à 5 milliards d'euros, déploiement qui s'étendrait sur environ 5 ans. Néanmoins, les nouveaux compteurs évolués permettront de réaliser des économies importantes, telle que la suppression de la majorité des déplacements (relevé, mise en service, modification de puissance, modification d'offre...), et d'offrir aux consommateurs une amélioration significative de la qualité de service (absence de dérangement, réduction des délais d'intervention, connaissance fine et fréquente de la consommation, suppression de la facturation sur consommation estimée, nouvelles offres de fourniture et de service...). Cet investissement devrait, donc, être financé, pour une part significative, par les gains de productivité dégagés par ERDF.

Dans la suite de sa délibération du 29 janvier 2004, et après consultation des acteurs du marché, la CRE, dans sa délibération du 6 juin 2007, a fixé les orientations à suivre pour les évolutions du système de comptage électrique équipant les installations des utilisateurs raccordées en basse tension pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et a défini les fonctionnalités minimales à mettre en œuvre par les gestionnaires de réseaux pour que les coûts de déploiement d'un système de télégestion généralisée puissent être couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité.

Cette délibération précise, également, que l'évolution des systèmes de comptage ne peut se justifier que si elle permet :

- l'amélioration de l'information des consommateurs et la maîtrise de la demande de l'électricité ;
- un meilleur fonctionnement du marché de l'électricité, par la diversification

de nouvelles offres de fourniture et de services ;

- l'optimisation des procédures (réduction des délais d'intervention, précision des données de facturation, diminution du nombre de réclamations, etc.);
- l'amélioration de la qualité du service rendu ;
- la maîtrise des coûts des gestionnaires de réseaux, en particulier en économisant les frais de relève et les interventions sur place.

La CRE a également souligné que ces nouveaux dispositifs devront permettre l'amélioration des conditions dans lesquelles les gestionnaires de réseaux, en situation de monopole, accomplissent leurs missions et rendre possible une diversification des offres et une maîtrise de la demande.

Des points de vigilance ont été identifiés :

- la protection des « informations commercialement sensibles », définies par le décret du 16 juillet 2001 modifié, devra être garantie par l'utilisation de systèmes de cryptage, notamment lors du transfert des données entre le compteur et le système central d'ERDF ;
- les consommateurs devront être assurés que la possibilité de suivre finement leur consommation d'électricité ne porte pas préjudice à la nécessaire protection de la vie privée.

Enfin, la CRE a rappelé dans cette délibération que le « projet pilote » d'ERDF ne pouvait être regardé que comme une

expérimentation et devait être mené en concertation avec les fournisseurs, les associations de consommateurs et les autres gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

ERDF a présenté son projet au sein du GTC et recueilli les réactions des parties prenantes. Cette concertation a notamment mis en lumière le besoin des fournisseurs de disposer, en plus de la sortie télé-information, d'une alimentation électrique pour leurs éventuels équipements additionnels du type « boîtier énergie ».

La concertation s'est également attachée à analyser les conséquences du déploiement généralisé des compteurs évolués sur le fonctionnement actuel du marché, en termes de système d'information, de processus, et de prestations offertes par les gestionnaires de réseaux de distribution, ainsi qu'en termes d'offres tarifaires proposées par les fournisseurs. Les conclusions de ces travaux constituent les éléments de cadrage nécessaires à l'instruction technique par les groupes de travail du GTE.

La CRE a mis en place un Comité de contrôle, chargé d'évaluer l'adéquation du projet de mise en place d'un système de comptage évolué d'ERDF avec les orientations définies dans sa délibération du 6 juin 2007. À l'issue de l'expérimentation, la CRE précisera les conditions de la généralisation de la

mise en place des compteurs évolués à l'ensemble du territoire.

ERDF prévoit également de tester des systèmes de comptage évolués pour les utilisateurs du réseau raccordés en basse tension pour des puissances supérieures à 36 kVA et les utilisateurs raccordés en haute tension. Si une extension de la mise en place de compteurs évolués à ces utilisateurs s'avère pertinente, la CRE fixera les orientations nécessaires à cette extension qui devra également concerner les ELD.

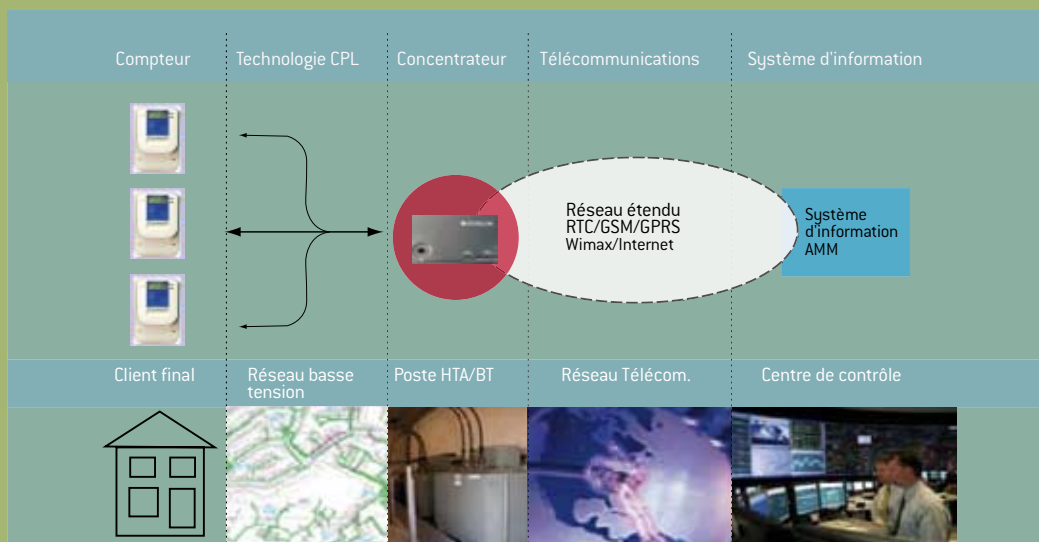
LE COMPTAGE EN GAZ : LE PROJET DE GrDF

GrDF teste actuellement une solution de télérelève des compteurs pour les clients du segment industriel/tertiaire. Ce projet a été présenté en GTC : compte tenu des spécificités du gaz, il ne portera que sur le comptage de l'énergie.

Cette expérimentation, dont le suivi sera assuré en concertation avec les acteurs du marché au sein du GTC, pourrait déboucher sur une généralisation du télérelevé. Pour les clients résidentiels en habitat collectif, GrDF teste des modalités de généralisation du téléreport, évolutif vers le télérelevé.

La CRE fixera les conditions auxquelles devra répondre le comptage évolué en gaz conformément à ce qui a été fait pour l'électricité.

Architecture du système de comptage évolué d'ERDF



II. Les marchés de l'électricité et du gaz naturel

1. L'évolution du contexte législatif et réglementaire

1.1. Le contexte législatif : la réversibilité

La loi du 21 janvier 2008 modifie les articles 66 et suivants de la loi de programme du 13 juillet 2005. Elle permet à certains consommateurs, en fonction de leur situation, d'accéder aux tarifs réglementés pour les sites nouvellement raccordés avant le 1^{er} juillet 2010, et de revenir aux tarifs réglementés de vente jusqu'au 30 juin 2010. Ce dispositif, malgré sa complexité (cf. encadrés 19 et 20, p. 100), est de nature à instaurer la confiance dans le marché. Le consommateur qui change de fournisseur pour une offre à prix de marché a le confort de savoir qu'il peut revenir à un système connu.

1.2. Le contexte réglementaire

Sur la base de la loi du 7 décembre 2006, plusieurs textes d'application sont venus renforcer la protection des consommateurs. Les textes adoptés en 2007-2008 sont les suivants :

- réglementation des factures clients et encadrement des pratiques commerciales des fournisseurs ;
- instauration du médiateur national de l'énergie ;
- création d'un tarif spécial de solidarité de gaz pour les clients vulnérables.

De plus, un décret est venu modifier le décret du 16 juin 2001 relatif aux informations commercialement sensibles.

1.2.1. Réglementation des factures clients et encadrement des pratiques commerciales des fournisseurs

Un arrêté du 2 juillet 2007 pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie précise les conditions de présentation des factures des fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel et fixe la liste des mentions obligatoires. Il impose par exemple de préciser si les consommations sont estimées ou relevées, ainsi que le détail des abonnements, services et prestations souscrits. Il n'interdit pas la facturation sur la base d'un forfait, mais impose l'envoi, au moins une fois par an, d'une facture établie en fonction de l'énergie effectivement consommée. Cet arrêté, pris après consultation du Conseil National de la Consommation, a repris les recommandations de la CRE formulées dans ses délibérations des 8 février et 27 septembre 2007 relatives à la préparation de l'ouverture des marchés.

Un décret du 20 août 2007, pris par le ministre chargé de l'économie, renforce les dispositions du Code de la consommation issues de la loi du 7 décembre 2006, en venant sanctionner le non-respect de ces prescriptions par des contraventions de 5^e classe.

1.2.2. Instauration du médiateur national de l'énergie

Le médiateur national de l'énergie institué par l'article 43 de la loi du 10 février 2000 dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006 est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs. Un décret du 19 octobre 2007 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie a précisé les conditions de son fonctionnement.

Un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie du 26 octobre 2007 a fixé le montant de son budget pour 2007 (4,1 M€). L'actuel médiateur a été nommé le 5 novembre 2007.

1.2.3. Création d'un tarif spécial de solidarité du gaz pour les clients vulnérables

Un projet de décret relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité a été transmis à la CRE le 11 février 2008 par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La CRE a rendu son avis le 27 mars 2008.

Le projet de décret a été transmis le 24 avril 2008 au Conseil d'État.

1.2.4. Modification du décret relatif aux informations commercialement sensibles (ICS)

Le décret du 16 juin 2001 relatif aux informations commercialement sensibles a

été modifié par un décret du 27 novembre 2007. Il permet désormais de surmonter l'opposition de la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité à la transmission de certaines informations aux fournisseurs d'électricité, notamment les historiques de consommation et la puissance d'acheminement lors de la souscription d'une offre de fourniture par un client. Cette évolution, essentielle pour le bon fonctionnement du marché est souhaitée de longue date par la CRE. Il appartient à ERDF de mettre en œuvre rapidement les évolutions nécessaires de son

système d'information, d'autant plus que celles-ci auraient pu être anticipées.

2. Les marchés de l'électricité

2.1. La chaîne de valeur et le bilan physique

La chaîne de valeur de l'électricité comprend quatre maillons : production, négoce, transport/distribution, fourniture aux clients finals. (cf. figure 29, p. 100)

La production

La production d'électricité est ouverte à la concurrence. Toute entreprise a la possibilité de produire de l'électricité en France, pour :

- la vendre sur les marchés de gros ou de détail ;
- la consommer, totalement ou en partie, pour ses propres besoins ;
- la vendre à EDF ou aux ELD dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat ;
- l'exporter.

La production d'électricité en France est dominée par EDF, qui dispose de 85 % de la capa-

Encadré 19 : Conditions d'exercice de la réversibilité pour les clients résidentiels

Source : www.energie-info.fr

99

ÉLECTRICITÉ

J'utilise déjà l'électricité dans mon logement	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché.
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché 3) Principe de «réversibilité» : Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF ⁽¹⁾ , 6 mois minimum après avoir souscrit pour la première fois, dans ce logement, une offre de marché.
J'emménage dans un logement précédemment occupé ou nouvellement raccordé		1) Je peux souscrire une offre de marché. 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF ⁽¹⁾ .

GAZ NATUREL

J'utilise déjà le gaz naturel dans mon logement	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché. > Important : Si je souscris une offre de marché, il ne m'est ensuite plus possible de souscrire, en mon nom, une offre au tarif réglementé pour ce logement.
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché. > À noter : je ne peux plus souscrire, en mon nom, une offre au tarif réglementé pour ce logement.
J'emménage dans un logement précédemment occupé ou nouvellement raccordé		1) Je peux souscrire une offre de marché. 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès de Gaz de France ⁽²⁾ .

(1) EDF ou bien, dans certaines communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local d'électricité.

(2) Gaz de France ou bien, dans certaines communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local de gaz naturel.

Encadré 20 : Conditions d'exercice de la réversibilité pour les clients professionnels

Source : www.energie-info.fr

ÉLECTRICITÉ

J'utilise déjà l'électricité dans un local professionnel	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché.
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché.
Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel précédemment occupé		1) Je peux souscrire une offre de marché. 2) Jusqu'au 30 juin 2010, et si je dispose d'une puissance installée inférieure ou égale à 36 kVA (kiloVoltAmpères), je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF ⁽¹⁾ .
Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel qui vient d'être raccordé au réseau d'électricité		1) Je peux souscrire une offre de marché. 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF ⁽¹⁾ , quelle que soit la puissance installée dont je dispose.

100

GAZ NATUREL

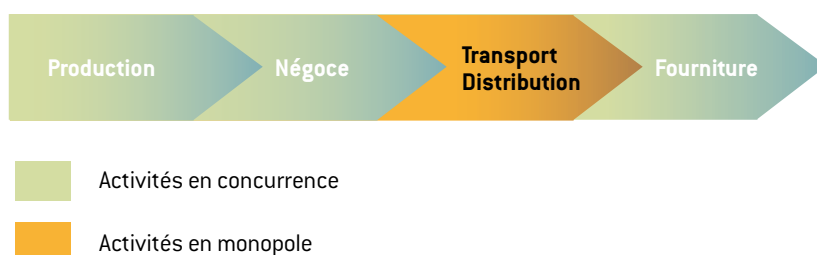
J'utilise déjà le gaz naturel dans un local professionnel	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché. > Important : Si je souscris une offre de marché, il ne sera plus possible par la suite de souscrire une offre au tarif réglementé pour ce local (ni pour moi-même ni pour les occupants suivants de ce local).
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché.
Je demande la mise en service du gaz naturel dans un local professionnel précédemment occupé		1) Je peux souscrire une offre de marché. 2) Je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès de Gaz de France ⁽²⁾ à condition que le précédent occupant du local n'ait pas souscrit une offre de marché pour le gaz naturel.
Je demande la mise en service du gaz naturel dans un local professionnel qui vient d'être raccordé au réseau de gaz naturel		Je dois souscrire une offre de marché avec le fournisseur de gaz naturel de mon choix.

(1) EDF ou bien, dans certaines communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local d'électricité.

(2) Gaz de France ou bien, dans certaines communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local de gaz naturel.

Figure 29 : La chaîne de valeur commerciale de l'électricité

Source : CRE



citée de production. Quatre autres producteurs exploitent des installations de grande puissance : Suez (CNR et SHEMA), Endesa France, Gaz de France et Total. Ils détiennent au total 6 % de la capacité installée. Les 9 % restants sont constitués d'unités de production de petite taille, exploitées par :

- un grand nombre de producteurs indépendants, qui pour la plupart vendent leur production à EDF et aux ELD dans le cadre d'obligations d'achat ;
- des industriels, qui consomment leur production.

Le négoce

Le négoce (ou *trading*) désigne l'échange de grands volumes d'électricité sur le marché de gros. Au 31 mars 2008, 117 opérateurs étaient actifs sur le marché de gros français, soit sensiblement autant qu'un an auparavant. On distingue trois types d'acteurs :

- les cinq principaux producteurs mentionnés ci-dessus qui ont des clients finals ; ils vendent tout ou partie de leur production sur le marché de gros ou y achètent un complément à leur production pour l'approvisionnement de leurs clients finals ;
- les fournisseurs non producteurs ; ils achètent sur le marché de gros pour couvrir la consommation de leurs clients finals ;
- les négociants (ou *traders*), qui n'ont ni outils de production ni clients finals ; ils achètent et revendent de l'électricité pour profiter d'opportunités liées au niveau des prix en France et en Europe.

Les cinq principaux producteurs ainsi que certains fournisseurs non producteurs ont développé une activité de *trading*. Cette activité est généralement gérée comme un centre de profit séparé des activités de production et de fourniture.

Le transport et la distribution

Le réseau public de transport français est géré par RTE, filiale d'EDF. Les réseaux de distribution sont gérés par ERDF, filiale d'EDF, et par environ 160 ELD. L'accès aux réseaux français est ouvert aux tiers et régulé.

La fourniture

La fourniture désigne la vente d'électricité aux clients finals, c'est-à-dire aux clients qui consomment effectivement l'électricité, sans la revendre. Cette activité est ouverte à la concurrence. 18 fournisseurs alternatifs et environ 160 ELD exercent une activité de fourniture en France.

Le bilan physique du marché français reste caractérisé par un solde largement exportateur mais qui se réduit d'année en année. Les exportations nettes d'électricité ont représenté, en 2007, 11 % du volume de la production nationale, contre 16 % en 2006.

La figure 30 représente les approvisionnements et débouchés des fournisseurs d'électricité en France en 2007, ainsi que la variation par rapport à 2006.

2.2. Le marché de gros

2.2.1. La concentration amont et l'intégration verticale du marché

La concurrence sur l'activité de production d'électricité en France est structurellement insuffisante. L'amont du marché français est fortement concentré. Le groupe EDF, qui exploite la majeure partie du parc a été à l'origine, en 2007, de 85 % de la production nationale et a acquis auprès de producteurs indépendants, par le mécanisme d'obligation d'achat, environ 5 % de la production nationale.

De même, l'activité de production hors EDF est concentrée entre quatre producteurs.

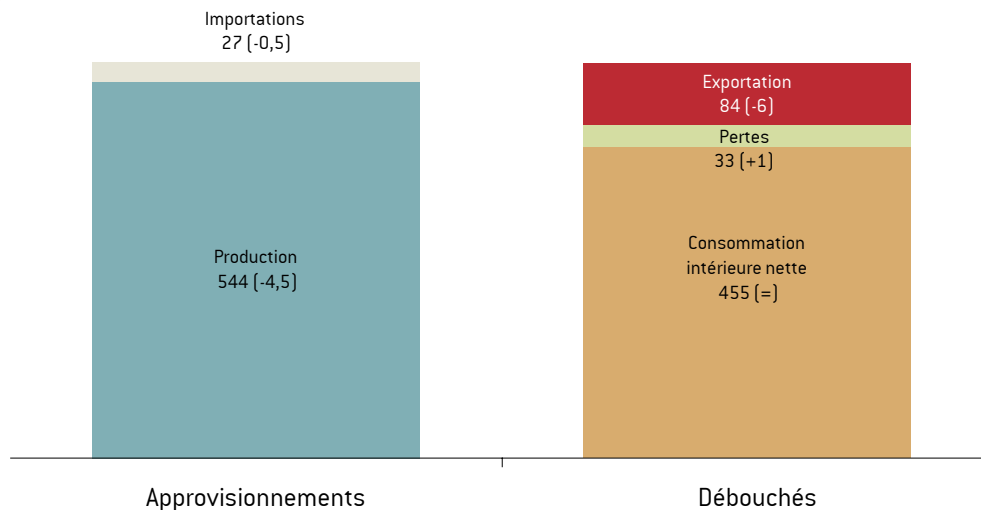
Trois facteurs sont susceptibles de modifier légèrement, dans les années à venir, la structure de la production française :

- le projet de fusion Suez/Gaz de France, qui accroîtra la concentration de la production alternative à EDF ;
- la mise en service des nouveaux moyens de production (essentiellement des cycles combinés au gaz) annoncés à ce jour par différentes sociétés ;
- la mise en concurrence lors du renouvellement des concessions hydrauliques existantes.

Seuls ces deux derniers facteurs contribueront à l'accroissement de la concurrence sur le segment de la production. Toutefois,

Figure 30 : Bilan physique du marché français en 2007 et comparaison avec 2006 (TWh)

Source : CRE d'après RTE



leurs effets seront modestes et à moyen terme, essentiellement sur la semi base et la pointe.

La figure 31 illustre la concentration de la production française.

L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) mesure la concentration d'un marché ; il est d'autant plus élevé que le marché est concentré. L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants. On considère généralement

qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. Compte tenu des spécificités des marchés de l'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, concentration et concurrence sur les marchés de gros de l'électricité ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés : dans certaines circonstances de tension de l'équilibre offre-demande, un opérateur disposant d'une part de marché limitée

peut avoir un pouvoir de marché suffisant pour être en mesure d'influencer les prix. La figure 32 présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français en 2007. Du fait des cessions internes d'électricité entre les activités de production et de commercialisation d'EDF, les volumes échangés sur le marché de gros restent limités au regard de la consommation nationale. Associée à la forte concentration de l'amont, cette intégration verticale restreint très fortement la liquidité du marché de

Figure 31 : Indice de concentration (HHI) de la production d'électricité : comparaison entre 2006 et 2007 selon quatre scénarios (en énergie)

Source : CRE d'après RTE

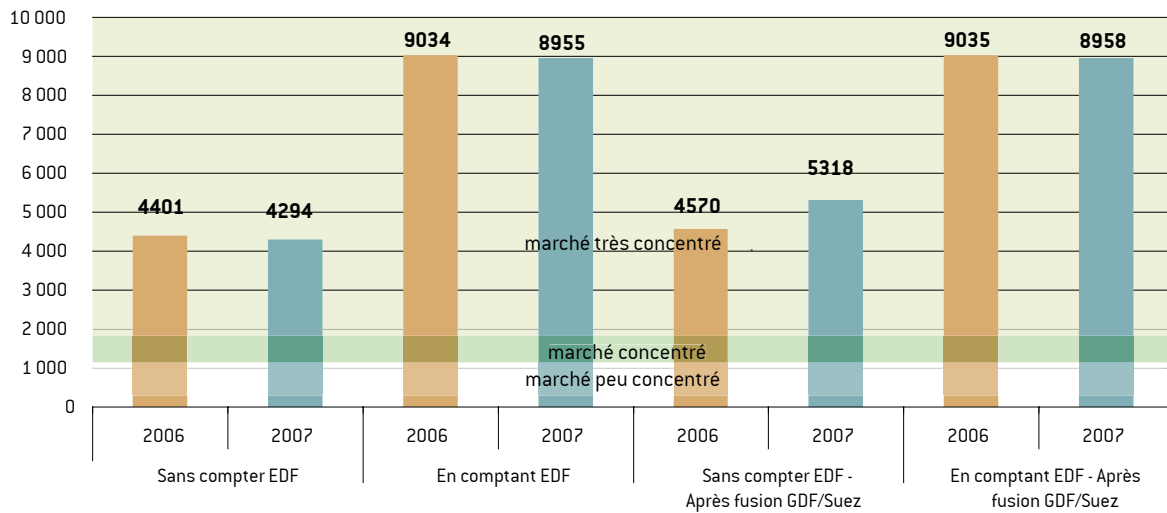
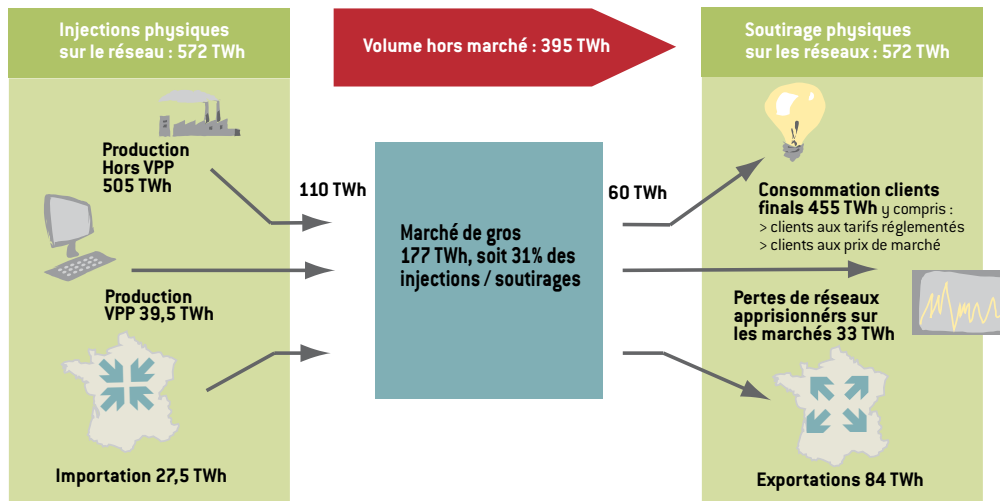


Figure 32 : Activités amont et aval sur le marché de gros français en 2007

Source : CRE d'après RTE



gros français. Ainsi, en 2007, seuls 22 % de la production et 13 % de la consommation des clients finals pouvaient alimenter des transactions sur le marché de gros.

2.2.2. Le développement des activités sur le marché de gros français

Les volumes sont restés stables

Les livraisons entre acteurs du marché de gros, qui étaient en croissance en 2006, sont restées stables depuis lors (cf. figure 33).

Ces livraisons, qui résultent de transactions intervenues dans le passé, ne reflètent pas l'activité réelle sur le marché de gros français. Toutefois, leur stabilité tend à traduire un fléchissement de la liquidité.

Les livraisons restent peu concentrées

Au 31 mars 2008, 117 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français, dont 66 intervenaient sur Powernext Day-Ahead et 31 sur Powernext Futu-

res. La figure 34 (p. 104) illustre la concentration des livraisons liées à des transactions sur le marché de gros français. Le négoce est moins concentré que la production ou la fourniture aux clients finals. Cela résulte de la très forte intégration verticale production-fourniture d'EDF : l'essentiel des volumes produits et commercialisés par cet acteur ne transite pas par le marché de gros.

L'activité sur Powernext a augmenté

L'activité sur Powernext Futures a diminué jusqu'en septembre 2007 puis a connu une forte croissance au cours du quatrième trimestre 2007. Au total, le volume négocié sur Powernext Futures a progressé de 37 % au cours des douze derniers mois (cf. figure 35, p. 104). L'activité sur la plateforme EEX France est nulle depuis août 2006.

L'activité sur Powernext Day-Ahead est en croissance, avec des variations essentiellement saisonnières. Le volume total négocié au cours des douze derniers mois a en effet augmenté de plus de 25 %.

Powernext a lancé de nouveaux services de négociation

En juillet 2007, Powernext a lancé un service de négociation de contrats *day ahead* en cotation continue, ainsi qu'un service de négociation de contrats intrajournaliers, également en cotation continue. L'activité sur la plateforme intrajournalière a connu une progression forte depuis son lancement jusqu'au premier trimestre 2008 où elle se stabilise. Les volumes échangés et le nombre des transactions y sont significatifs : au premier trimestre 2008, les volumes mensuels traités sur Powernext Intraday s'établissaient en moyenne à 56 GWh pour une moyenne de 2 311 transactions. (cf. figure 36, p. 104)

Figure 33 : Volumes livrés sur le marché de gros français de l'électricité (volumes des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré)

Source : CRE d'après RTE

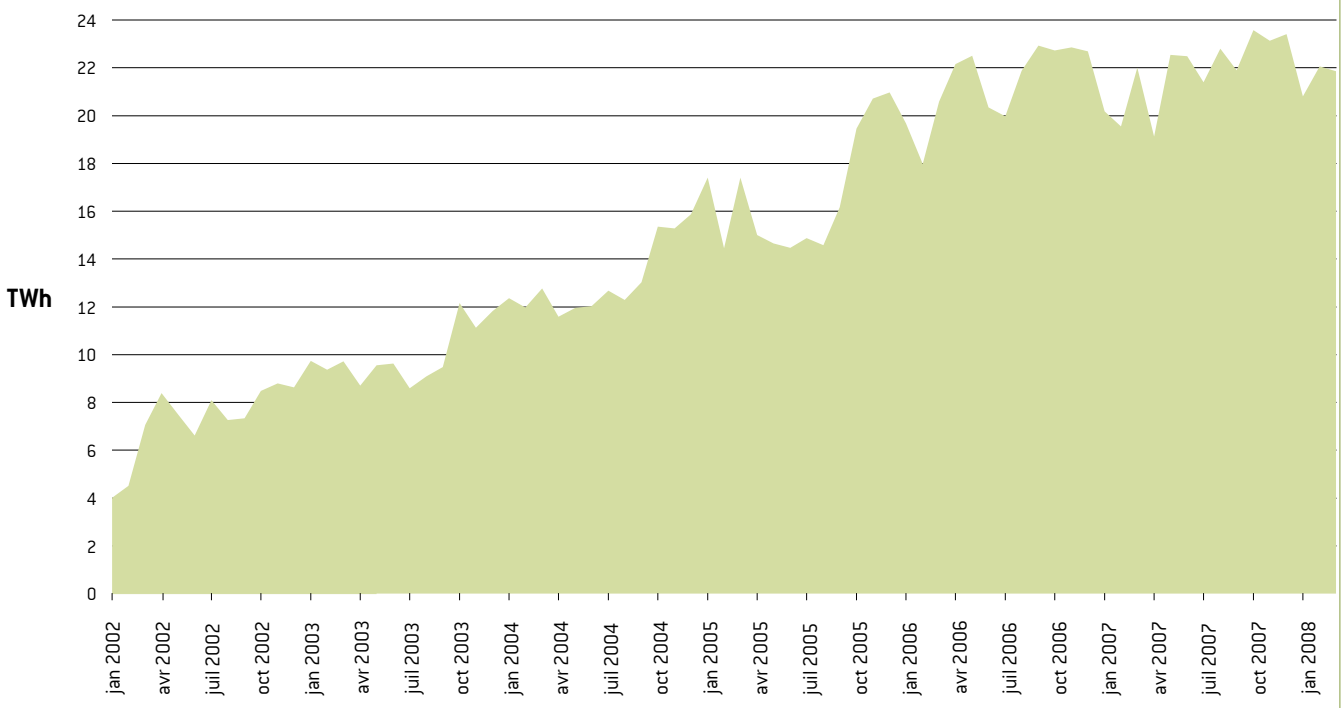


Figure 34 : Indice de concentration (HHI) des livraisons d'énergie occasionnées par les échanges sur le marché de gros – comparaison entre 2006 et 2007 (en énergie)

Source : CRE d'après Powernext, RTE

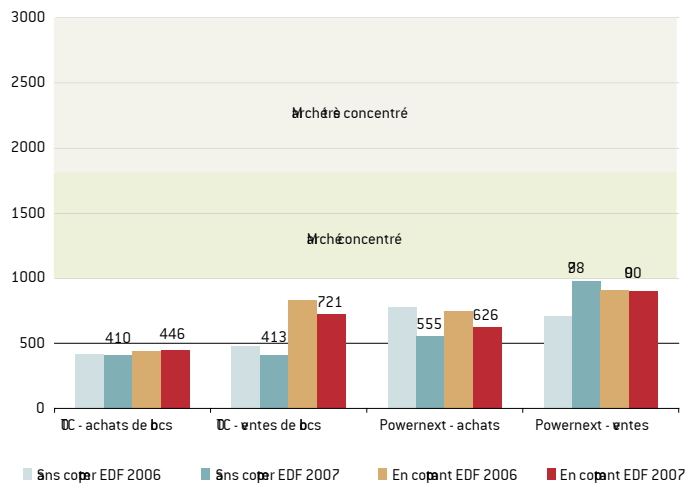


Figure 35 : Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français – toutes échéances confondues Source : Powernext, EEX

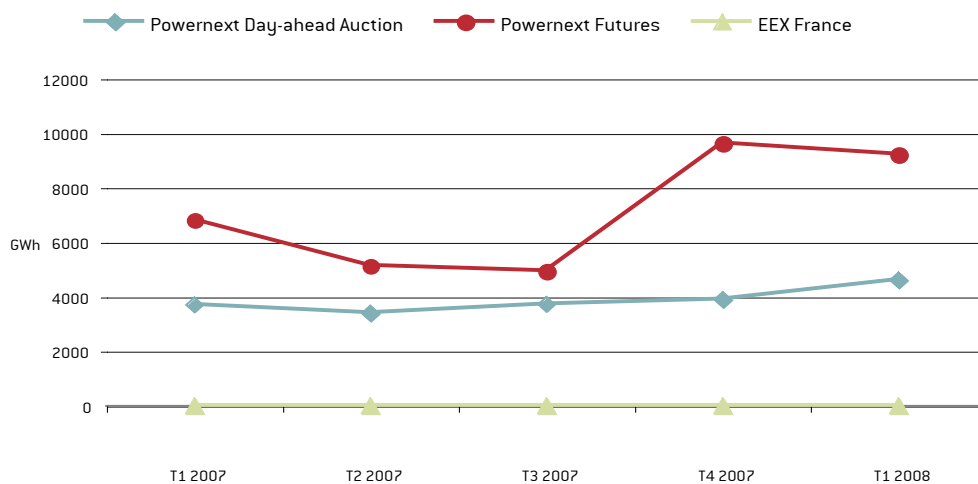
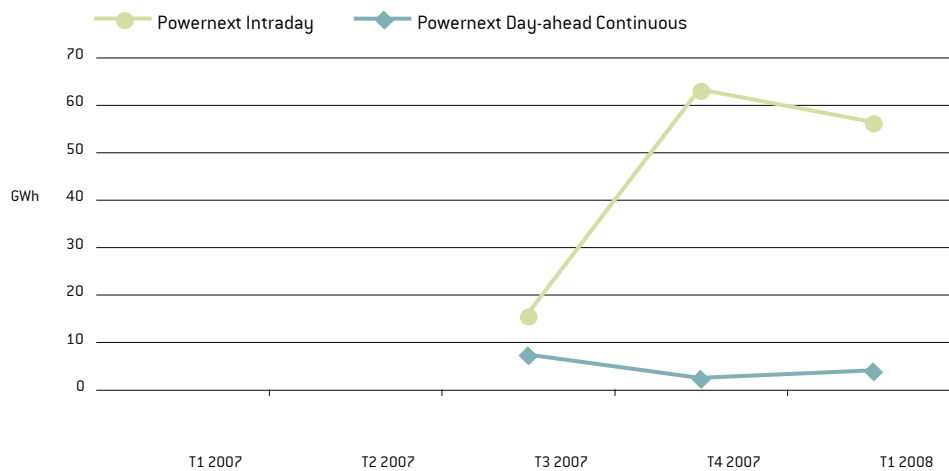


Figure 36 : Volumes moyens mensuels de transactions sur Powernext Intraday et Powernext Day-ahead continuos Source : RTE, Analyse CRE



2.2.3. La transparence de la production

La transparence des informations concernant la production est une condition essentielle du bon fonctionnement des marchés de gros. Cette condition est particulièrement importante en France où EDF détient la plupart des moyens de production, il est indispensable que les autres acteurs disposent d'informations leur permettant d'anticiper l'évolution de l'équilibre physique offre-demande du marché français.

L'Union Française de l'Électricité (UFE) publie des informations *ex post* et *ex ante* sur la disponibilité et l'utilisation du parc des principaux producteurs français. La fréquence de mise à jour de ces données a été améliorée en février 2007. RTE assure leur mise en ligne sur son site internet, sans toutefois en garantir l'exactitude.

Cette publication améliore la transparence du marché français :

- les informations couvrent la totalité des grandes centrales françaises, qui représentent environ 91 % du volume de production ;
- les informations prévisionnelles portent sur des durées allant du jour suivant aux trois années suivantes. Elles couvrent ainsi les principales échéances à terme traitées sur le marché français.

Le dispositif de l'UFE reste toutefois perfectible, en particulier au regard des recommandations formulées par l'ERGEG dans ses *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets* :

- la publication ne couvre que les moyens des producteurs participant à la démarche ;
- elle ne concerne que les moyens de production d'une puissance supérieure à 20 MW ;
- les données sont agrégées en catégories de production hétérogènes telles que « Charbon + gaz », « Fioul + pointe », « Autres » ;
- il n'existe pas d'actualisation en temps réel des données publiées, par exemple à la suite des incidents intervenant sur les centrales de production.

À l'occasion de son enquête sur les pics de prix observés sur Powernext en octobre-novembre 2007, la CRE a analysé les données publiées par l'UFE pour les journées concernées (cf. p. 139).

2.2.4. L'évolution des prix

Les prix *day ahead*

La figure 37 montre l'évolution des prix *day ahead* sur Powernext depuis janvier 2006. Le niveau des prix *day ahead* en 2007 était inférieur à celui de 2006, la moyenne annuelle des prix *day ahead* en 2007 sur Powernext s'élevant à environ 41 €/MWh en base et 59 €/MWh en pointe, contre 49 €/MWh en base et 69 €/MWh en pointe en 2006.

Les prix *day ahead* avaient été bas pendant les trois premiers trimestres de l'année 2007, principalement en raison de températures clémentes qui avaient limité l'augmentation de la demande en hiver et favorisé le fonctionnement des centrales thermiques en été.

À partir du mois d'octobre 2007, les prix ont connu une forte hausse. Cette hausse semble liée à une forte baisse des températures, ainsi qu'à une faible disponibilité de la filière nucléaire française. Selon EDF, la disponibilité de la filière nucléaire aurait baissé en raison de problèmes techniques fortuits et de mouvements sociaux.

Fin octobre et en novembre, des prix élevés ont été observés sur Powernext

Figure 37 : Moyennes hebdomadaires des prix *day ahead* sur Powernext
Source : Powernext

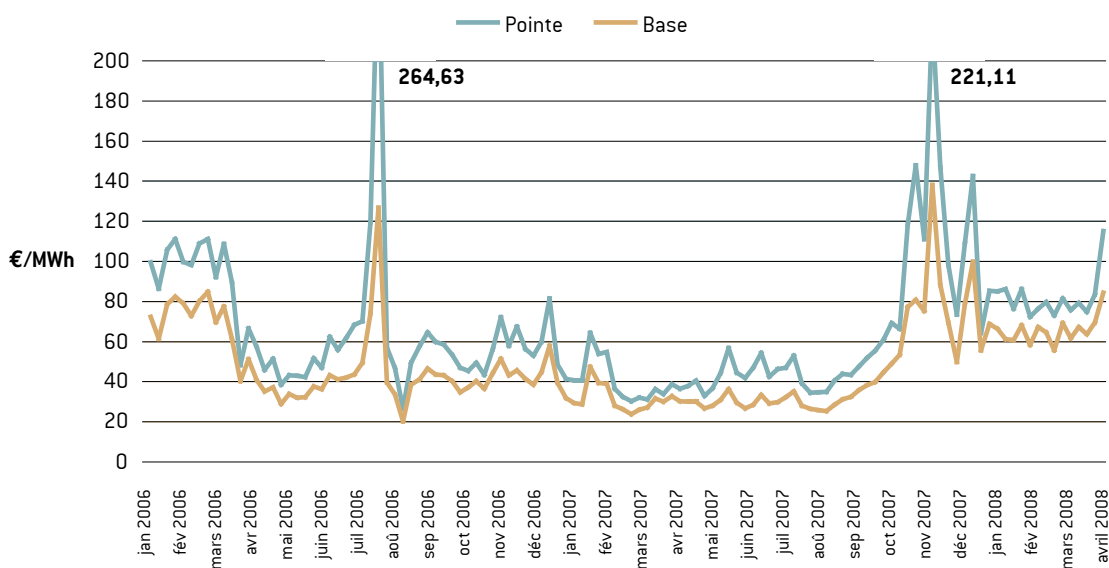
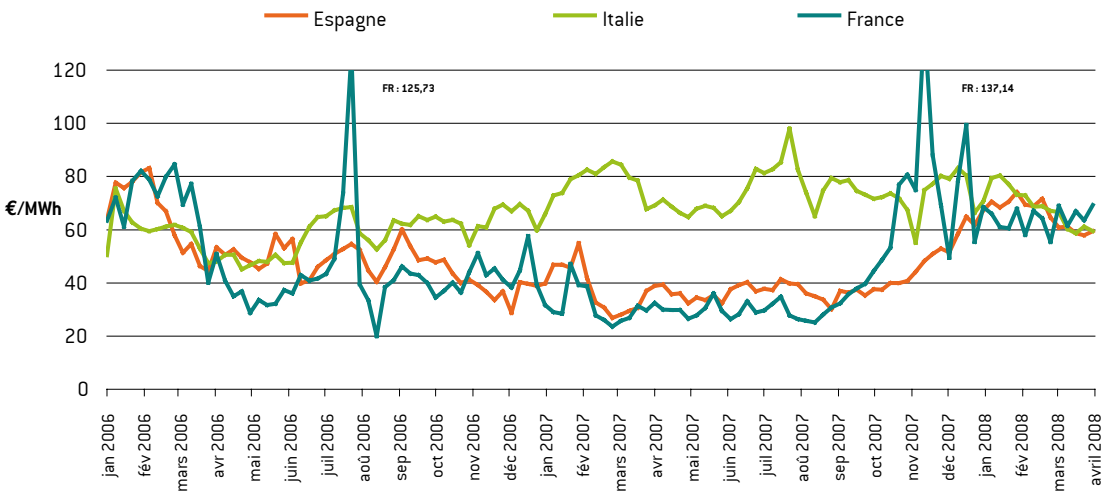
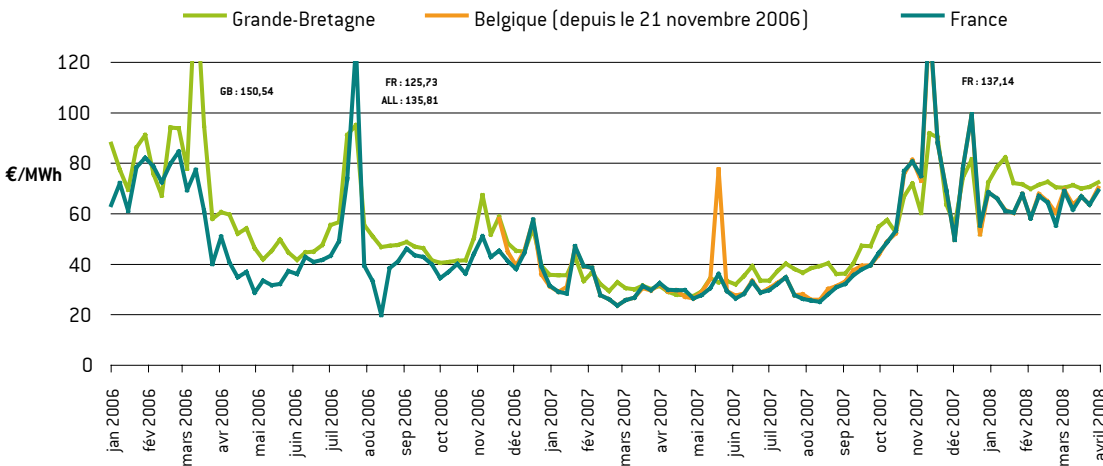
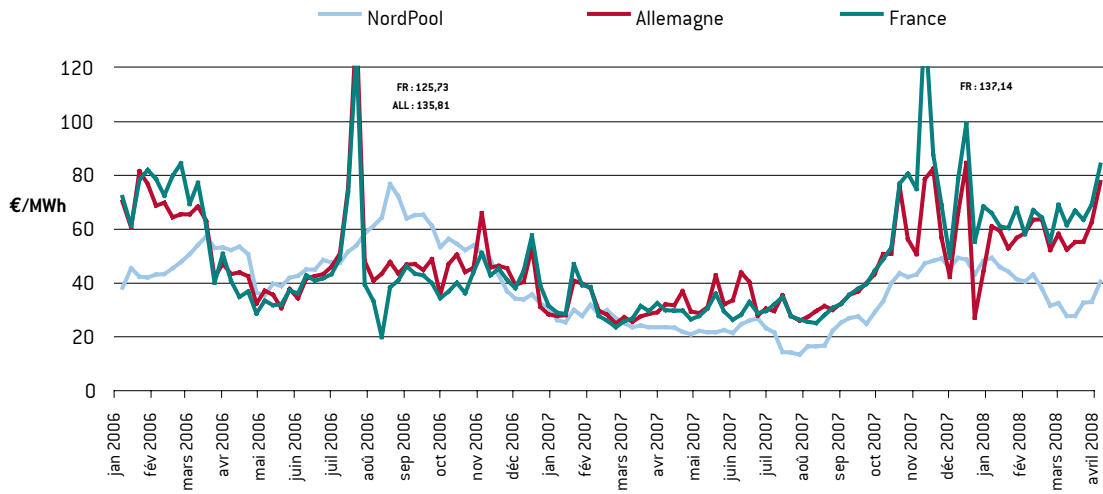


Figure 38 : Moyennes hebdomadaires des prix day ahead européens

Source : Powernext, NordPool, EEX, Platts, Belpex, OMEL, IPEX



Day-Ahead : le prix horaire a atteint 1236 €/MWh à l'heure 19 le 29 octobre 2007, 2 500 €/MWh à l'heure 21 le 12 novembre et 1 762 €/MWh à l'heure 19 le 15 novembre. La CRE a analysé la formation de ces prix [cf. p. 139].

De janvier à fin mars 2008, le redoux des températures associé à une bonne production éolienne allemande a favorisé la baisse de tension du système électrique français et en conséquence a contribué à une baisse des prix *day ahead*.

La volatilité des prix en 2007 a diminué par rapport à 2006 ; cette diminution coïncide avec la mise en service du couplage, en novembre 2006, des marchés français, belge et néerlandais.

Les prix en Allemagne, en Belgique, en Grande-Bretagne et en Espagne ont affiché une évolution similaire aux prix français : bas au cours des trois premiers trimestres de l'année 2007 et en forte augmentation à partir d'octobre. Ils ont été tirés à la hausse d'une part par la baisse des températures, d'autre part par les tensions sur le système français. Alors que les prix français étaient plus bas que dans la plupart des pays européens de janvier à septembre 2007, ils étaient les plus élevés pendant les périodes de forte tension sur le système français en octobre et novembre 2007. Le premier trimestre 2008 a vu

les prix sur les places européennes diminuer, en raison, principalement, de températures plus douces.

La figure 38 montre l'évolution des prix *day ahead* sur les principaux marchés européens depuis janvier 2006.

Les prix forward

La figure 39 montre l'évolution des prix *forward* Y+1 Base et Pointe sur Powernext Futures depuis janvier 2006. Le niveau de prix en 2007 pour 2008 était en moyenne moins élevé que ne l'avaient été les prix en 2006 pour 2007. Toutefois, les prix ont terminé l'année à un niveau très supérieur aux prix de début d'année.

Depuis juillet 2007, la période a été marquée :

- d'abord, par une stabilité des prix pendant plusieurs mois ;
- ensuite, par une nette augmentation des prix en octobre et novembre 2007 en raison probablement de la forte hausse des prix du charbon, du pétrole et des prix *day ahead* ;
- puis, par une légère baisse des prix en janvier, qui serait liée à la baisse des prix du pétrole et du charbon. Les mauvais résultats de l'économie américaine et des marchés financiers européens, nourrissant l'anticipation d'un ralentissement de l'activité économique, auraient également contribué à la baisse des prix ;

enfin, par une forte augmentation à partir du 24 janvier jusqu'à la fin mars 2008, suivant la forte hausse des prix du charbon et celle du pétrole.

La figure 40 [cf. p. 108] montre l'évolution des prix des *forward* annuels Base en France, en Allemagne, au Royaume-Uni et sur NordPool.

Les prix *forward* annuels français, qui étaient, depuis début 2007, moins élevés que les prix allemands en 2007, leur sont supérieurs depuis fin octobre 2007. Cette évolution est certainement liée aux tensions sur le marché français à cette période, provoquant une plus importante hausse des prix *day ahead* sur le marché français que sur le marché allemand. Les facteurs ayant poussé les prix *day ahead* à la hausse [températures basses, mauvaise disponibilité nucléaire en France] pourraient avoir conduit les acteurs à augmenter la prime de risque pour les *forward*. En outre, la prime de risque traditionnellement liée aux températures froides semble avoir été à nouveau considérée comme plus élevée en France qu'en Allemagne. À partir de janvier 2008 jusqu'à mars 2008, le différentiel de prix entre les *forward* allemands et français était presque nul.

Figure 39 : Prix du forward annuel sur Powernext Futures

Source : Powernext

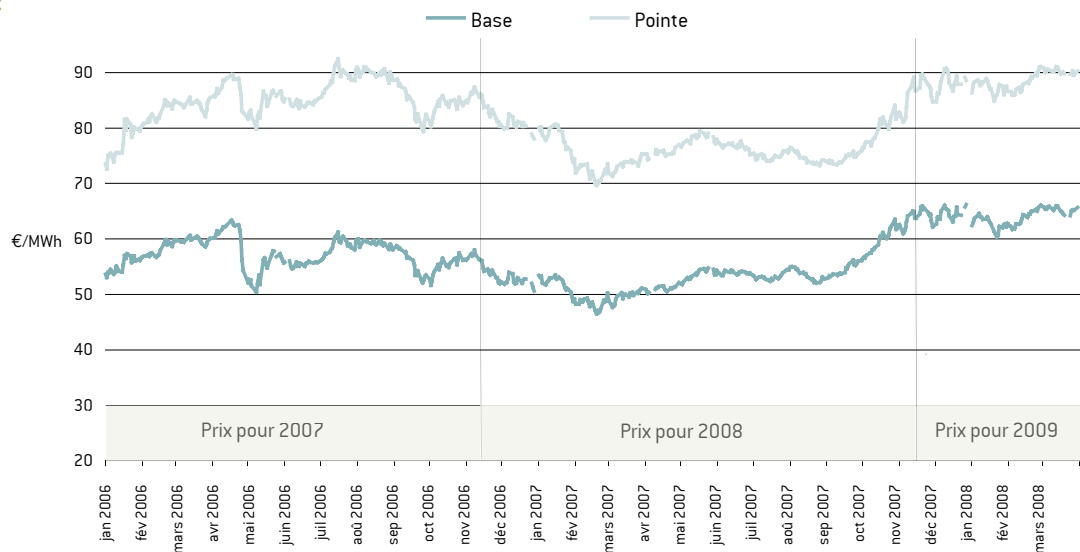


Figure 40 : Prix des forward européens

Source : NordPool, Platts, EEX, Powernext

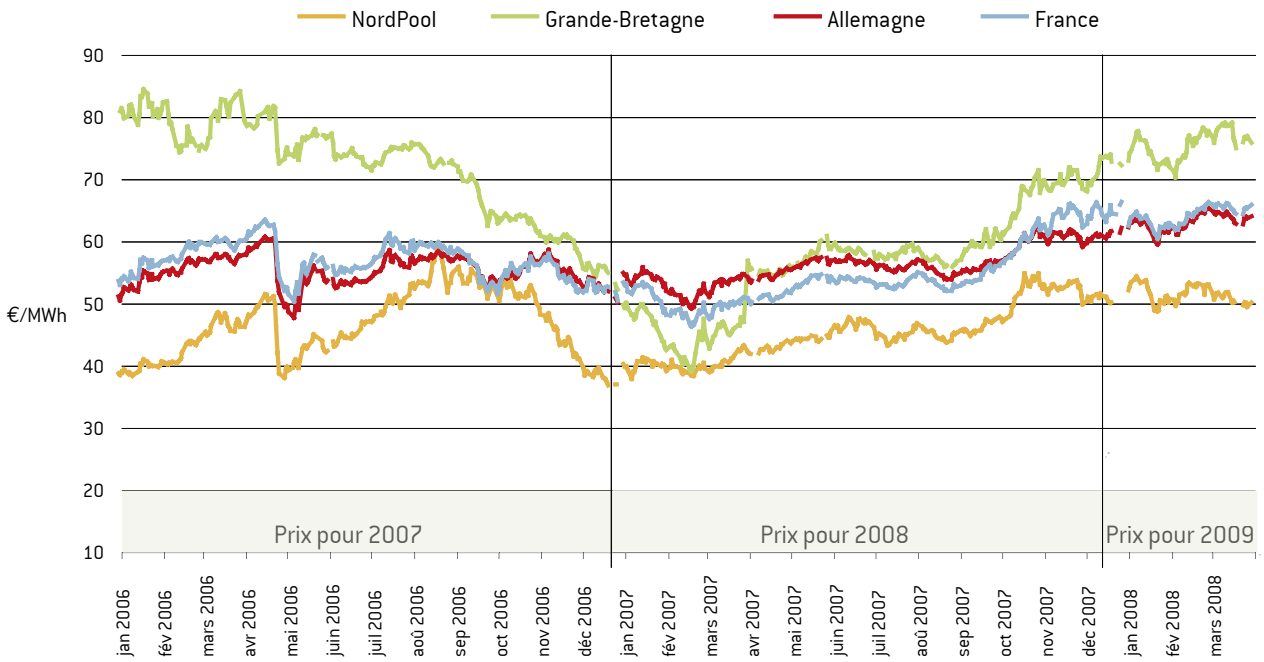
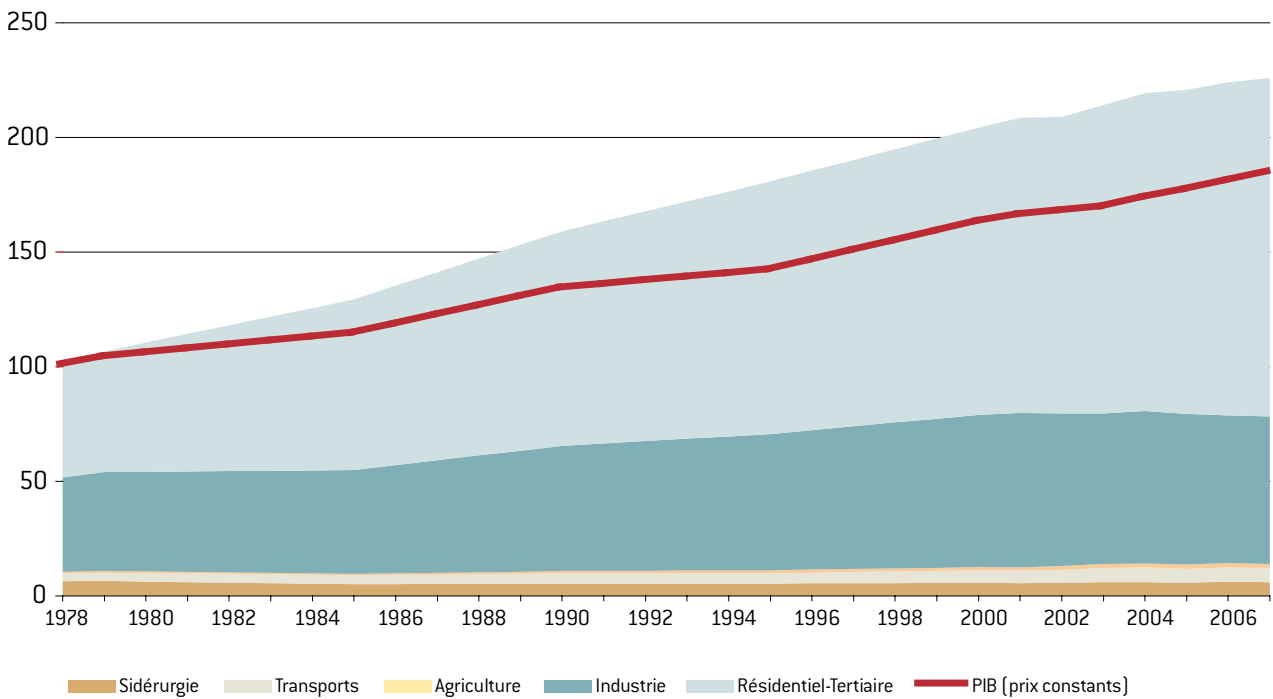


Figure 41 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1978

Source : CRE d'après INSEE, Observatoire de l'énergie, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie



2.3. Le marché de détail

La consommation française d'électricité a fortement augmenté au cours des 30 dernières années sous l'effet de l'augmentation de la consommation du secteur résidentiel-tertiaire (cf. figure 41). De 1978 à 1990, la consommation a progressé plus rapidement que l'activité économique, l'électricité prenant une part croissante dans l'économie du pays. Depuis le début des années 1990, la consommation d'électricité a augmenté selon un rythme proche de celui du PIB. Toutefois, depuis 2004 on observe un fléchissement de la consommation industrielle. Au cours des cinq dernières années, le taux de croissance annuel de la consommation d'électricité s'est établi aux alentours de 1,5%.

En 2007, la consommation française a atteint 480 TWh.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients non résidentiels, soit 4,7 millions de sites, pouvaient choisir leur fournisseur d'électricité (cf. encadré 21 et figure 42). Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs, soit 34 millions de sites, peuvent choisir leur fournisseur d'électricité.

2.3.1. Les prix proposés aux clients

Il existe trois types de contrats :

- des contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par des fournisseurs historiques (EDF et les ELD) sur leur territoire respectif. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de

service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions ;

- des contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs) ;
- des contrats au TaRTAM. Ces contrats n'ont été accessibles qu'au 1^{er} semestre 2007 aux seuls clients ayant préalablement souscrit aux offres de marché.

Les tarifs réglementés de vente

Saisie le 3 août 2007 par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, la CRE a auditionné le 9 août 2007 et a rendu son avis sur l'évolution tarifaire envisagée pour le 16 août 2007, de 1,1% pour les tarifs bleus, qui s'appliquent aux clients résidentiels et aux petits professionnels,

Encadré 21 : La segmentation retenue par la CRE

Grands sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est en général supérieure à 1 GWh. Exemples : sites industriels, hôpitaux, hypermarchés, grands immeubles.

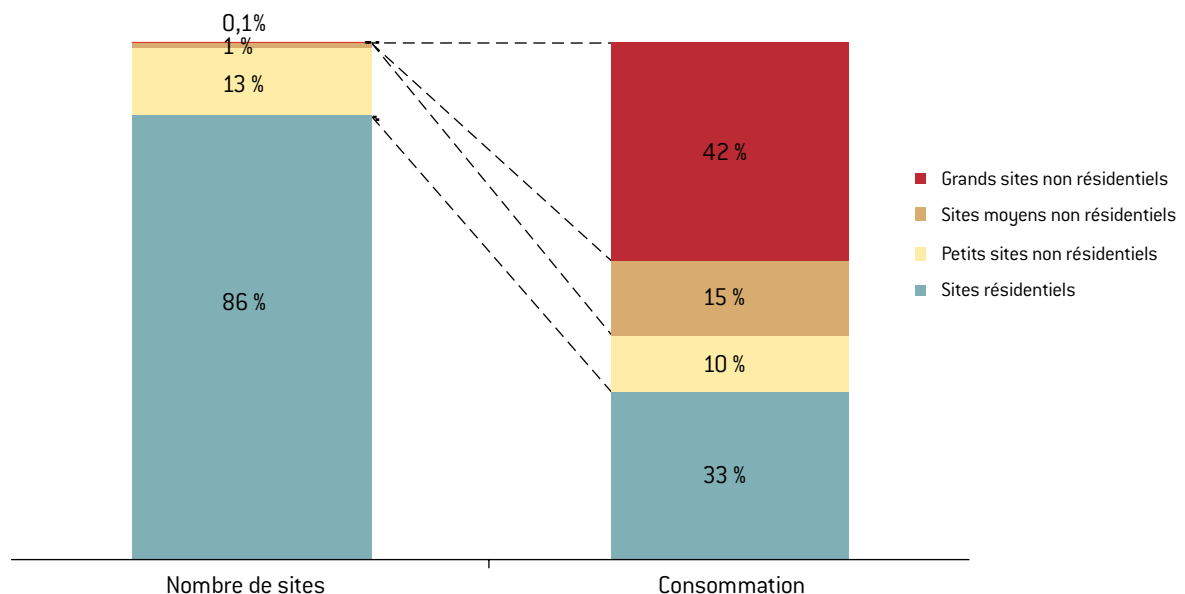
Sites moyens non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh. Exemples : PME, PMI.

Petits sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh. Exemples : professions libérales, artisans.

Sites résidentiels : sites des consommateurs domestiques dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

Figure 42 : Les segments de clientèle et leur poids respectif

Source : CRE d'après GRD, RTE, fournisseurs (données 2007)



et 1,5 % pour les tarifs jaunes et verts qui s'appliquent aux autres clients.

Dans sa délibération du 9 août 2007, la Commission :

- a émis un avis favorable sur la hausse de 1,1 % proposée sur les tarifs bleus ;
- a émis un avis défavorable sur la hausse de 1,5 % proposée sur les tarifs jaunes et verts. Cette hausse de 1,5 % ne correspond pas à l'augmentation minimale nécessaire pour couvrir l'ensemble des coûts supportés par EDF pour fournir ces clients. L'augmentation doit être supérieure à 1,5 % sur les tarifs jaunes ; celle des tarifs verts A doit être plus élevée que celle des tarifs jaunes ;
- a demandé que les défauts de structure au sein de chaque catégorie tarifaire soient corrigés.

L'arrêtés des ministres en date du 13 août 2007 s'en est tenu au projet dont la CRE avait été saisie [cf. figure 43].

Les tarifs réglementés de vente font l'objet d'une procédure formelle de recours en

manquement engagée par la Commission européenne (cf. p. 51).

Les offres de marché

Les offres de marché sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les grands et moyens sites non résidentiels, le prix des offres est, de manière générale, calé sur les prix du marché de gros. Pour les petits clients non résidentiels et résidentiels, 2 types d'offres existent :

- des offres dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente : le plus souvent, le prix de l'abonnement est équivalent à celui du tarif réglementé de vente, et le prix de l'énergie est moins cher. Ces offres sont les plus nombreuses ;
- des offres dont le prix n'est pas défini par rapport au tarif réglementé de vente : elles sont construites par addition des tarifs d'accès au réseau et des prix de marché de gros. Elles sont fréquemment plus chères que le tarif réglementé de vente.

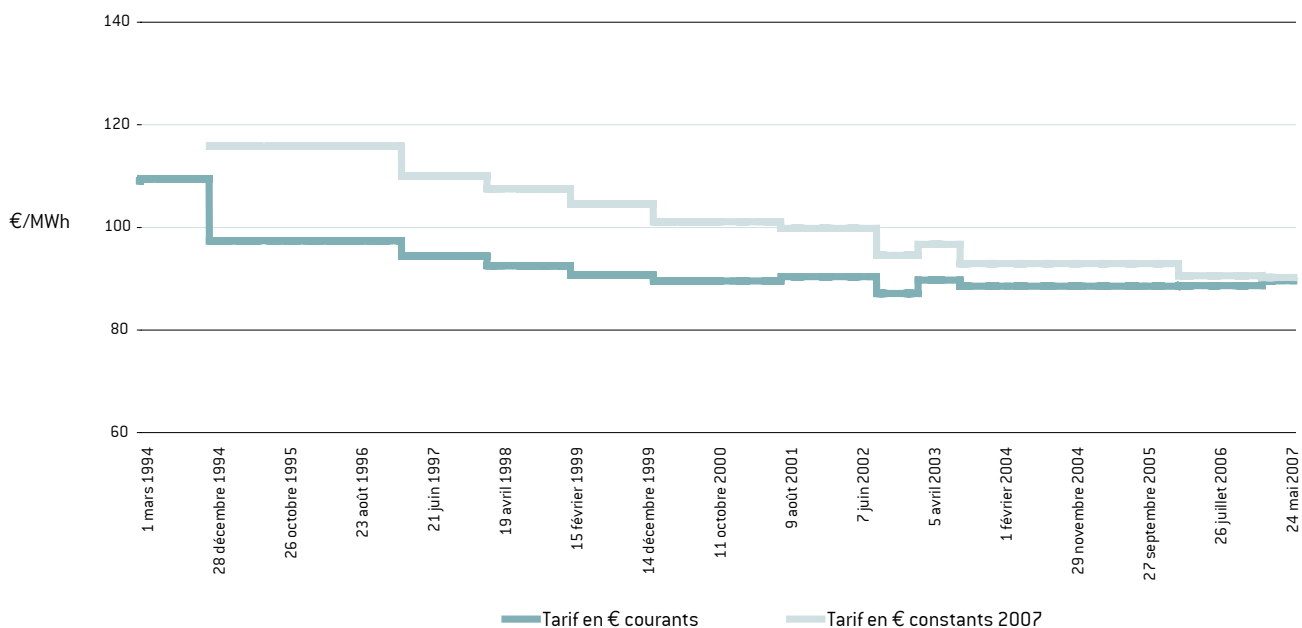
Le TaRTAM

Le niveau du TaRTAM a été fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie du 3 janvier 2007. Il est égal au niveau du tarif réglementé de vente hors taxes augmenté de 23 % pour les tarifs verts (en général ceux appliqués aux grands sites industriels), 20 % pour les tarifs jaunes (en général ceux appliqués aux sites moyens) et 10 % pour les tarifs bleus (en général ceux appliqués aux petits sites). Le TaRTAM se substitue au prix du contrat initial pour une durée maximale de 2 ans à compter de la demande.

En application de l'article 15 de la loi du 7 décembre 2006, un rapport d'évaluation du dispositif doit être présenté au Parlement par le gouvernement avant le 31 décembre 2008. Le TaRTAM fait par ailleurs l'objet d'une procédure formelle d'examen par la Commission européenne sur la base des règles sur les aides d'État. (cf. p. 51)

Figure 43 : Évolution de tarif réglementé de vente d'électricité aux clients résidentiels (hors taxes locales, CSPE, TVA)

Source : CRE, d'après EDF (2008)



2.3.2. Effet de ciseau entre les tarifs réglementés de vente et les prix de marché

La part fourniture du tarif réglementé de vente est obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement, calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Elle comprend les coûts de production, de commercialisation ainsi que la marge bénéficiaire du fournisseur.

La part fourniture des offres de marché des grands et moyens sites est basée sur le prix des marchés de gros. Depuis janvier 2004, la part fourniture de ces offres a dépassé le niveau de la part fourniture des tarifs réglementés de vente. Cet effet est d'autant plus accentué que la part fourniture des tarifs réglementés de vente, pour certains de ces sites, ne reflète pas la réalité des coûts de fourniture, et peut être négative. Pour les

petits sites (résidentiels et non résidentiels), la part fourniture des tarifs réglementés de vente est également inférieure aux prix des marchés de gros, mais dans des proportions moins importantes que pour les grands et moyens sites. L'écart entre le prix de l'énergie sur le marché de gros et le prix des offres sur le marché de détail, aussi appelé effet ciseau, est à l'origine de la saisine du Conseil de la concurrence par la société Direct Énergie à l'encontre d'EDF (cf. encadré 22).

2.3.3. Le marché non résidentiel : stagnation des ventes en offre de marché

Au 31 mars 2008, soit près de quatre ans après l'ouverture du marché à l'ensemble des professionnels et collectivités locales, 802 000 sites non résidentiels sont titulaires d'un contrat en offre de marché, y

compris les sites au TaRTAM (cf. figure 44, p. 112). Il s'agit pour plus de 96 % d'entre eux de petits sites non résidentiels. Sur les trois premiers mois de l'année 2008, le nombre de sites titulaires d'un contrat en offre de marché a augmenté de 1 000 sites par mois contre 5 000 sites par mois en 2007. Ce faible rythme de croissance des ventes des contrats en offre de marché à des petits sites non résidentiels découle :

- d'une part, d'un effet de ciseau tarifaire dont sont victimes les fournisseurs alternatifs qui s'approvisionnent sur le marché de gros, sur lequel le prix a plus que doublé depuis 2004 ; ils doivent, pour acquérir des clients, vendre à un prix inférieur au tarif réglementé de vente, qui n'a augmenté que de 2,8 % sur la même période ;
- d'autre part, des pratiques d'EDF, qui a cessé de vendre des offres à prix de

Encadré 22 : Synthèse du litige Direct Énergie / EDF

Le 22 février 2007, la société Direct Énergie a saisi le Conseil de la concurrence à l'encontre d'EDF pour abus de position dominante.

Objet de la plainte : un effet de ciseau tarifaire entre les prix de gros et de détail Direct Énergie, qui ne dispose pas de capacités de production, a signé en 2005 un contrat d'approvisionnement en gros avec EDF pour fournir ses clients. Le prix de ce contrat ne lui permettait pas de proposer aux petits professionnels des offres qui soient compétitives avec celles d'EDF, alignées sur les tarifs réglementés.

Direct Énergie a donc dénoncé l'existence d'un ciseau tarifaire, caractérisé par le fait de ne pas pouvoir concurrencer, sans vendre à perte, les offres de détail d'EDF en s'approvisionnant en gros auprès d'EDF.

Après avoir recueilli l'avis de la CRE, le Conseil de la concurrence a considéré qu'EDF était « susceptible d'avoir mis en œuvre une pratique constitutive d'un abus de la position dominante qu'il occupe sur les marchés de la production et de la vente d'électricité en gros » et qu'il fallait remédier rapidement à l'atteinte grave et immédiate portée à la fois à la société Direct Énergie et au secteur.

Pour cela le Conseil de la concurrence a enjoint à EDF de proposer une offre

« de fourniture d'électricité en gros ou toute autre solution techniquement et économiquement équivalente permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer effectivement, sans subir de ciseau tarifaire, les offres de détail faites par EDF aux consommateurs d'électricité sur le marché libre ».

Dans la même décision, le Conseil de la concurrence a imposé à EDF des mesures conservatoires.

EDF a répondu à l'injonction du Conseil de la concurrence par une proposition d'engagements publiée le 19 juillet par le Conseil, et qui a été soumise à un test de marché auquel ont participé 21 entreprises et organisations.

Par sa décision n° 07-D-43 du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté la proposition d'EDF, avec quelques aménagements, et a clos la procédure (cf. www.conseil-concurrence.fr/pdf/avis/07d43.pdf).

Les principales caractéristiques de l'engagement de fourniture d'EDF du 10 décembre 2007 :

- une offre destinée exclusivement au marché de masse (tension de raccordement inférieure à 36kVA) et limitée à 10 TWh annuel ;
- un contrat de long terme, structuré en deux périodes de cinq et dix ans ;

- un prix de l'énergie en première période qui part de 36,8 €/MWh en 2008 et qui croît chaque année jusqu'à atteindre 47,2 €/MWh en 2012 ;
- un prix de l'énergie en deuxième période au moins égal au coût de développement de l'EPR Flamanville 3 et indexé sur les coûts de la filière nucléaire ;
- des quantités attribuées au mieux disant par un système d'enchère sur un prix qui s'ajoute au prix payé pendant la première période ;
- une clause de prix complémentaire destinée à éviter les effets d'aubaine ;
- un produit qui n'est pas un ruban de base, et dont les livraisons sont saisonnalisées en fonction de la disponibilité des centrales nucléaires d'EDF.

EDF s'est par ailleurs engagée à mettre en œuvre une politique commerciale concernant son portefeuille de clients en offre de marché – 400 000 sites environ – de nature à résorber intégralement l'effet de ciseau tarifaire.

EDF a procédé aux premières enchères prévues le 12 mars 2008. Cinq fournisseurs se sont partagé les 500 MW proposés, pour un surcoût de l'ordre de 2,50 €/MWh par rapport aux prix fixés sur la première période.

Direct Énergie a fait appel de la décision n° 07-D-43 devant la cour d'appel de Paris, qui ne s'est pas encore prononcée.

marché aux clients qui peuvent souscrire au tarif réglementé de vente en électricité.

Seuls 3 600 sites, sur les 802 000 sites en offre de marché, sont au TaRTAM. Il s'agit essentiellement des grands sites

(3 031 sites), qui représentent 99,9 % des 86 TWh concernés par le TarTAM. 7 petits sites et 319 moyens sites sont également au TarTAM.

Au cours du 4^e trimestre, environ 200 grands sites représentant 11 TWh de consommation ont renoncé au TaRTAM,

principalement chez les fournisseurs historiques. (cf. figures 45 et 46)

La comparaison de la part fourniture du TaRTAM avec les prix à terme, sur lesquelles sont basées les offres de marché pour les grands sites (cf. figure 47), explique que la majorité

Figure 44 : Nombre de sites non résidentiels en offre de marché

Source : CRE d'après GRD, RTE, fournisseurs historiques

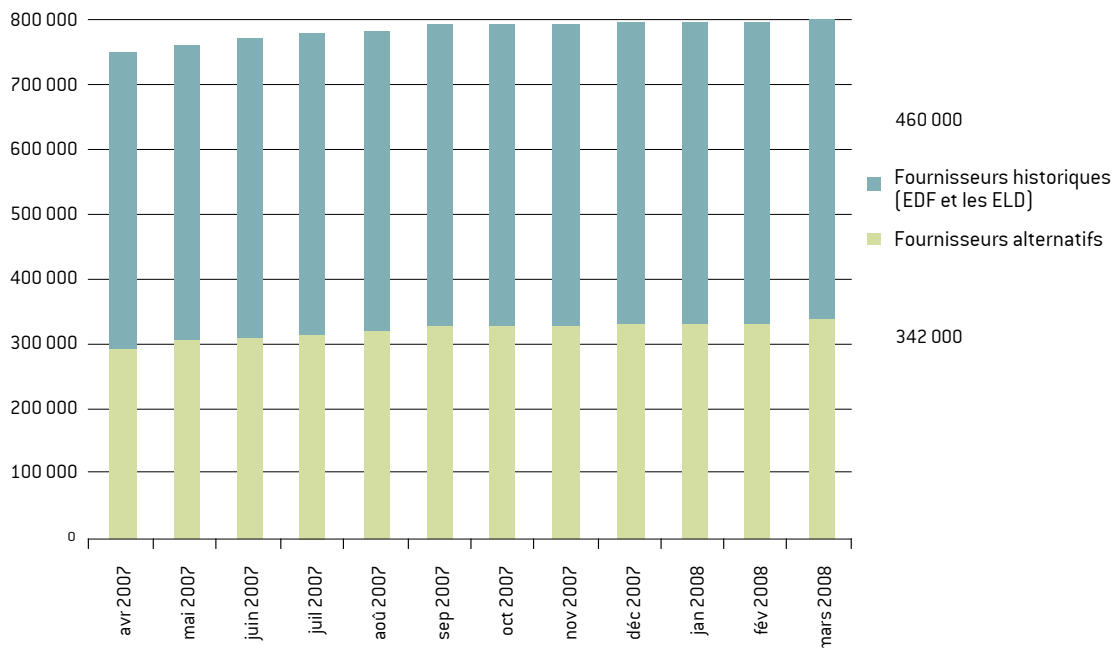
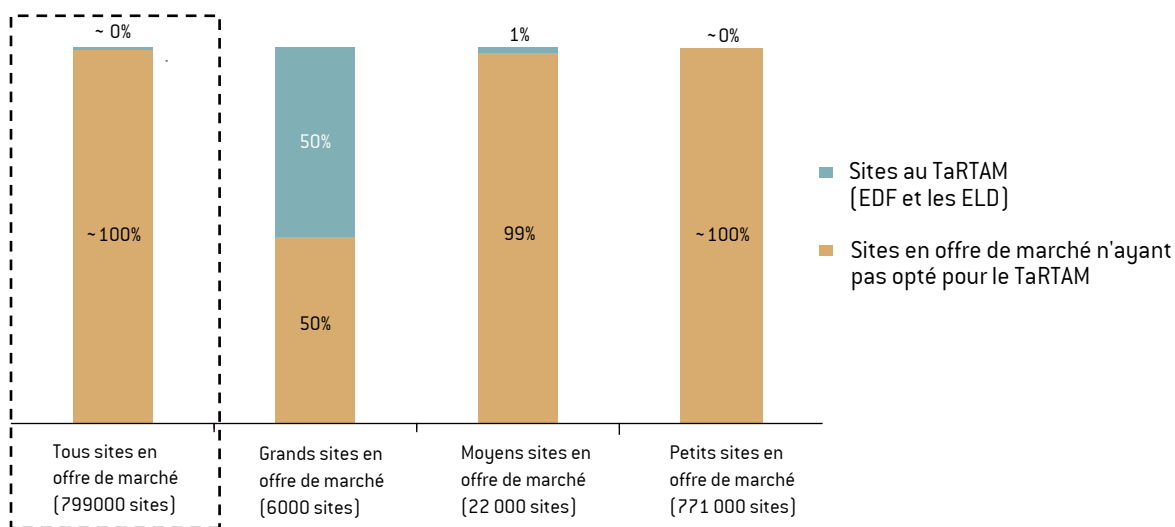


Figure 45 : Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 mars 2008

Source : CRE d'après fournisseurs



de ces grands sites antérieurement en offres de marché ait recouru au TaRTAM.

2.3.4. Marché résidentiel : ouverture à la concurrence encore peu visible

Au 31 mars 2008, soit 9 mois après l'ouver-

ture du marché aux résidentiels, 116 000 sites résidentiels sur 29,5 millions sont en offre de marché (cf. figure 48, p. 115). Plus de 95 % d'entre eux ont choisi un fournisseur alternatif.

Ce développement limité des souscriptions d'offres de marché peut s'expliquer

par le faible niveau d'information des consommateurs sur l'ouverture du marché (cf. p. 134), ainsi que par le frein psychologique que représentait, jusqu'au 21 janvier 2008, l'impossibilité de revenir aux tarifs réglementés de vente. La loi du 21 janvier 2008, en instaurant la « réversibilité »

Figure 46 : Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 mars 2008

Source : CRE d'après fournisseurs

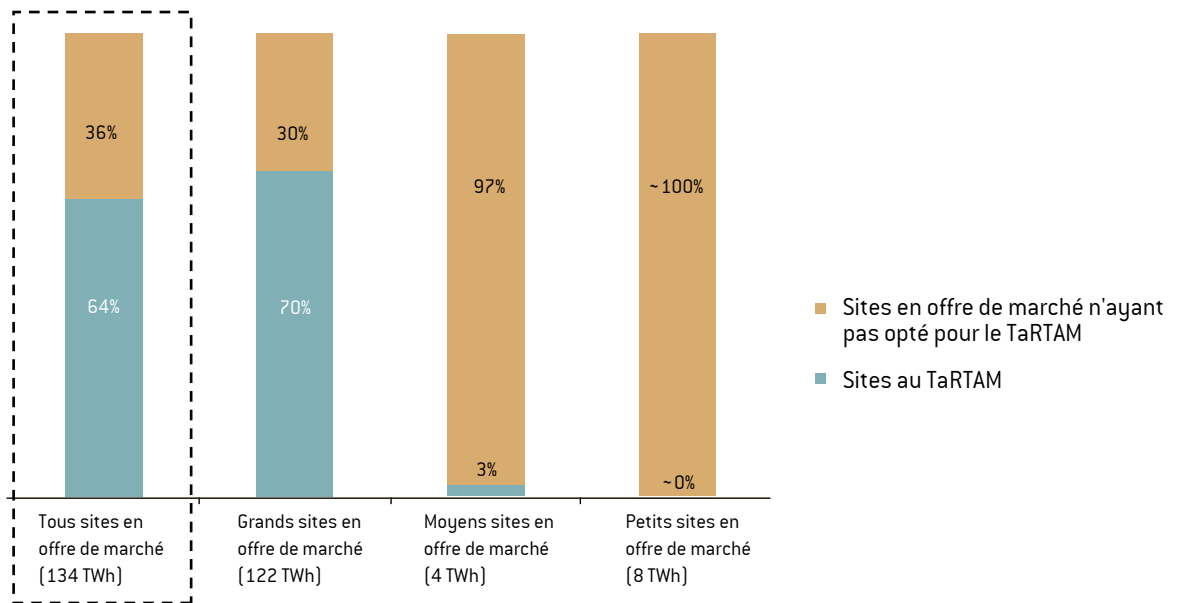
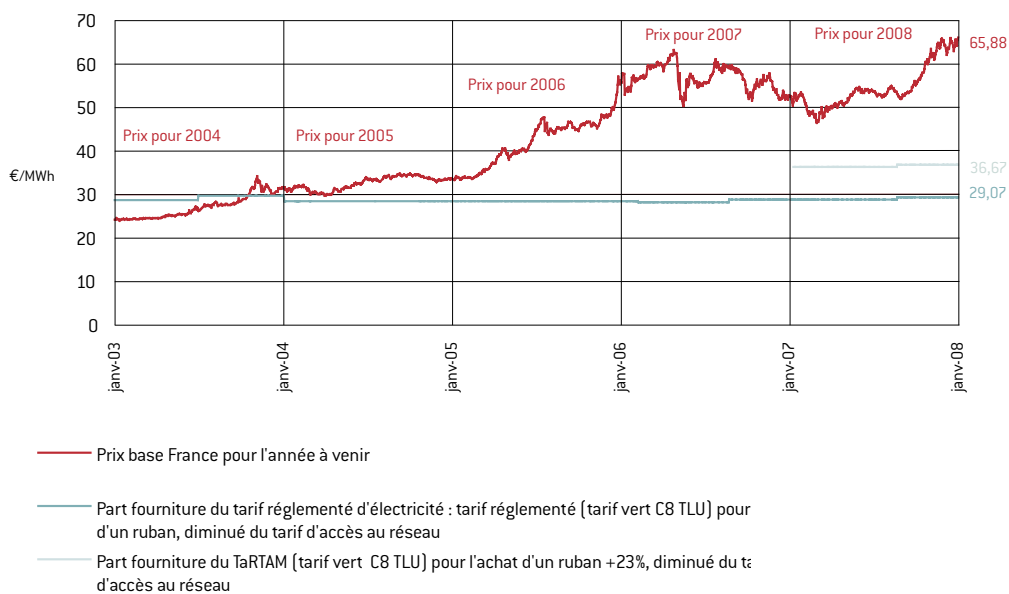


Figure 47 : Grand site industriel type sur le réseau de transport

Source : CRE janvier 2008, d'après données Platts - Powernext



sous certaines conditions, a pour objet de renforcer la confiance des consommateurs et de favoriser ainsi l'ouverture du marché.

2.3.5. Un marché fortement concentré

Au 31 mars 2008, 18 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en

portefeuille (cf. tableau 10). Les petits sites résidentiels et non résidentiels ont un choix de fournisseurs plus réduit que les autres. Il en va de même pour les clients situés dans les zones de desserte des ELD.

Les parts de marché des fournisseurs alternatifs restent faibles : seuls 7,2 % des

clients non résidentiels (342 000 sites) ont fait le choix d'un fournisseur alternatif (cf. figure 49). Les fournisseurs alternatifs alimentent 12,4 % de la consommation des sites non résidentiels (cf. figure 50, p. 116). Les valeurs de l'indice HHI (Herfindahl-Hirschman Index (HHI) sur le marché de détail montrent qu'il est très concentré (cf. figure 51, p. 116).

Tableau 10 : Liste des fournisseurs actifs¹ sur les réseaux ERDF ou RTE qui ont demandé à figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE²

Source : CRE d'après GRD, RTE

114

	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Résidentiels
Alterna*	•	•	•	•
Atel Énergie	•	•		
Compagnie Nationale du Rhône	•	•	•	•
Direct Énergie		•	•	•
EDF*	•	•	•	•
EGL	•			
Electrabel, Groupe SUEZ	•	•	•	•
Endesa Energía	•	•	•	
Endesa France (SNET)	•	•		
Enel France	•			
Enercoop		•	•	•
E.ON Group	•			
Gaz de France	•	•	•	•
GEG Source d'énergies*		•	•	•
HEW Énergies	•			
Iberdrola	•			
KalibraXe	•			
Planète UI			•	•
Poweo	•	•	•	•
Proxelia*	•	•	•	•
Sorégies*		•		
Verbund	•			

* Ces fournisseurs sont considérés comme des fournisseurs historiques dans les statistiques publiées par la CRE

[1] Un fournisseur est dit actif s'il remplit l'une au moins de ces conditions : il a au moins un site en contrat unique, il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART, il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

[2] Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

Figure 48 : Nombre de sites résidentiels en offre de marché

Source : CRE d'après GRD, RTE, fournisseurs historiques

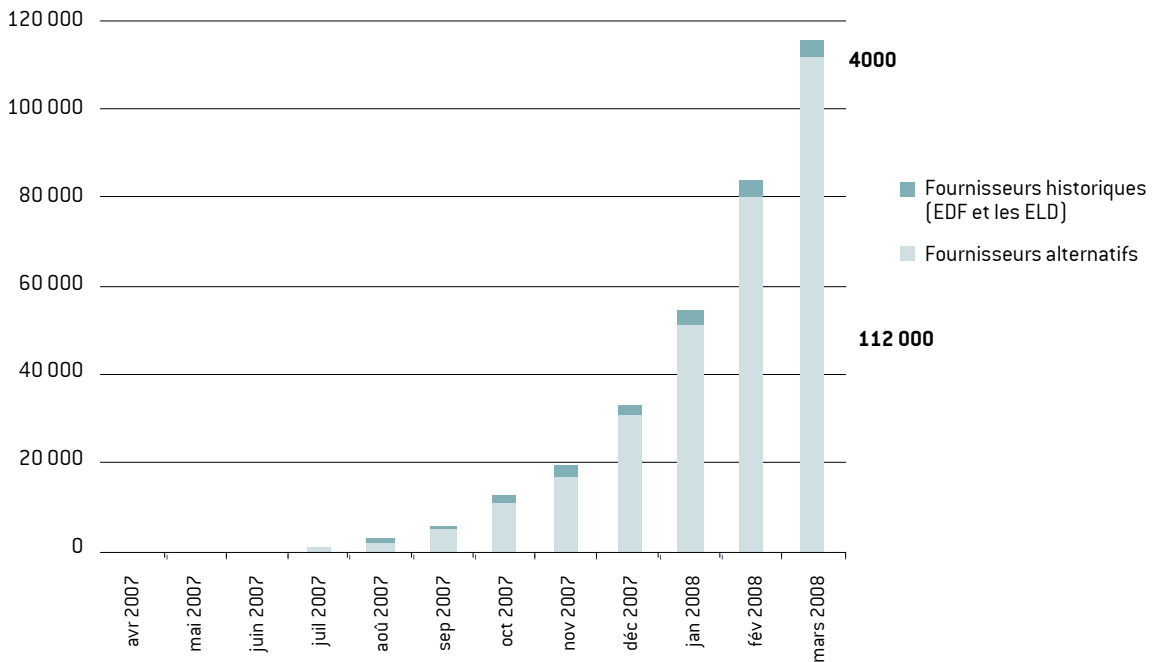


Figure 49 : Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2008

Source : CRE d'après GRD, RTE et fournisseurs historiques

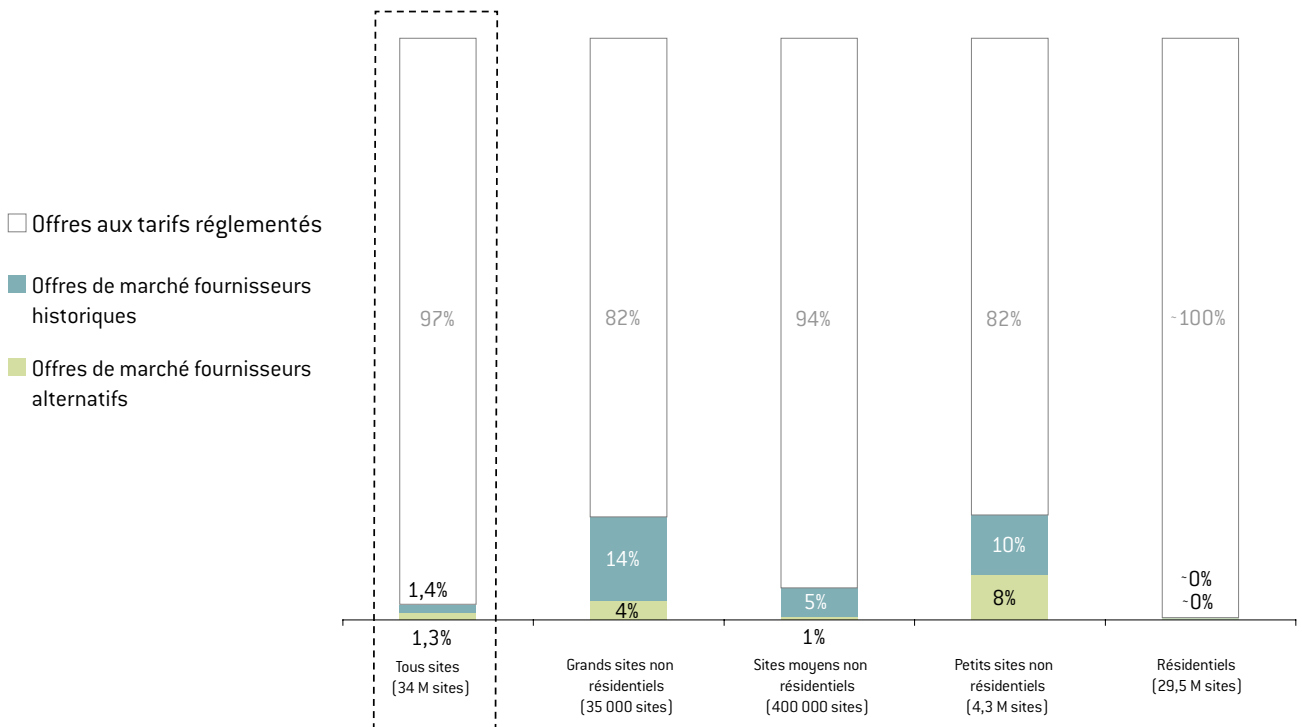


Figure 50 : Répartition des consommations par type d'offre au 31 mars 2008

Source ; CRE d'après GRD, RTE et fournisseurs historiques

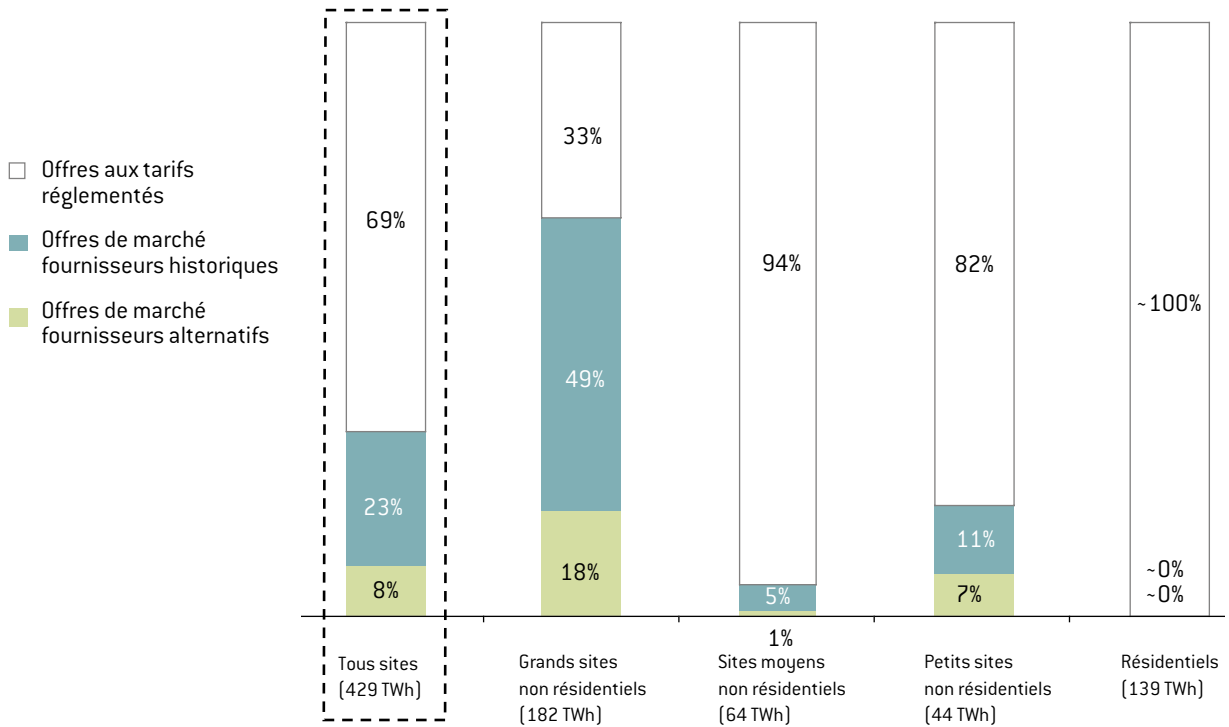
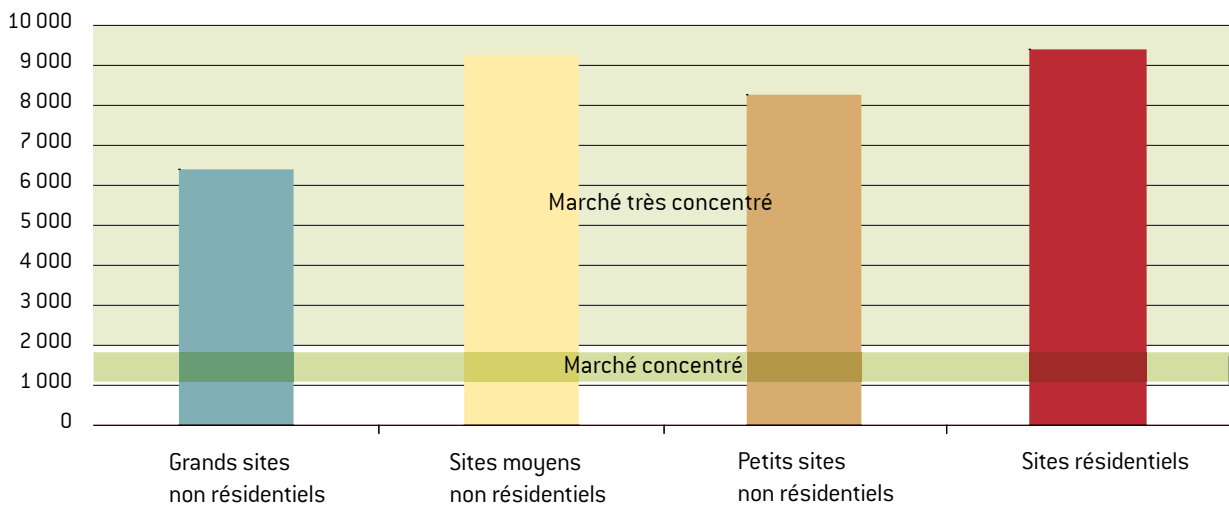


Figure 51 : Indice de concentration (HHI) de la fourniture d'électricité calculée selon les consommations 2007

Source ; CRE d'après GRD, RTE et fournisseurs historiques



3. Les marchés du gaz naturel

3.1. La chaîne de valeur et le bilan physique

La chaîne de valeur du gaz naturel comprend cinq maillons : production, négoce, transport/distribution, stockage et fourniture aux clients finals. (cf. figure 52)

La production

La production sur le territoire national est assurée par Gaz de France et Total. Les volumes de production sont très limités au regard de la consommation nationale (moins de 2,5 %).

Le négoce

Le négoce (ou *trading*) désigne l'échange de grands volumes de gaz. Au cours de l'année 2007, 32 opérateurs ont été actifs sur le marché de gros français, soit une progression de 23 % par rapport à l'année

2006. On distingue deux types d'acteurs :

- les fournisseurs ; ils achètent et vendent sur le marché de gros pour couvrir la consommation de leurs clients finals et valoriser la flexibilité de leurs contrats d'approvisionnement ;
- les négociants (ou *traders*), qui n'ont pas de clients finals ; ils achètent et revendent du gaz pour profiter d'opportunités liées au niveau des prix en France, en Europe et sur le marché court-terme du GNL.

Certains fournisseurs ont développé une activité de trading. Cette activité est généralement gérée comme un centre de profit séparé des activités de fourniture.

Le transport et la distribution

Les deux réseaux publics de transport sont gérés par GRTgaz, filiale de Gaz de France, et TIGF, filiale de Total. Les réseaux de distribution sont gérés par GrDF, filiale de Gaz de France, et par 23 ELD. L'accès aux réseaux français est ouvert aux tiers et régulé.

Le stockage

Comme la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 en laissait la possibilité, en France, l'accès des tiers au stockage n'est pas régulé : il est négocié. La concurrence sur le marché du stockage est en pratique insuffisante compte tenu du duopole constitué par Gaz de France et TIGF.

La fourniture

La fourniture désigne la vente de gaz aux clients finals, c'est-à-dire qui consomment effectivement le gaz, sans le revendre. Cette activité est ouverte à la concurrence. Au 31 décembre 2007, 13 fournisseurs alternatifs actifs (un fournisseur est dit actif s'il est expéditeur et possède au moins un site dans son portefeuille) et 22 ELD exerçaient une activité de fourniture en France.

L'approvisionnement des consommateurs français est assuré quasi exclusivement par des importations. La production française voit ses volumes décliner de manière

Figure 52 : La chaîne de valeur commerciale du gaz

Source : CRE

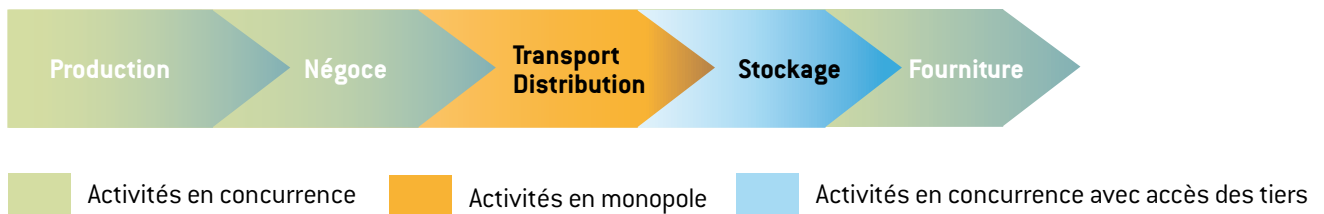
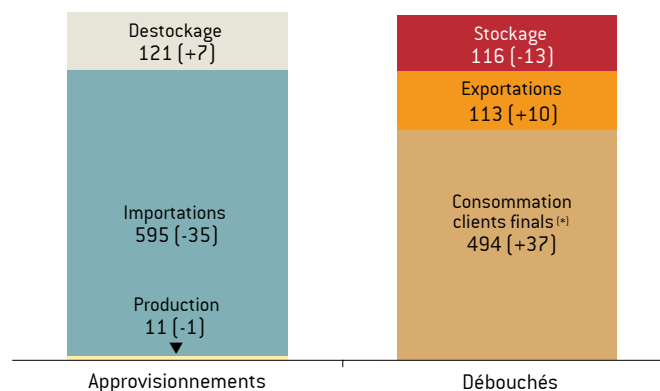


Figure 53 : Bilan physique du marché français en 2007 et comparaison avec 2006 (TWh)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF



(*) Consommation des gestionnaires de réseaux incluse

re régulière: en 2007, elle n'a représenté que 2,2 % de la consommation intérieure. La figure 53 (cf. p. 117) présente les sources d'approvisionnement et les débouchés des fournisseurs de gaz en France en 2007, ainsi que la variation par rapport à 2006.

3. 2. Le marché de gros

3.2.1. La concentration amont et l'intégration verticale du marché

Des imports/exports concentrés

La concurrence sur l'amont du marché français est insuffisante. Gaz de France et Total détiennent toujours la quasi-totalité des capacités d'entrée de gaz en France. Ces capacités permettent aux deux groupes d'assurer l'essentiel des importations de gaz. En 2007, 89,3 % du gaz importé en France l'était par Gaz de France, et 4,2 % par Total.

83,3 % des exportations en 2007 ont été réalisées par Gaz de France. Elles étaient

essentiellement liées à l'exécution des contrats de transit de l'opérateur.

Les figures 54 et 55 présentent la concentration des importations et des exportations de gaz naturel et son évolution entre 2006 et 2007. L'indice de concentration utilisé est l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI – cf. p. 102).

Une forte intégration verticale

Les volumes échangés sur le marché de gros restent limités au regard de la consom-

Figure 54 : Indice de concentration (HHI) des importations de gaz naturel en France (2007 comparé à 2006)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF

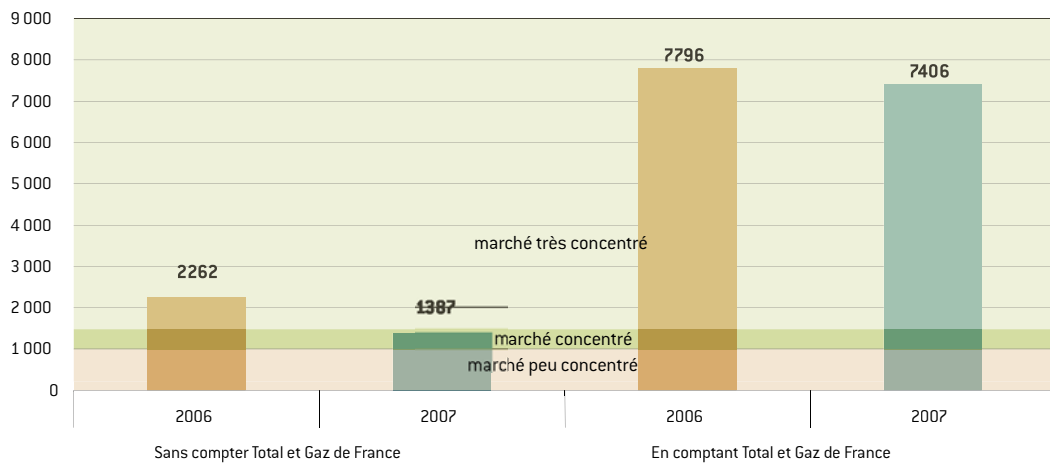
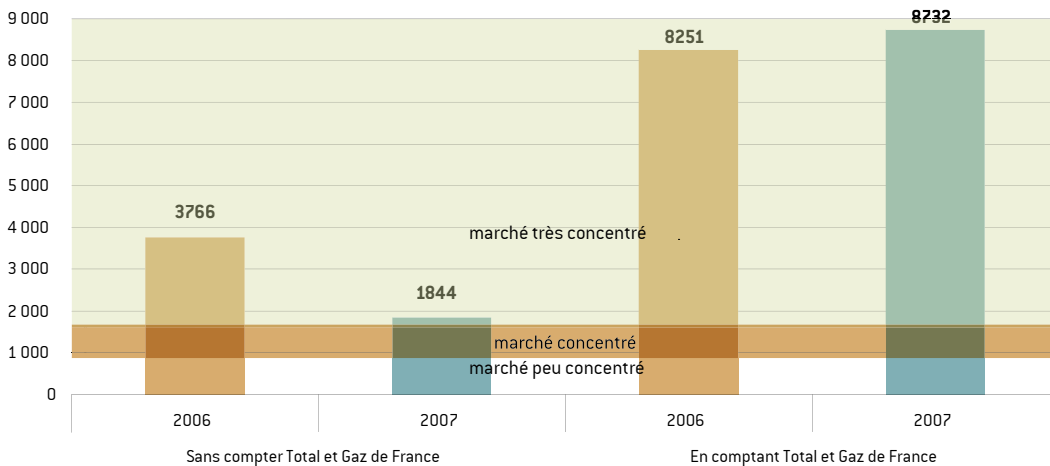


Figure 55 : Indice de concentration (HHI) des exportations de gaz naturel en France (2007 comparé à 2006)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF



mation nationale. La concentration des importations et la forte intégration verticale entre les activités d'importation et de fourniture contribuent à cette faible liquidité. L'essentiel du gaz importé ou consommé en France n'est pas échangé sur le marché de gros, mais fait l'objet de transferts internes aux groupes intégrés.

Les programmes de *gas release*

À la suite d'une décision de la Commission européenne et à la demande de la CRE, un programme de cession temporaire de gaz ou *gas release* avait été mis en place pour une durée de trois ans à compter du 1er janvier 2005. Gaz de France avait vendu sur le marché 15 TWh par an au point d'échange « Sud ». Pour sa part, Total avait vendu au point d'échange de gaz « Sud-Ouest » 1,1 TWh par an.

Compte tenu de l'importance des volumes de *gas release* dans les approvisionnements des fournisseurs alternatifs, la CRE a lancé le 20 juillet 2007 une consultation publique portant sur les conséquences de la fin de ces programmes et sur la pertinence de leur renouvellement.

Dans sa délibération du 22 novembre 2007, la CRE a souligné le caractère essentiel des programmes de *gas release* pour le développement des fournisseurs alternatifs en zones d'équilibrage Sud et Sud-Ouest.

Leur disparition générerait des difficultés, pour certains fournisseurs alternatifs, pour assurer l'approvisionnement de leurs clients dans ces zones. C'est pourquoi la CRE a préconisé la mise en place à brève échéance de nouveaux programmes par Gaz de France et Total dans les zones Sud et Sud-Ouest.

Il est regrettable que Gaz de France et Total n'aient pas mis en place de nouveaux dispositifs de *gas release*, d'autant plus que la mise en service industriel du terminal méthanier de Fos Cavaou a pris un retard significatif.

Dans sa proposition de troisième paquet énergie, la Commission européenne envisage de donner aux régulateurs la possibilité d'imposer, pour favoriser le développement de la concurrence, la mise en œuvre de programmes de *gas release*.

3.2.2. Le développement de l'activité sur le marché de gros français

Les volumes livrés continuent à croître

Les volumes livrés entre opérateurs sur le marché français ont connu une forte croissance au deuxième semestre 2007. Ainsi, alors que les volumes échangés au cours du quatrième trimestre 2006 étaient de 28 TWh, ils étaient, au 4^e trimestre 2007, de 39 TWh. L'activité liée à l'équilibrage de

GRTgaz représente moins de 1 % des volumes traités.

Comme l'illustre la figure 56, la progression a été particulièrement marquée dans la zone Nord H, où les volumes livrés ont plus que doublé au cours de l'année. Le PEG Nord H est ainsi devenu le premier point d'échange du marché français, avec 20,6 TWh livrés au cours du 4^e trimestre 2007. Dans les autres zones, la croissance de l'activité a été, au cours de la même période, limitée ou nulle.

Les livraisons sur le marché français en 2007 sont restées très concentrées. 56,3 % des volumes livrés entre opérateurs en 2007 ont été vendus ou achetés par Gaz de France ou Total. Seuls 31,1 % des livraisons ont donc résulté de transactions entre nouveaux entrants.

La figure 57 [cf. p. 120] détaille les livraisons nominées aux différents PEG en 2007.

La figure 58 [cf. p. 120] illustre la concentration des achats (enlèvements) et des ventes (livraisons) sur les 6 PEG. Les PEG les plus liquides (Nord et Est) sont également ceux sur lesquels les achats sont les moins concentrés. En revanche, les ventes sont très concentrées dans toutes les zones, à l'exception de la zone Est. L'indice de concentration utilisé est l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI – cf. p. 102).

Figure 56 : Livraisons aux Points d'Échange (PEG, hors livraisons de *gas release*)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF, Gaz de France et Total

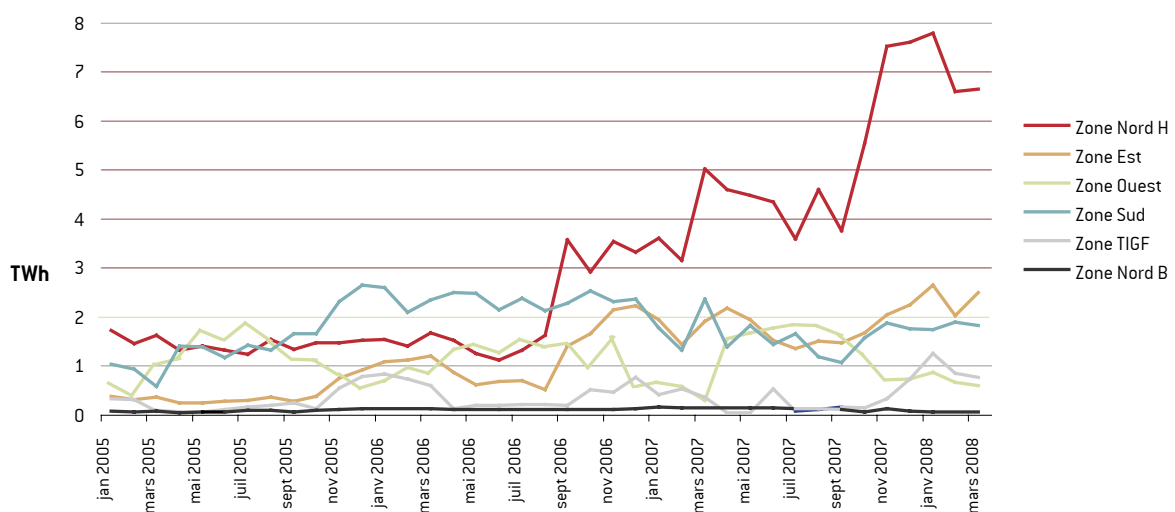


Figure 57 : Livraisons entre opérateurs sur le marché de gros français en 2007 (TWh)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF

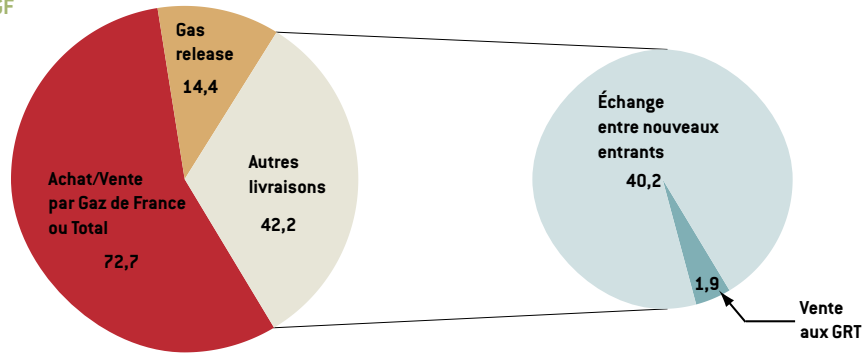


Figure 58 : Indice de concentration (HHI) des livraisons aux PEGs en 2007 (hors livraisons de gas release)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF

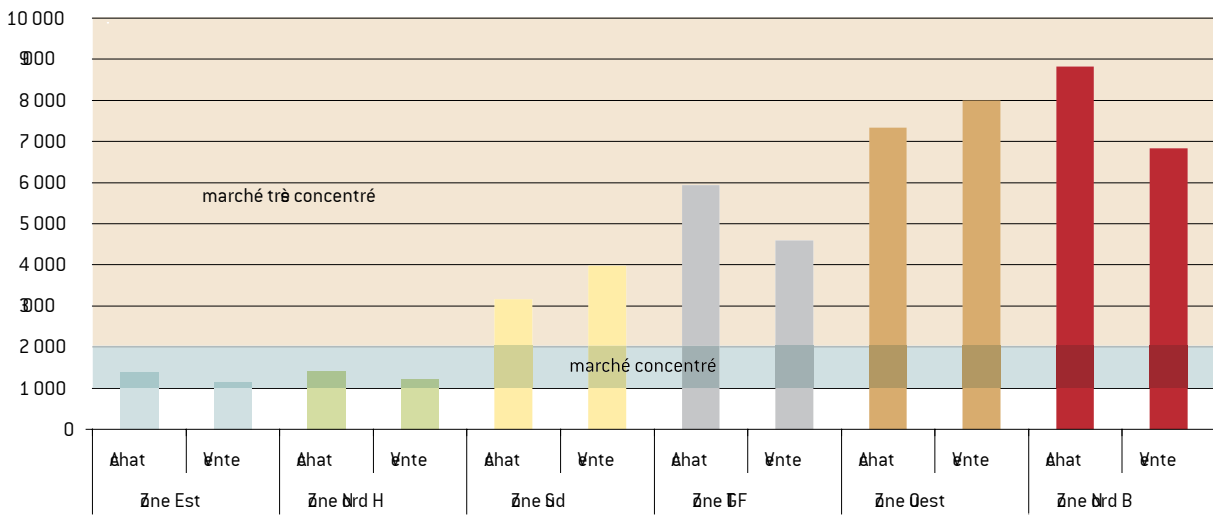
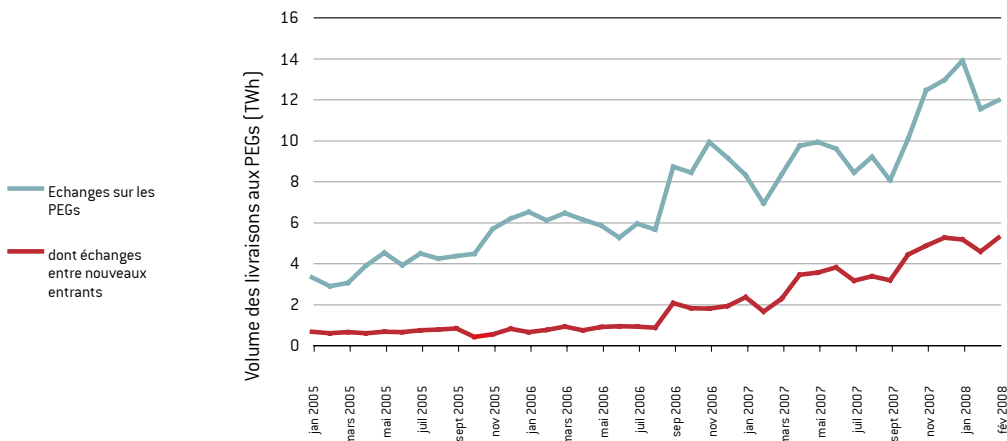


Figure 59 : Activité des nouveaux entrants sur le marché de gros (hors gas release)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF



Si les livraisons aux PEG sont concentrées, voire très concentrées, la part des opérateurs alternatifs a toutefois fortement progressé en 2007. Elle est ainsi passée de 19,2 % au 4^e trimestre 2006 à 40,5 % au 4^e trimestre 2007. La figure 59 montre que les volumes traités par les opérateurs alternatifs ont plus que doublé depuis mars 2007.

3.2.3. L'évolution des prix

Un alignement des prix français sur les prix des autres marchés européens

En l'absence d'un marché organisé du gaz en France, les seuls indices de prix disponibles sont publiés par des agences de publication spécialisées telles que Heren ou Argus.

La figure 60 illustre l'évolution comparée des prix *day ahead* sur les marchés européens et des prix estimés des contrats de long terme.

Le marché français est caractérisé par la flexibilité significative dont disposent les fournisseurs français pour leur approvisionnement à travers les clauses de flexibilité des contrats d'importation de long terme et d'importantes capacités de stockage ; de fortes congestions aux interconnexions.

Compte tenu de ces deux caractéristiques, les prix du marché de gros devraient refléter la tension sur l'équilibre offre-demande physique français. Or, les prix *day ahead* sur le marché français sont extrêmement proches de ceux observés sur le NBP, lesquels orientent les prix sur le *hub* de Zeebrugge.

Le niveau des prix français n'est pas représentatif de l'équilibre entre l'offre et la demande en France. Il est essentiellement dicté par la situation du marché britannique. Cela résulte de la liquidité très insuffisante du marché de gros français.

Des prix européens en forte augmentation

- Les prix sur les places de marché

En Europe, trois places de marché (*hubs*) proposent des prix de référence pour les échanges en gros de gaz : en raison de la profondeur de son marché (très grande liquidité, nombre élevé d'acteurs), les prix établis sur le *hub* notionnel du National Balancing Point (NBP) au Royaume-Uni, représentent les prix directeurs pour les autres places de marchés européennes. En Europe continentale, les deux places de marché les plus importantes sont le *hub* physique de Zeebrugge en Belgique et le *hub* notionnel du Title Transfer Facility (TTF) aux Pays-Bas. La liquidité de ce dernier s'est fortement accrue en 2007, tandis

que l'activité au *hub* de Zeebrugge demeure stable, mais à des niveaux d'échange encore supérieurs à ceux du TTF.

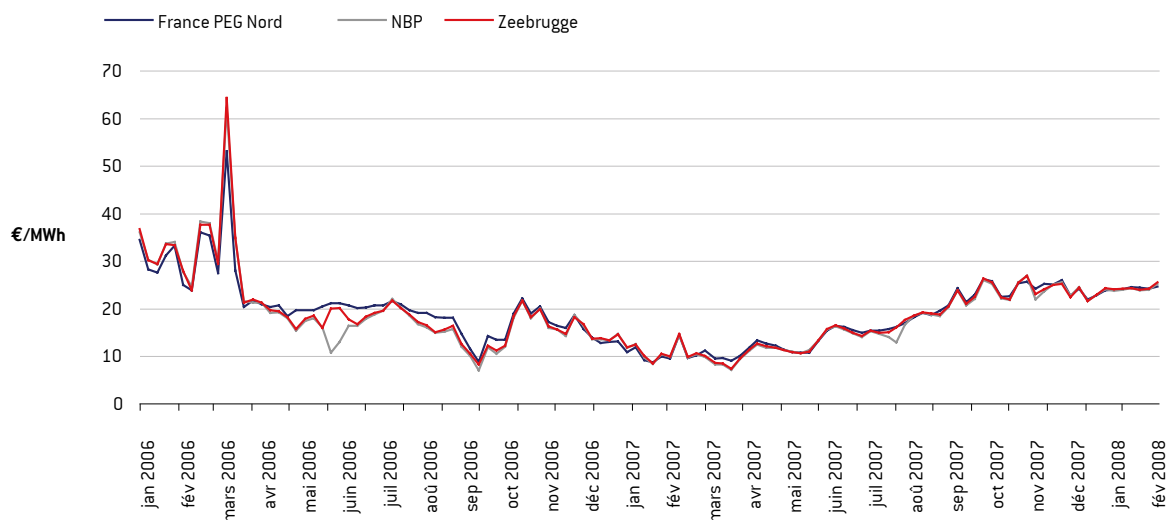
Les prix *day ahead* établis sur ces *hubs* sont les prix résultant de l'offre et de la demande de gaz pour une livraison le lendemain. Les différents prix *forward* sont ceux pour une livraison à différentes échéances standards (mois, trimestre, semestre, année). D'autres places de marché existent en Europe continentale : BEB dans le nord de l'Allemagne et plus récemment E.ON Gastransport dans l'Ouest de l'Allemagne, PSV en Italie, Baumgarten en Autriche, mais leur liquidité est encore très faible.

– Les prix *day ahead*

Après avoir diminué de moitié entre janvier et avril 2007 jusqu'à 7 €/MWh, les prix *day ahead* des trois principales places de marché européennes ont été multipliés par plus de trois. En avril 2008, ils se situaient ainsi à 25 €/MWh. Alors qu'une baisse durable des prix était attendue à la suite de la mise en service de nombreuses infrastructures au Royaume-Uni (nouvelle installation de regazéification à Tesside, mise en service du gazoduc BBL des Pays-Bas vers le Royaume-Uni, du gazoduc Langeled de la Norvège vers le Royaume-Uni, et extension de capacité de l'Interconnector de la Belgique vers le Royaume-Uni), c'est le contraire qui s'est finalement produit. Les

Figure 60 : Prix *day ahead* du gaz en France et en Europe – Moyenne hebdomadaire

Source : Argus, Platts



causes de cette très forte augmentation des prix sont multiples :

- Augmentation des prix des produits pétroliers, sur lesquels les contrats de fourniture de gaz de long terme sont indexés et qui influencent donc les prix *forward*, mais aussi *day ahead*, établis sur les places de marché ;
- Irrégularité et imprévisibilité des flux de gaz en provenance de Norvège : cette irrégularité des flux est aussi pour partie responsable de la très forte volatilité des prix observés. Les Norvégiens semblaient ainsi abandonner leur traditionnel-

le politique de stabilité de la production et des flux de gaz vers le Royaume-Uni et le Continent pour une politique de production et de flux plus flexible et plus réactive aux prix ;

- Forte demande en Asie, qui a désormais une influence sur les prix européens du gaz par le biais du GNL, puisqu'un certain nombre de méthaniers ont déchargé leur livraison en Asie, où des prix plus attractifs étaient offerts. La demande asiatique en forte augmentation est en grande

partie due à la demande des centrales au gaz japonaises, le Japon ayant fermé sa principale centrale nucléaire à la suite du tremblement de terre de juillet 2007. Bien qu'en 2007 la demande américaine de gaz naturel ait augmenté pour la première fois depuis 2004 et que les importations de GNL aient été au plus haut, les prix au Henry Hub, qui sont les prix de référence aux États-Unis, se situent en dessous des prix au NBP depuis le printemps 2007. (cf. figure 61)

Figure 61 : Prix day ahead des trois principaux marchés spot européens 2006-2007

Source : Platts, Argus

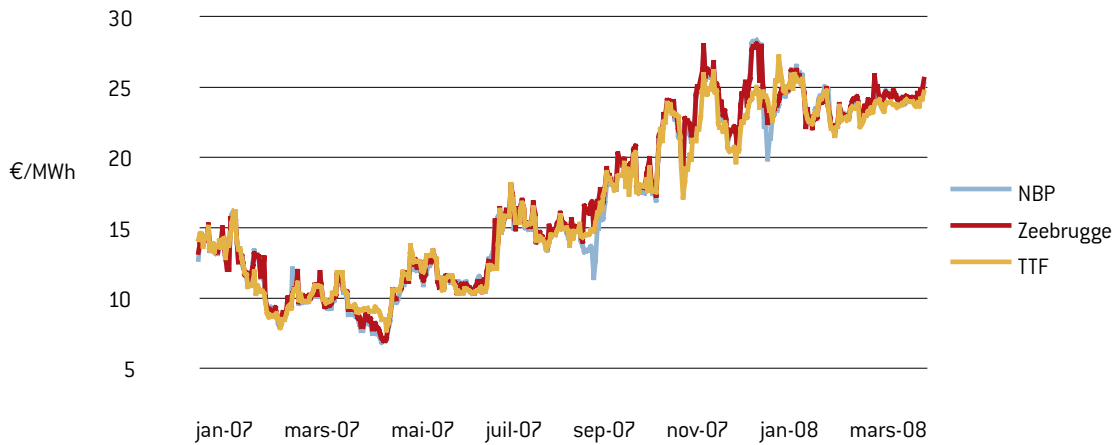
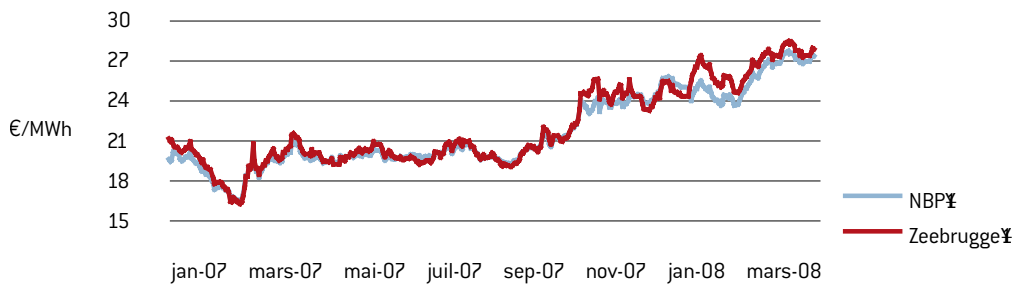


Figure 62 : Prix forward (gaz year) sur le NBP

Source : Platts, Argus



– Les prix *forward*

Après avoir chuté début 2007 jusqu'à 16 €/MWh à la mi-février, les prix *forward* sur le NBP et à Zeebrugge ont augmenté en deux temps : avec une certaine stabilité entre les mois de mai et de septembre 2007, pour atteindre 26,5 €/MWh en janvier 2008. La fin de l'année 2007 a également été marquée par une forte volatilité de ces prix ainsi que par une certaine décorrélation entre les cotations sur le NBP et à Zeebrugge.

Comme pour les prix *day ahead*, la chute des *forwards* annuels 2007 s'explique par une deuxième année climatique clémente et la mise en service et l'extension de nombreuses infrastructures de transport de gaz au Royaume-Uni. La très forte remontée des *forwards* annuels depuis la fin février 2007 s'explique essentiellement par la remontée des prix des produits pétroliers, sur lesquels les contrats long terme sont indexés. Ainsi, le prix du Dated Brent est passé de 54 \$/bbl en janvier 2007 à plus de 100 \$/bbl en avril 2008. (cf. figure 62)

- Les prix des contrats à long terme

En Europe continentale, environ 90 % du gaz est acheté dans le cadre de contrats

à long terme. Les prix de ces contrats sont indexés sur ceux du fioul domestique et du fioul lourd, cotés en dollar, et, dans certains cas, sur la parité dollar/euro. Les évolutions à la hausse comme à la baisse sont décalées de trois à six mois et lissées par rapport à celle des produits pétroliers (cf. figure 63). Les prix des contrats se sont stabilisés à un niveau élevé depuis avril 2006. En avril 2008, les prix du GNL algérien en entrée à Montoir de Bretagne, du gaz russe et du gaz norvégien (tous deux en entrée en Allemagne) se sont établis respectivement à 21, 19,35 et 21,55 €/MWh. Quant au contrat Troll délivré à Zeebrugge, il a augmenté de 22 % en 2007.

3.3. Le marché de détail

La croissance de la consommation au cours des 30 dernières années est liée à un développement de la consommation des secteurs tertiaire et résidentiel (cf. figure 64, p. 124). Pour autant, la faiblesse de la croissance observée depuis deux ans s'explique en partie par l'engouement pour le chauffage électrique dans les logements neufs, par la meilleure isolation des bâtiments et par des comportements plus économes. En 2007, la consommation de gaz non corrigée du climat (497 TWh) a baissé de 2,9 % par rapport à 2006, alors que la progression depuis 1995 était de

+2,5 % en moyenne annuelle et de +1,5 % depuis 2000.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ensemble des consommateurs, soit 11,5 millions de sites, sont libres de choisir leur fournisseur de gaz naturel. (cf. encadré 23 et figure 65, p. 124)

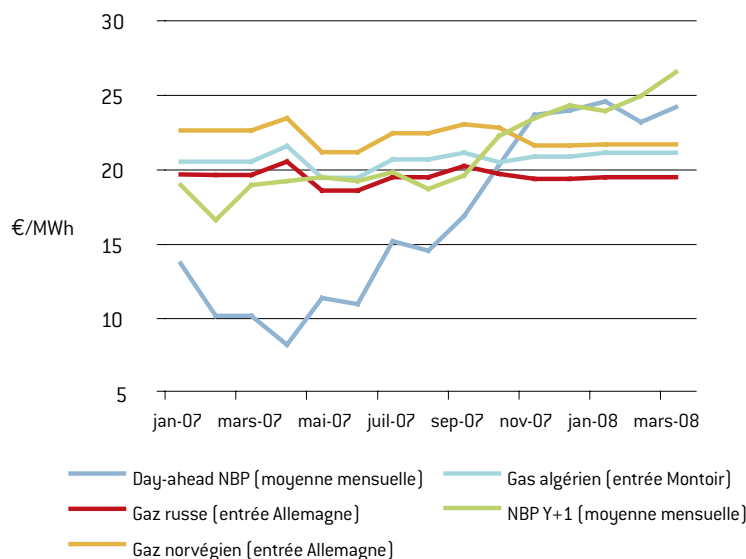
3.3.1. Les prix proposés aux clients

Il existe deux types de contrats :

- les tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz et les 22 ELD) sur leurs territoires respectifs. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions ;
- les offres de marché, proposées par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, qui en déterminent librement les prix. Les offres de marché sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les sites raccordés aux réseaux de transport, le prix des offres est, de manière générale, calé sur les prix des marchés de gros européens. Pour les autres clients, le prix est soit défini par rapport aux tarifs réglementés, soit déterminé par l'empilement des coûts des fournisseurs.

Figure 63 : Prix des contrats à long terme et prix de marché

Source : Platts



3.3.2 . Les tarifs réglementés de vente

Dans sa version originale, l'arrêté du 16 juin 2005, pris en application du décret du 20 novembre 1990, réglementait jusqu'au 31 décembre 2007 les évolutions

des prix du gaz vendu par Gaz de France et les ELD à partir des réseaux publics de distribution. Après sa modification par arrêté le 28 avril 2006, il ne réglementait plus que l'évolution des prix de vente des ELD. Ses dispositions sont arrivées à

échéance le 31 décembre 2007.

Un nouvel arrêté, daté du 21 décembre 2007, encadre dorénavant les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz des ELD et de TEGAZ (cf. encadré 24).

Figure 64 : Consommation de gaz naturel par secteur et activité économique – base 100 en 1979 (données corrigées du climat) Source : CRE d'après Observatoire de l'énergie, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

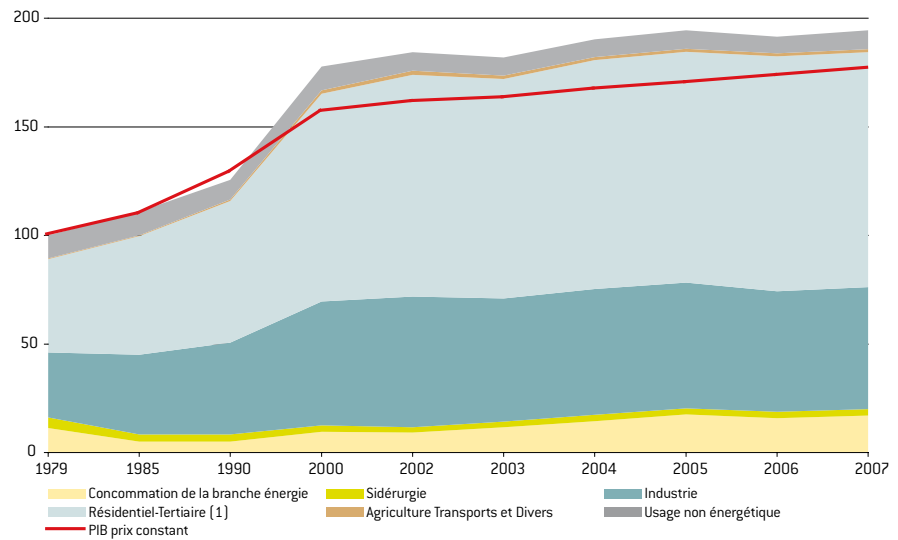
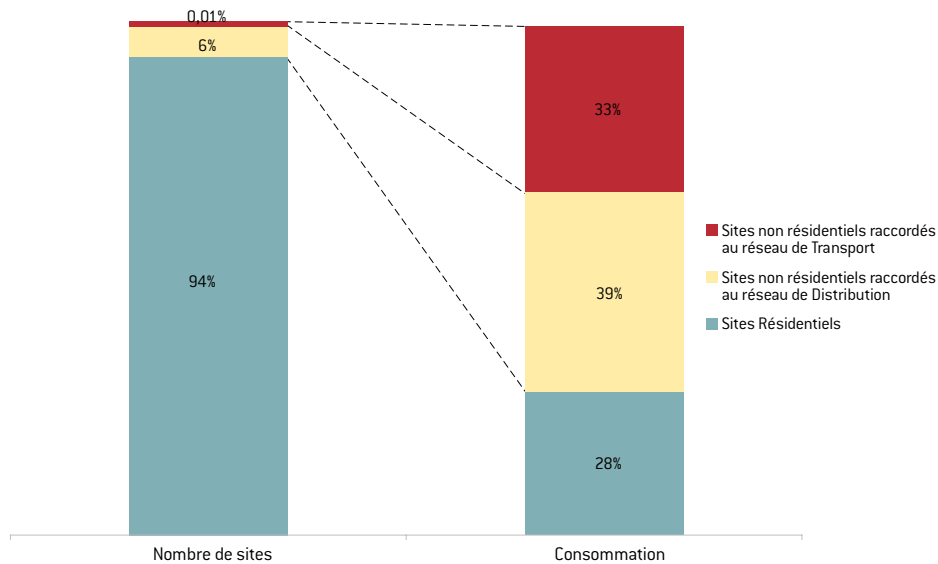


Figure 65 : Les segments de clientèle et leur poids respectif Source : CRE d'après GRD, GRT



Encadré 23 : La segmentation retenue par la CRE

Sites non résidentiels raccordés aux réseaux de transport : ces sites non résidentiels sont essentiellement des sites industriels, de tous secteurs. Exemples : sidérurgie, papeteries, industries chimiques.

Sites non résidentiels raccordés aux réseaux de distribution : ces sites non résidentiels correspondent au marché de masse des professionnels. Exemples : petites industries, PME/PMI, artisans, commerces.

Sites résidentiels : sites des consommateurs domestiques.

Les tarifs des entreprises locales de distribution

Sur l'année écoulée, la CRE a été saisie de 81 projets de barèmes des ELD pour leurs tarifs en distribution publique et à souscription. Elle a émis des avis défavorables sur certains barèmes déposés pour le 1^{er} janvier et le 1^{er} avril 2008 (cf. tableau 11) principalement en raison de l'utilisation d'une formule d'évolution des coûts d'approvisionnement inadaptée. Les ELD s'approvisionnent au tarif STS de Gaz de France, au tarif M de Tegaz ou sur le marché. Les évolutions de leurs tarifs de vente sont très différenciées (cf. figure 66, p. 126).

Les tarifs de Gaz de France : les tarifs en distribution publique et les tarifs à souscription

Les tarifs en distribution publique de Gaz de France ont été gelés du 1^{er} mai 2006 au 31 décembre 2007. Par arrêté du 27 décembre 2007, ils ont été augmentés de 0,173 c€/kWh en moyenne à compter du 1^{er} janvier 2008.

La loi du 3 janvier 2003 dispose que les tarifs réglementés de vente doivent couvrir les coûts. En application de cette disposition, telle qu'interprétée par l'arrêt du Conseil d'État du 10 décembre 2007 (cf. encadré 25, p. 126), la CRE a estimé, dans son avis du 27 décembre 2007, que la hausse envisagée pour les tarifs ne permettait pas de couvrir les coûts moyens complets de

Gaz de France au 1^{er} janvier 2008, dans une conjoncture laissant présager des prix futurs du baril de pétrole supérieurs aux prix intégrés dans le calcul des coûts matière au 1^{er} janvier 2008. La CRE a calculé que la hausse au 1^{er} janvier 2008 aurait dû être au minimum de 0,257 c€/kWh en moyenne (soit + 6,4 % en moyenne), en tenant compte des rattrapages rétablis par l'arrêt du Conseil d'État, et a considéré dans cette perspective, qu'une nouvelle évolution tarifaire devrait normalement intervenir au cours du 1^{er} semestre 2008.

C'est ce que le gouvernement a décidé en fixant une augmentation moyenne de ces tarifs de 0,264 c€/kWh par arrêté du 17 avril 2008, publié au Journal officiel le 29 avril 2008 (soit 6,3 % en moyenne, 5,5 % sur le tarif B1 chauffage individuel).

Encadré 24 : L'arrêté du 21 décembre 2007

L'arrêté du 21 décembre 2007 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel des entreprises locales de distribution et de la société TEGAZ fixe les conditions d'évolution des tarifs en distribution publique et à souscription de ces entreprises, jusqu'au 31 décembre 2010.

Les évolutions des tarifs sont trimestrielles. Elles doivent répercuter les variations des coûts d'approvisionnement en gaz et les variations des autres charges, notamment celles liées à l'utilisation des réseaux et à l'accès aux stockages.

Les coûts d'approvisionnement sont calculés suivant une formule de révision spécifique à chaque fournisseur déposée auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et de la CRE.

De plus, chaque fournisseur est invité à présenter auprès de ces ministres un bilan annuel de mise en œuvre de la formule de révision tarifaire et de la prise en compte de ses coûts hors approvisionnement. Si ce bilan fait apparaître des coûts non répercutés dans les tarifs, ils sont intégrés dans les propositions d'évolution tarifaires de l'année à venir.

Les propositions de barèmes sont déposées par les fournisseurs au plus tard 21 jours avant chaque échéance trimestrielle. Elles sont acceptées dès lors que les ministres ne s'y opposent pas dans un délai de 7 jours après réception de l'avis de la CRE. En particulier, les ministres peuvent demander à un fournisseur de déposer un nouveau barème conforme à l'avis de la CRE.

Dans son avis du 18 décembre 2007, la CRE a déploré le fait que l'arrêté ne concernait pas les tarifs réglementés de vente de Gaz de France. Cette différence de traitement de Gaz de France par rapport aux ELD et à TEGAZ n'est pas justifiée, d'autant que Gaz de France fournit environ 11 millions de clients, contre 500 000 environ pour les ELD et TEGAZ. De plus, l'absence de visibilité sur les évolutions des tarifs réglementés de vente de ce fournisseur est préjudiciable au bon fonctionnement du marché français du gaz naturel et constitue une barrière à l'entrée pour tout fournisseur alternatif.

Tableau 11 : Avis de la CRE sur l'évolution des tarifs de vente de gaz des ELD

Source : CRE

	Barèmes proposés	Avis favorables	Avis défavorables
1 ^{er} juillet 2007	19	19	0
1 ^{er} octobre 2007	19	19	0
1 ^{er} janvier 2008	21	14 (dont 1 non suivi par les ministres)	7 (dont 4 non suivis par les ministres)
1 ^{er} avril 2008	22	17	5 (dont 3 non suivis par les ministres)

Dans son avis du 17 avril 2008 la CRE note avec satisfaction que le gouvernement propose de poursuivre le recalage en structure des tarifs, initié le 1^{er} janvier 2008, et de prendre en compte la variation des coûts d'approvisionnement – indexés sur les prix des produits pétroliers – supportée par l'opérateur depuis lors. La hausse a pour effet de rapprocher les

tarifs des critères exigés par la loi. Toutefois, elle aurait dû être au minimum de 0,348 c€/kWh en moyenne (soit + 8,3 % en moyenne, + 7,6 % sur le tarif B1 chauffage individuel).

Dans son avis, la CRE demande que les tarifs réglementés de vente en distribution publique de Gaz de France évoluent au

1^{er} juillet 2008 pour prendre en compte, en particulier, le nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution qui devrait entrer en vigueur à cette date. Enfin, la CRE confirme la nécessité de mettre en place un cadre réglementaire définissant les modalités de fixation des tarifs réglementés de vente de Gaz de France. Pour apporter plus de transparence aux

Figure 66 : Évolution des tarifs en distribution publique entre juillet 2006 et mai 2008 (client moyen chauffé au gaz consommant 17 MWh/an) Source : CRE



Encadré 25 : Arrêt du Conseil d'État du 10 décembre 2007

Dans son arrêt du 10 décembre 2007, faisant suite au recours de la société Poweo et de la Fédération française des combustibles, carburants et chauffage, le Conseil d'État a annulé les articles de l'arrêté du 29 décembre 2005 qui supprimait le mouvement initialement prévu le 1^{er} janvier 2006 pour les tarifs en distribution publique de Gaz de France, ainsi que les rattrapages en masse prévus au 1^{er} avril 2006 pour compenser les pertes résultant de coûts non répercutés par le passé dans ces tarifs.

Il a considéré que cet arrêté méconnaissait les dispositions de la loi du 3 janvier 2003 et du décret du 20 novembre 1990 relatif

à la couverture des coûts par les tarifs réglementés, en ce qu'il a conduit à fixer des tarifs manifestement inférieurs aux coûts complets moyens de Gaz de France. L'avis de la CRE du 23 décembre 2005 concernant cet arrêté était d'ailleurs défavorable.

L'arrêt précise dorénavant l'application de la loi du 3 janvier 2003, à savoir que les « tarifs [réglementés de vente en distribution publique] ne peuvent être inférieurs aux coûts moyens complets de chaque opérateur ; que, pour satisfaire à cette obligation, il appartient aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision, premièrement,

de permettre au moins la couverture par les tarifs des coûts moyens complets des opérateurs tels qu'ils peuvent être évalués à cette date, deuxièmement, de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur l'année à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à cette même date, et, troisièmement, d'ajuster ces tarifs s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarifs et coûts, du fait d'une sous-évaluation des tarifs, au moins au cours de l'année écoulée, afin de compenser cet écart dans un délai raisonnable ».

fournisseurs et aux consommateurs, elle recommande la publication d'une formule d'indexation des tarifs.

Les évolutions trimestrielles des tarifs à souscription de Gaz de France ont toujours fait l'objet d'avis favorables de la CRE. Ces tarifs n'ont pas cessé d'augmenter depuis juillet 2007.

Les tarifs de TEGAZ

Les tarifs à souscription de TEGAZ sont désormais encadrés par l'arrêté du 21 décembre 2007. Ils ont également évolué tous les 3 mois, en suivant la même tendance que ceux de Gaz de France. (cf. figure 67).

Au cours de l'année 2007, TEGAZ a présenté à la CRE une analyse des coûts et des recettes de chacun de ses tarifs ainsi qu'une description détaillée de son portefeuille d'approvisionnement. La CRE a émis un avis favorable au mouvement du 1^{er} janvier 2008 demandé par Tegaz, qui intègre une nouvelle formule d'évolution des coûts d'approvisionnement et un recalage en niveau des différents tarifs.

Le tarif spécial de solidarité du gaz naturel

Dans son avis du 27 mars 2008, la CRE a formulé des recommandations sur le projet de décret relatif à la fourniture de gaz au tarif spécial de solidarité, qui n'est pas encore publié.

3.3.3. Marché non résidentiel : augmentation des ventes en offre de marché

Au 31 mars 2008, soit près de quatre ans après l'ouverture totale des marchés à l'ensemble des clients non résidentiels, environ 178 000 sites soit 26 % sont en offre de marché (cf. figure 68, p. 128). Au cours du premier trimestre 2008, le nombre de sites en offre de marché a augmenté d'environ 4 900 sites par mois contre 4 200 sites par mois au premier trimestre 2007.

3.3.4. Marché résidentiel : ouverture progressive à la concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les fournisseurs alternatifs placent autant d'offres aux prix de marché que les fournisseurs historiques, essentiellement dans le cadre des emménagements.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, la dynamique du marché résidentiel en gaz est plus forte qu'en électricité : 128 000 sites gaz ont fait le choix d'un fournisseur alternatif sur presque 11 millions de sites au total contre 112 000 sites sur 29 millions en électricité. Cette évolution résulte pour une part de l'obligation faite aux occupants de logements neufs de recourir aux offres de marché de gaz entre le 1^{er} juillet 2007 et le 21 janvier 2008. (cf. figure 69, p. 128)

3.3.5. Un marché fortement concentré

Au 31 mars 2008, 12 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille (cf. tableau 12, p. 129). 3 fournisseurs alternatifs proposent des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont quasiment inexistantes. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GrDF.

Les parts de marché des fournisseurs alternatif sont faibles : parmi les 26 % de sites non résidentiels en offre de marché (178 000 sites), 12 % (80 000 sites) ont fait le choix d'un fournisseur alternatif

Figure 67 : Comparaison des tarifs à souscription de Gaz de France et TEGAZ pour un client consommant 80 GWh/an

Source : CRE

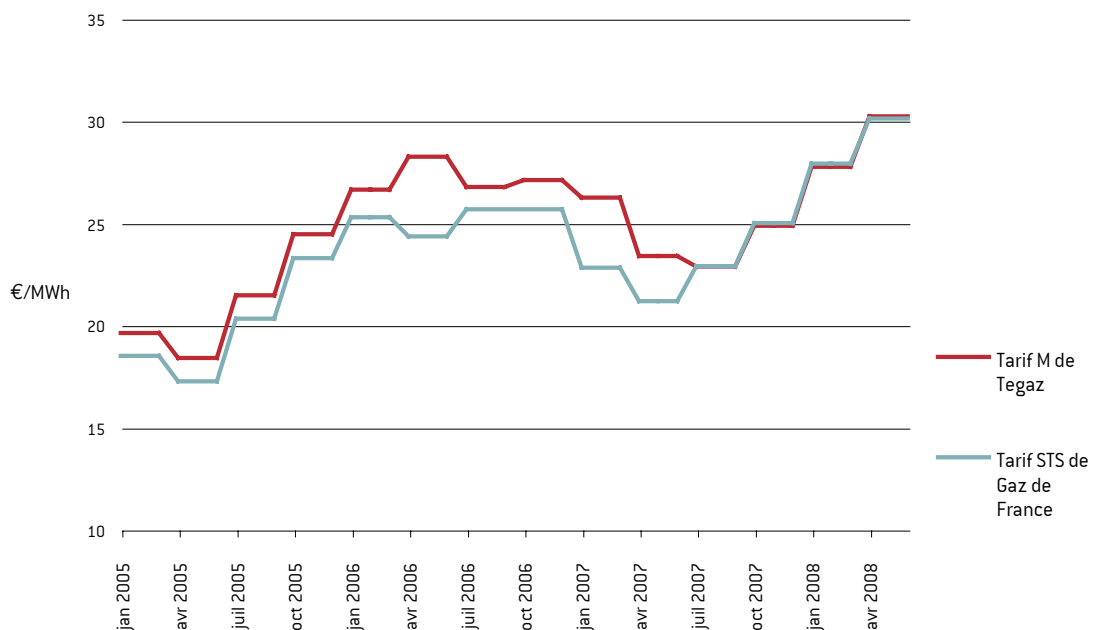


Figure 68 : Nombre de sites non résidentiels en offre de marché

Source : CRE d'après GRD, GRT, fournisseurs historiques

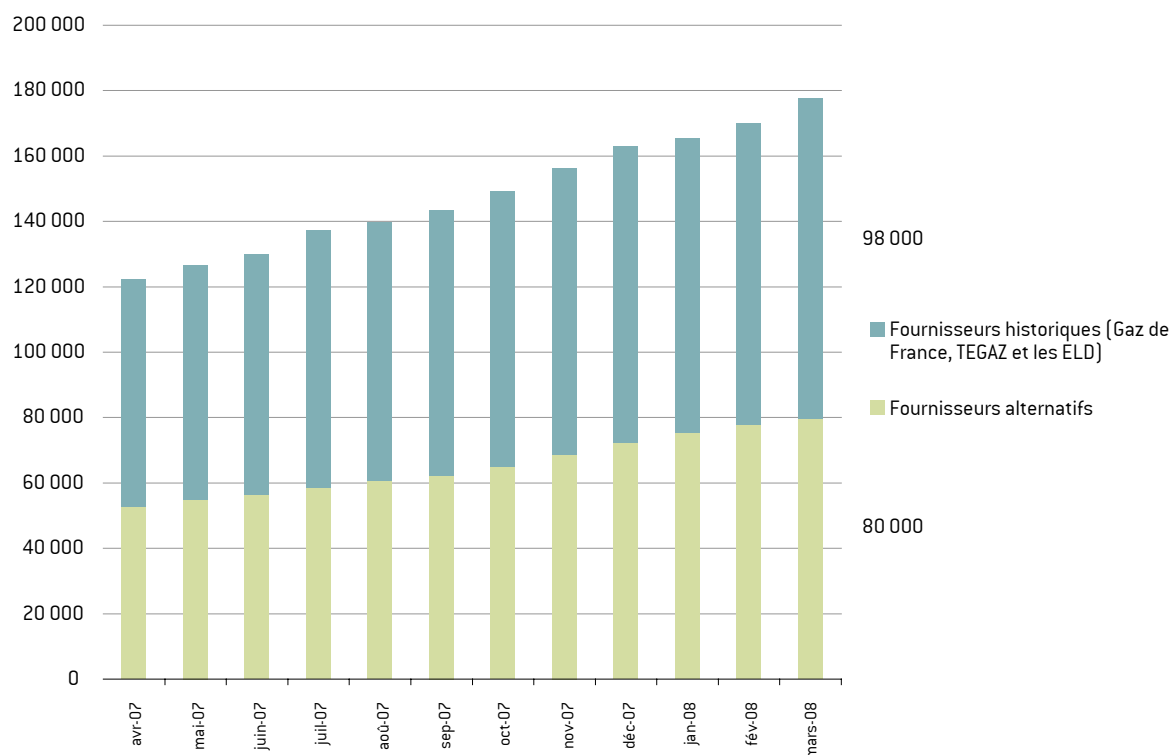


Figure 69 : Nombre de sites résidentiels en offre de marché

Source : CRE d'après GRD, GRT, fournisseurs historiques

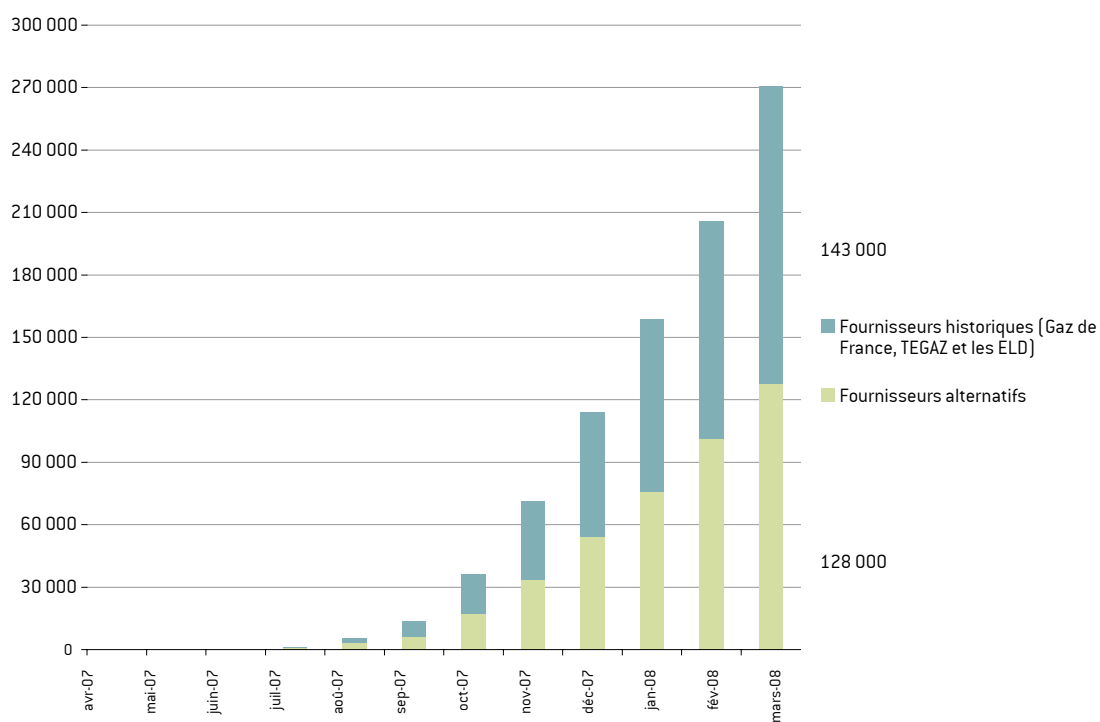


Tableau 12 : Nombre de fournisseurs actifs¹ sur les réseaux de TIGF, GRTgaz et GrDF qui ont demandé à figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE²

Sources : GRT, GRD, CRE – Analyse CRE

	Sites non résidentiels Transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Altergaz	•	•	•
Distrigaz SA	•	•	
EDF	•	•	•
ENI S.p.A	•	•	
E.ON Group	•	•	
Gas Natural	•	•	
Gaz de France*	•	•	•
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		•	
Gazprom Marketing & Trading	•		
Iberdrola	•		
Poweo	•	•	•
Soteg	•	•	
Tegaz*	•	•	
Wingas	•		

129

* Ces fournisseurs sont considérés comme des fournisseurs historiques dans les statistiques publiées par la CRE. Au 31 mars 2008, seuls 3 fournisseurs alternatifs proposaient des offres aux clients résidentiels.

[1] Un fournisseur est dit actif s'il possède au moins un site dans son portefeuille.

[2] Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

Figure 70 : Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2008

Source : CRE d'après GRD, GRT, fournisseurs historiques

- Offres aux tarifs réglementés
- Offres de marché fournisseurs historiques (Gaz de France, TEGAZ et les ELD)
- Offres de marché fournisseurs alternatifs

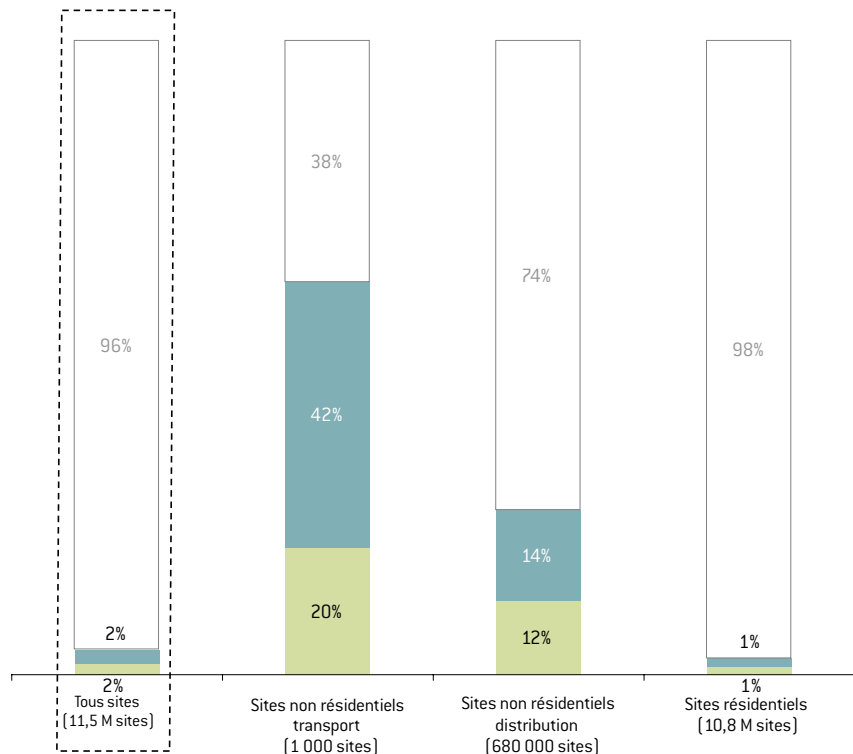
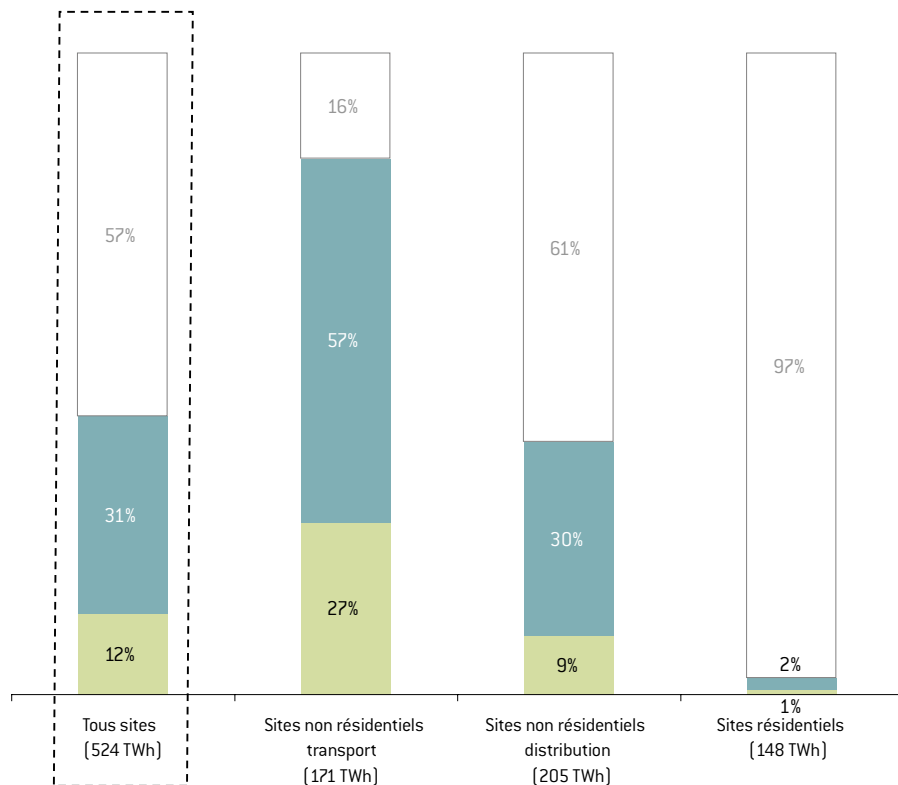


Figure 71 : Répartition des consommations par type d'offre au 31 mars 2008

Source : CRE d'après GRD, GRT, fournisseurs historiques

- Offres aux tarifs réglementés
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres de marché fournisseurs alternatifs



(cf. figure 70). La part de la consommation des sites non résidentiels alimentée par les fournisseurs alternatifs est de 17 % (cf. figure 71).

Au 31 mars 2008, l'indice HHI (Hirschmann Herfindhal Index) des différents segments du marché de détail montre une forte concentration du secteur. (cf. figure 72)

4. Le suivi du fonctionnement des marchés ouverts

4.1. Les retours d'expérience et les actions d'amélioration

La concertation, pilotée par la CRE, entre représentants des clients, fournisseurs et gestionnaires de réseaux (GRD), au sein des instances GTC (Groupe de Travail Consommateurs), GTE (Groupe de Travail Electricité), et GTG (Groupe de Travail Gaz) a permis de traduire sous forme de procédures la plupart des situations rencontrées par les clients. Les principaux éléments de ces procédures ont été repris

dans le « Référentiel des dispositions en vigueur au 1er juillet 2007 », publié par la CRE le 27 septembre 2007. Ce référentiel permet aux acteurs, en particulier aux nouveaux entrants, de disposer d'une base documentaire unique et fiable recensant les règles applicables en marché ouvert. Il sera mis à jour régulièrement.

Un an après le 1^{er} juillet 2007, il est encore nécessaire d'accompagner l'ouverture des marchés et de conserver des instances dédiées à l'expression et à l'instruction des besoins des acteurs. C'est pourquoi l'organisation des groupes de travail a été maintenue.

Un travail de pédagogie à l'égard des consommateurs, en ce qui concerne le fonctionnement du marché ouvert, reste nécessaire. La mise en place des procédures par les GRD nécessite encore d'être suivie. ERDF et GrDF ont par ailleurs lancé des projets d'évolution de leur système de comptage, présentés et suivis en GTC.

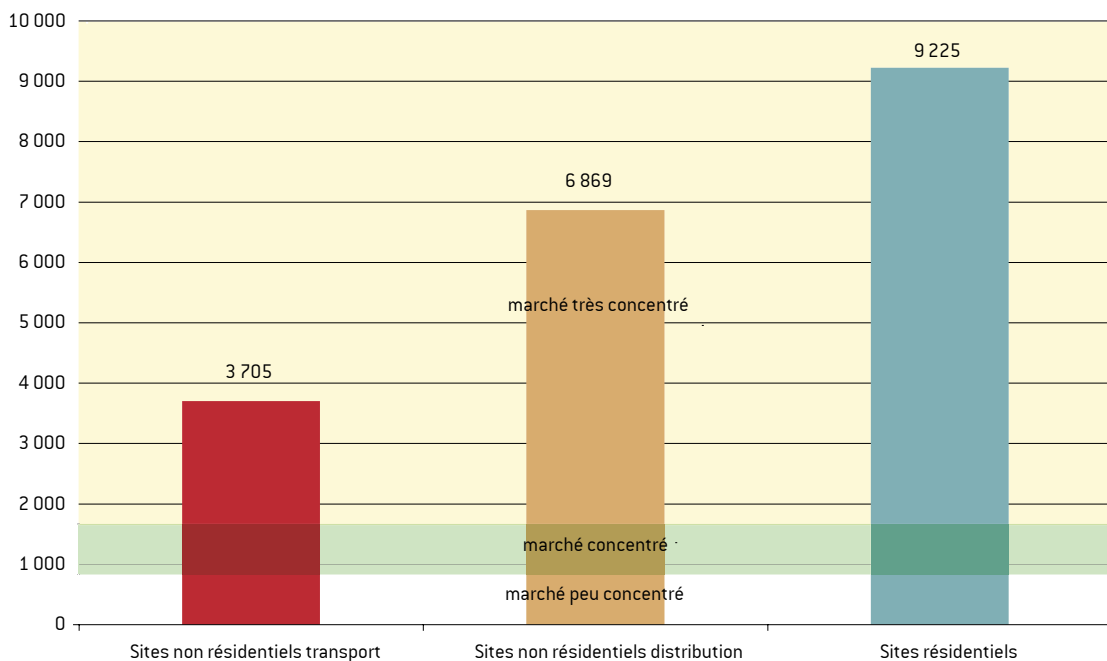
4.1.1. Les actions en faveur des consommateurs

Le GTC est l'instance de discussion et de concertation, entre les différents acteurs (fournisseurs, GRD, associations de consommateurs), sur l'information et la protection des consommateurs.

Il a participé à la préparation du dispositif d'information des consommateurs réalisé par la CRE, en liaison avec les ministères chargés de la consommation et de l'énergie, et le médiateur national de l'énergie. Les membres des instances de concertation, en particulier les associations de consommateurs, ont contribué à l'élaboration du dépliant d'information (« info facture ») joint aux factures des fournisseurs historiques.

Les modèles de fiches standardisées de présentation des offres, établis dans le cadre du GTC par les associations de consommateurs et les fournisseurs, ont été renseignés par tous les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel et mis à dis-

Figure 72 : Indice de concentration (HHI) de la fourniture de gaz naturel en consommation au 31 mars 2008
Source : CRE d'après GRD, GRT, fournisseurs historiques.



position des consommateurs. Ceux-ci ont pu ainsi bénéficier, dès l'été 2007, d'une information précontractuelle comparable d'un fournisseur à l'autre. Un retour d'expérience a été effectué par le GTC au cours du second semestre 2007.

Le GTC a poursuivi ses travaux sur l'évolution des chartes d'engagement des fournisseurs à l'égard des consommateurs professionnels, mises en place en 2005. La concertation a permis de mettre en cohérence les chartes pour l'électricité et pour le gaz. Elle a également permis de renforcer les engagements en matière d'information et de traitement des réclamations, et d'élaborer des fiches standardisées de présentation des offres de fourniture. Depuis le 11 janvier 2008, en gaz comme en électricité, la quasi-totalité des fournisseurs proposant un contrat unique ont signé ces chartes.

Les groupes de travail GTE et GTG ont pour leur part orienté leurs réflexions autour de la correction des cas d'erreurs [référence technique du site...] ou du traitement des situations dans lesquelles l'une des parties ne se comporte pas de façon conforme aux procédures (vente sans commande préalable...).

Ces travaux ont donné lieu à l'élaboration de procédures dites « d'exception », permettant aux consommateurs victimes d'erreurs ou d'abus de revenir de façon simple et sans frais à leur situation initiale.

4.1.2. L'amélioration des règles relatives aux relations entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux

Les contrats d'utilisation des réseaux

En gaz, tous les fournisseurs ont signé en 2007 une nouvelle version du Contrat d'Acheminement Distribution (CAD) avec le GRD Gaz de France, qui intègre les dispositions relatives à l'ouverture du marché aux consommateurs résidentiels. Pour répondre au souci des fournisseurs relatif aux engagements en terme de qualité de service du GRD (désormais GrDF), une nouvelle version du contrat sera proposée en juillet 2008.

En électricité, la version 2007 du contrat GRD-F, qui tient compte des évolutions induites par l'ouverture du marché aux consommateurs résidentiels, a fait l'objet de critiques fortes de la part des fournisseurs.

Ces critiques, déjà énoncées en 2004, portent sur la nature juridique du contrat GRD-F et la répartition des responsabilités qui en découle. Dans le contexte du marché de masse, où le contrat unique – qui porte à la fois sur la fourniture et la distribution d'énergie – s'impose en pratique, les fournisseurs ont jugé les engagements des GRD insuffisants pour leur permettre d'assurer efficacement leur rôle d'interlocuteur unique du consommateur.

Compte tenu de ces éléments, une grande majorité des fournisseurs actifs sur le marché de masse ont refusé de signer la version 2007 du contrat GRD-F et quatre d'entre eux ont saisi le CoRDiS le 7 février 2008.

Dans sa décision du 7 avril 2008, le CoRDiS a décidé que le contrat GRD-F, qui permet l'effectivité de l'alimentation du client final et la mise en œuvre du contrat unique, crée nécessairement, dans le cadre du contrat unique, une relation contractuelle entre le gestionnaire de réseau et le client final, en sorte que celui-ci peut mettre en œuvre la responsabilité contractuelle du gestionnaire de réseaux dans des conditions au moins analogues à celles qui résulteraient de la conclusion par le client final d'un contrat d'accès au

réseau public de distribution d'électricité. Le schéma contractuel doit s'analyser, comme c'est le cas pour le contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, en un ensemble de liens contractuels, au sein duquel le rôle du fournisseur est celui d'un intermédiaire dûment missionné par le client final et le gestionnaire de réseaux. [cf. p. 18]

Les procédures du parcours client

Conformément à la délibération de la CRE du 27 septembre 2007, un retour d'expérience de l'ensemble des procédures mises en place pour l'ouverture du marché a été effectué par les instances de concertation.

Les premiers résultats montrent que les procédures en vigueur doivent être consolidées. En électricité, les index de relève utilisés dans les différentes procédures restent à fiabiliser, en particulier l'index de changement de fournisseur. Certaines dispositions doivent également être revues en vue d'une meilleure cohérence entre le gaz et l'électricité. Enfin, l'automatisation des procédures doit être améliorée pour faire face au nombre croissant d'échanges entre les acteurs.

Le système de profilage et les règles de reconstitutions des flux

Le système de profilage est un modèle statistique qui permet de répartir dans le temps la consommation d'énergie des clients entre deux relèves réelles. Durant cet intervalle, le compteur mesure de façon globale l'énergie consommée par le client. Pour déterminer la façon dont évolue la consommation du client dans le temps, il est nécessaire de recourir au « profil », courbe élaborée statistiquement, qui donne la « forme » de la consommation du client.

La reconstitution des flux est effectuée par les gestionnaires de réseaux : elle consiste à répartir, auprès des fournisseurs, les énergies consommées par leurs clients, en vue de leur facturer l'acheminement. Pour cela, ils s'appuient notamment sur les informations obtenues grâce au système de profilage.

Les fournisseurs portent une attention particulière au système de profilage et à la reconstitution des flux, compte tenu des conséquences financières qui peuvent être en jeu. Depuis leur mise en place, lors de l'ouverture des marchés en 2004, ces dispositifs ont déjà fait l'objet de plusieurs évolutions. Pour autant, les fournisseurs estiment qu'ils doivent encore être améliorés.

Dans cette perspective : en gaz, le GTG a défini un plan d'actions sur plusieurs années visant à faire évoluer certains paramètres du système de profilage actuel (coefficients de correction et d'ajustement climatiques, températures de référence). Pour ce qui concerne la reconstitution des flux, les gestionnaires de réseaux ont engagé plusieurs études pour mettre en place un système de prévision des consommations des clients.

En électricité, les questions relatives à l'évolution de la gamme des profils ont suscité de nombreux débats et jusqu'à présent, aucun consensus n'avait pu être trouvé, faute d'un processus de décision clairement défini.

Début 2008, le GTE a fixé une série d'indicateurs, qualitatifs et quantitatifs, permet-

tant d'orienter les choix en termes d'évolution du système de profilage. Par ailleurs, il a élaboré un dispositif de gouvernance de ce système qui demande à la CRE d'aprouver toute question s'y rapportant, ce qui s'inscrit dans le cadre des pouvoirs attribués à la CRE par l'article 15 de la loi du 10 février 2000, relatif à l'approbation des règles de responsables d'équilibre.

4.1.3. L'adéquation des systèmes d'information aux besoins du marché ouvert

Les systèmes d'information d'ERDF et GrDF

Les systèmes d'information (SI) de gestion clientèle de GrDF et d'ERDF ont évolué pour faire face à l'augmentation importante des données à gérer et à échanger, compte tenu de l'ouverture totale du marché. Ils permettent aux fournisseurs de transmettre et gérer les demandes de leurs clients de façon automatisée, en accord avec la plupart des règles définies dans les instances de concertation. (cf. encadrés 26 et 27)

Certaines fonctionnalités des SI d'ERDF et de GrDF restent encore à déployer pour répondre pleinement aux attentes des acteurs et aux règles de fonctionnement du

marché. Des paliers d'évolution sont prévus à un rythme semestriel ou annuel.

En électricité, les dernières évolutions du SI d'ERDF ont intégré les nouvelles dispositions réglementaires relatives aux ICS (informations commercialement sensibles) et permettent désormais le changement de fournisseur au fil de l'eau et l'automatisation de procédures gérées jusqu'alors de façon manuelle.

En gaz, conformément à la délibération de la CRE du 27 septembre 2007, les acteurs sont mieux associés à la définition des évolutions du SI de GrDF grâce à une hiérarchisation de leurs demandes en fonction des priorités

Malgré ces avancées, et compte tenu de l'importance du SI dans le bon fonctionnement du marché, la CRE a souhaité s'assurer que le développement du SI de GrDF était bien maîtrisé et suffisamment évolutif. C'est pourquoi elle fait réaliser, de mai à juillet 2008, un audit du SI de GrDF.

Encadré 26 : La séparation des bases de gestion clientèle entre ERDF et le fournisseur historique

S'appuyant sur les conclusions de l'audit des SI du GRD EDF mené au cours du 2^e semestre 2006, la CRE avait demandé dans sa délibération du 8 février 2007 que le fournisseur EDF cesse au plus tôt d'utiliser DISCO, application historiquement partagée avec le GRD EDF, pour gérer ses clients aux

tarifs réglementés. L'échéance de juillet 2009 avait été fixée à EDF pour transférer la totalité de ces clients vers un système de gestion clientèle qui lui soit propre.

La CRE déplore que, compte tenu du rythme de transfert des clients annoncé

par EDF, les clients non résidentiels aux tarifs réglementés seront gérés jusqu'en 2010 dans DISCO, et qu'il n'existe aucune planification de la fin du transfert des clients résidentiels.

Encadré 27 : L'accès privilégié du fournisseur Gaz de France au SI de GrDF

La CRE constate que le fournisseur historique Gaz de France continue à pouvoir accéder directement à certaines applications historiques, désormais propriété de GrDF, pour gérer certains clients et transmettre une partie de ses demandes de mise en service ou de

résiliation, alors qu'il existe un portail dédié à tous les fournisseurs.

La CRE déplore ce mode de fonctionnement qui est discriminatoire vis-à-vis des autres fournisseurs dès lors que seul le fournisseur historique bénéficie, en cas de

dysfonctionnement du portail dédié, d'une solution de secours.

Il importe que Gaz de France réalise au plus vite les évolutions nécessaires dans son SI afin de le séparer complètement de celui de GrDF.

Les SI des GRD des entreprises locales de distribution

Les entreprises locales de distribution (ELD), environ 160 en électricité et 22 en gaz, desservent moins de 5 % du nombre total de consommateurs. Cette diversité ne permet malheureusement pas d'envisager une homogénéisation de leurs SI.

Les fournisseurs doivent cependant disposer des mêmes conditions d'accès au marché sur tout le territoire français. La CRE a ainsi souhaité disposer d'une vision précise des dispositions prises par les ELD pour se conformer aux règles de fonctionnement du marché ouvert. C'est pourquoi la CRE a réalisé des enquêtes auprès de l'ensemble des ELD pour suivre le déploiement de leurs SI, et en a fait connaître les résultats aux membres des groupes de concertation.

Un an après l'ouverture totale du marché, il est indispensable que les efforts des ELD se poursuivent. En effet, la mise en place de moyens d'échanges automatisés avec les fournisseurs ne concerne aujourd'hui que les ELD les plus importantes, ce qui ne facilite pas l'implantation des fournisseurs sur les territoires des ELD.

4.2. L'information des consommateurs

4.2.1. Enquêtes auprès des consommateurs

La CRE a réalisé, fin 2007, deux enquêtes auprès des clients sur l'ouverture des marchés: l'une auprès des clients non résidentiels (3^e vague d'un baromètre annuel d'opinion ayant débuté en 2005), menée par l'institut de sondages BVA, l'autre auprès des clients résidentiels, menée par l'institut de sondages LH2. Ces deux enquêtes seront reconduites fin 2008, afin de disposer des résultats, dans la durée, des deux baromètres d'opinion.

Les résultats de ces deux enquêtes ont été publiés sur le site internet de la CRE en janvier 2008. Ils confirment le besoin d'information des consommateurs sur l'ouverture des marchés. Même si, en majorité, les consommateurs avaient le sentiment d'être bien informés sur l'ouverture à la

concurrence des marchés de l'énergie, la méconnaissance des offres, des acteurs en présence et des questions pratiques reflétait un niveau d'information encore trop général.

Professionnels: une connaissance de l'ouverture des marchés en progression

Plus de 3 ans après l'ouverture complète du marché des professionnels, 59 % d'entre eux s'estimaient « bien informés » sur ce sujet (fin 2006: 44 %, soit + 15 points en un an). Toutefois, les deux tiers d'entre eux reconnaissaient « mal connaître » la marche à suivre lors d'un changement de fournisseur.

L'opinion à l'égard de l'ouverture restait majoritairement favorable (62 % contre 15 % de mauvaise opinion), même si la proportion des clients qui pensait réaliser des économies grâce à l'ouverture des marchés est passée de 45 % à 30 % entre fin 2006 et fin 2007.

La connaissance pratique du fonctionnement de l'ouverture des marchés de l'énergie restait perfectible :

- deux clients sur trois pensaient, à tort, que c'était le fournisseur qui assurait la relève des compteurs, alors que cette mission incombe au gestionnaire de réseau de distribution ;
- un client sur deux croyait, toujours à tort, que le risque de panne d'électricité ou de gaz était lié au fournisseur que l'on avait choisi ;
- en revanche, deux clients sur trois savaient bien qu'un changement de fournisseur était une opération sans frais.

Enfin, la connaissance des acteurs du marché avait fortement progressé, puisque le taux de notoriété des principaux fournisseurs alternatifs avait presque doublé en un an, même s'il demeurait très en deçà de celui des fournisseurs historiques. (cf. figure 73 et 74)

Particuliers: une ouverture encore mal connue, notamment ses aspects pratiques

Alors que 31 % des foyers seulement connaissaient leur droit de changer de fournisseur d'énergie, ils étaient 56 % à s'estimer bien informés sur l'ouverture à la concurrence des marchés. Ce décalage indiquait que, pour une large part, les particuliers avaient entendu parler de l'ouverture à la concurrence des marchés, mais ceci en termes trop généraux pour pouvoir identifier clairement la manière dont celle-ci se traduisait de façon pratique. Concernant les modalités pratiques, 14 % des ménages (pour l'électricité) et 15 % (pour le gaz) disaient connaître la « marche à suivre » lors d'un changement de fournisseur.

En termes d'opinion générale, 59 % des ménages considéraient que l'ouverture des marchés était « une bonne chose », mais identifiaient mal les bénéfices qu'ils pouvaient en attendre. Ainsi 44 % des particuliers estimaient que l'ouverture à la concurrence ne conduira ni à une amélioration ni à une détérioration de la qualité de service et 52 % déclaraient qu'elle ne débouchera ni sur une baisse ni sur une hausse du montant des factures. 29 % anticipaient, toutefois, un impact positif sur la qualité de service (21 % anticipaient plutôt un effet négatif) et 29 % déclaraient que l'ouverture impliquera une réalisation d'économies (11 % pensaient au contraire qu'elle induira une perte d'argent).

Signes d'un manque d'informations concrètes, une majorité des interviewés ne parvenaient pas à citer spontanément le nom d'un autre fournisseur que le leur (76 % en électricité, 84 % en gaz) et 32 % des foyers seulement s'estimaient bien informés sur les offres des différents fournisseurs. De plus, 31 % pensaient toujours que EDF et Gaz de France formaient une seule et même entreprise.

Une majorité de foyers pensait également, à tort, que c'était leur fournisseur qui assurait la relève des compteurs alors que cette mission incombe au gestionnaire de réseau de distribution (79 % partageaient cette « idée fautive » pour l'électricité, 77 % pour le gaz) et un foyer sur deux croyait, toujours à tort, que le risque de panne d'électricité

Figure 73 : Notoriété des fournisseurs d'électricité auprès des clients professionnels en décembre 2007
Base : A tous (1 502). Hors fournisseur actuel. Source : Enquête BVA pour la CRE (décembre 2007)

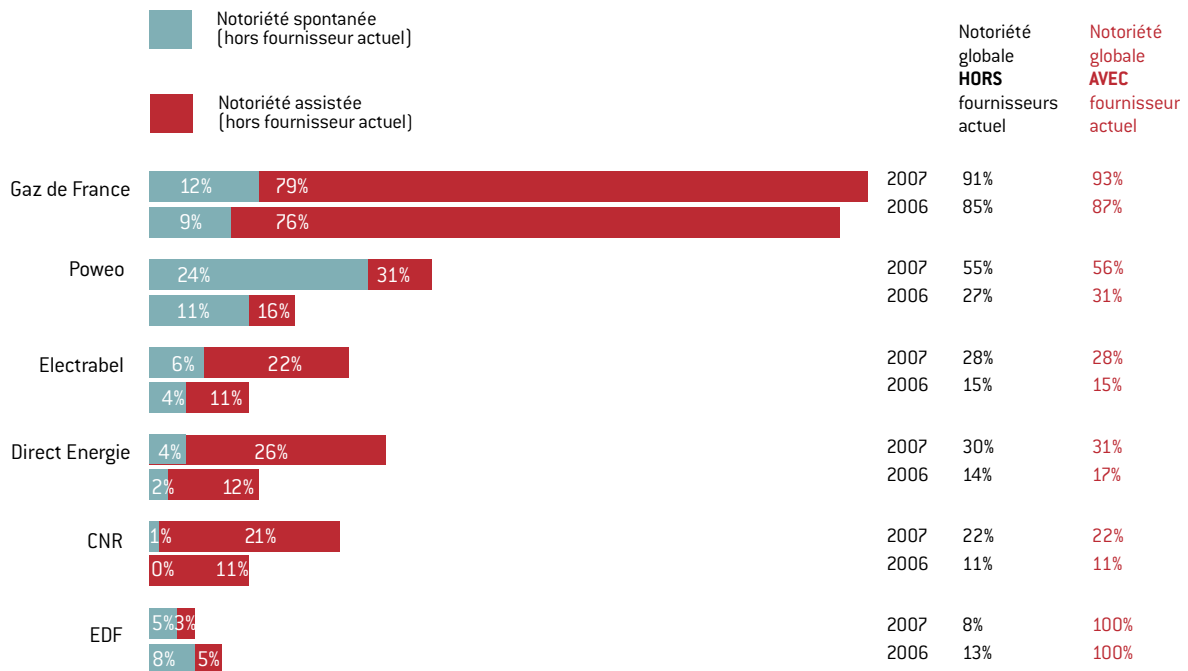
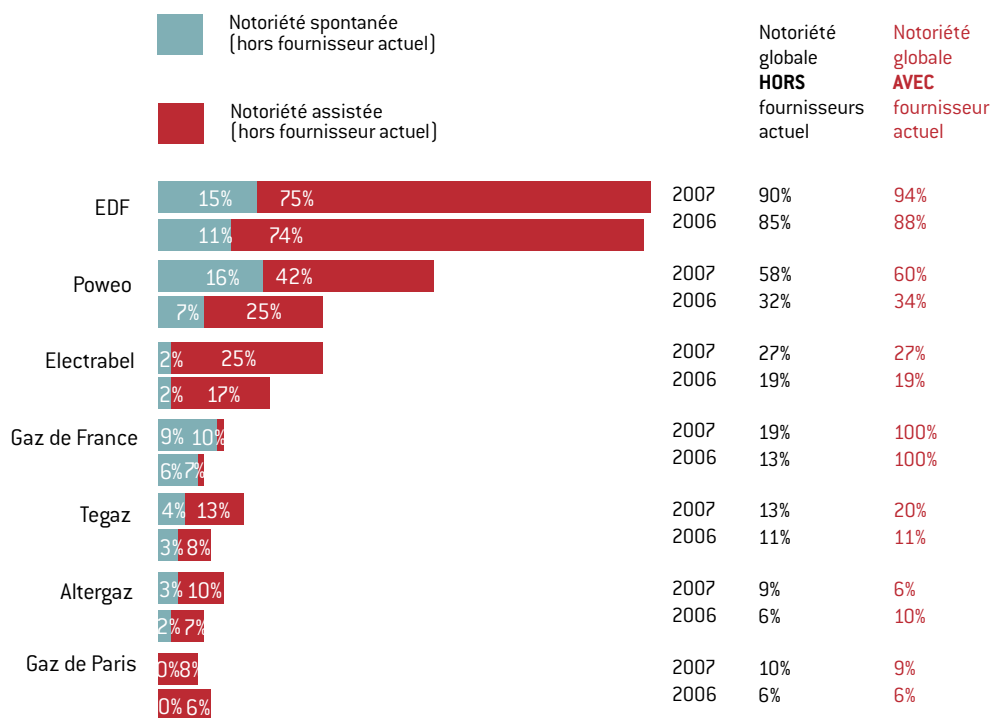


Figure 74 : Notoriété des fournisseurs de gaz naturel auprès des clients professionnels en décembre 2007
Base : Utilisateurs gaz (486). Hors fournisseur actuel. Source : Enquête BVA pour la CRE (décembre 2007)



ou de gaz dépendait du fournisseur qu'il avait choisi. (cf. figure 75)

4.2.2. Les outils d'information à la disposition des consommateurs

Site Internet

La CRE a mis en ligne le 23 mai 2007 un site internet d'information dédié aux consommateurs résidentiels, conçu en liaison avec le ministère chargé de la consommation, le ministère chargé de l'énergie et le Médiateur national de l'énergie. Le site www.energie-info.fr informe les consommateurs sur les démarches à accomplir (déménagement, raccordement, résiliation de contrat, changement de fournisseur), les offres (information sur les fournisseurs, choix d'une offre) et leurs droits, notamment en cas de litige avec un fournisseur. Il a été conçu afin d'offrir un accès à une information claire et simple, indé-

pendante des fournisseurs. Depuis son lancement, ce site internet comptabilise 30 000 visites en moyenne chaque mois.

Un espace dédié aux clients professionnels sera inauguré au 3^e trimestre 2008, afin de renseigner spécifiquement les entreprises sur les démarches et les offres de fourniture d'énergie qui les concernent.

Enfin, un outil de recherche de fournisseurs par code postal sera mis en place au 3^e trimestre 2008, qui permet à tout consommateur, résidentiel ou professionnel, de connaître la liste exhaustive des fournisseurs qui se sont déclarés en mesure de proposer des offres de fourniture d'électricité ou de gaz naturel sur le territoire de sa commune, et correspondant à son niveau de consommation.

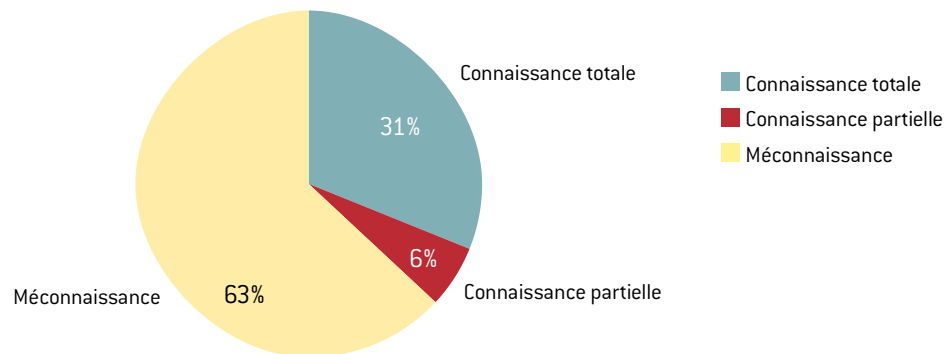
Ce moteur de recherche, conçu en vue d'un usage simple pour le consommateur, tient

compte des spécificités de desserte de chaque fournisseur, dont certains peuvent choisir de se développer sur une zone géographique ou un segment de clientèle spécifique. Cet outil a été développé en associant les gestionnaires de réseaux de distribution (d'électricité et de gaz naturel) et les fournisseurs. Ceux-ci peuvent actualiser en temps réel les informations les concernant, au moyen d'un site extranet sécurisé. Les informations sont publiées sous la responsabilité des fournisseurs. (cf. figure 76)

Par ailleurs, pour répondre aux préoccupations des associations de consommateurs comme de certains élus, la CRE étudie la faisabilité (coûts et modalités techniques) d'un comparateur de prix des offres d'électricité et de gaz naturel, à l'instar de ceux développés dans d'autres États européens.

Figure 75 : La connaissance de l'ouverture des marchés pour les clients résidentiels en décembre 2007
« Selon vous, pour un foyer comme le vôtre, est-il possible de changer de fournisseur de gaz naturel/d'électricité ? »

Ensemble des foyers (Utilisateurs gaz + non utilisateurs gaz)



Connaissance totale = consommateurs de gaz connaissant leur droit à changer de fournisseur de gaz ET d'électricité + consommateurs exclusifs d'électricité connaissant leur droit à changer de fournisseur d'électricité

Connaissance partielle = consommateurs de gaz ayant identifié qu'ils pouvaient changer un fournisseur sur les deux

Méconnaissance = consommateurs de gaz n'ayant pas du tout identifié la possibilité de changer de fournisseurs d'énergie + consommateurs exclusifs d'électricité n'ayant pas identifié la possibilité de changer de fournisseur d'électricité

Le service d'information des consommateurs : courrier, courriel, téléphone

Depuis juillet 2004, la CRE reçoit de nombreuses questions et réclamations de la part de clients non résidentiels, essentiellement de la part des petits consommateurs professionnels. Ces clients sont orientés vers la CRE par les gestionnaires de réseaux de distribution et par les fournisseurs présents sur le marché, lorsqu'ils ne sont pas en mesure de les renseigner.

En préparation de l'ouverture du marché aux clients résidentiels, la CRE a mis en place le 18 juin 2007 un service d'information pour les consommateurs accessible par téléphone au 0810 112 212 (prix d'un appel local), par courrier et par courriel. Les consommateurs particuliers ainsi que les petits professionnels trouvent auprès de ce service d'information les réponses

à leurs questions sur l'ouverture des marchés de l'énergie, leurs droits et les démarches pratiques à effectuer.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, ce service a traité de l'ordre de 30 000 contacts chaque mois, dont une centaine de courriers et de courriels. (cf. figure 77, p. 138)

90 % de ces contacts étaient des demandes de coordonnées de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Les autres thèmes les plus fréquents étaient les modalités pratiques d'organisation et de fonctionnement du marché français, les modalités de changement de fournisseur ou de réalisation de branchements et mises en service.

Depuis juillet 2007, La CRE a reçu de l'ordre de 150 réclamations de consommateurs chaque mois (résidentiels ou non résidentiels) concernant des fournisseurs

ou des gestionnaires de réseaux. Ces réclamations portent sur des problèmes de démarchage par les agents commerciaux des fournisseurs, sur des difficultés rencontrées lors de la résiliation d'un contrat, sur la qualité des services clientèle des fournisseurs ainsi que sur les modalités de facturation et d'utilisation d'index estimés de consommation.

La CRE transfère aux autorités administratives compétentes les dossiers de leur ressort : une centaine de dossiers a été transférée à la DGCCRF (direction de la consommation, de la concurrence et de la répression des fraudes) et au médiateur national de l'énergie. (cf. encadré 28)

Figure 76 : Recherche de fournisseur d'électricité ou de gaz sur le site www.energie-info.fr



Encadré 28 : Un service partagé avec le médiateur national de l'énergie

La CRE a convenu début 2008 avec le médiateur national de l'énergie de partager le dispositif d'information des consommateurs qu'elle a mis en place pour les consommateurs résidentiels.

Ce dispositif d'information comprend le site internet energie-info.fr et le service d'information des consommateurs (téléphone, courriel, courriers). Cette collaboration devrait permettre de

développer ces outils tout en conservant un point d'entrée unique pour les questions de consommateurs relatives à l'énergie.

4.3. La surveillance des marchés de gros

4.3.1. La surveillance des marchés, indispensable à la confiance

L'article 28 de la loi du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, a confié à la CRE une mission de surveillance des marchés. Il prévoit que la CRE « surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques ». La loi prévoit également que, si la CRE vient à détecter des pratiques délictueuses, son président saisit le Conseil de la concurrence.

La surveillance d'un marché vise à détecter tout comportement anticoncurrentiel. Elle permet de vérifier que les acteurs qui disposent d'un pouvoir de marché n'en abusent pas, et que les transactions conclues sur les marchés n'ont pas pour objectif d'altérer le mécanisme de formation des prix.

Le prix sur un marché de gros détermine en effet :

- le revenu des ventes en gros réalisées par les opérateurs qui contrôlent des sources d'approvisionnement physiques (production, contrats d'importation de long terme) ;
- le coût d'approvisionnement des fournisseurs qui ne détiennent pas de telles sources d'approvisionnement.

Parmi les pratiques visées, on peut citer :

- la rétention de capacités de production ou de volumes de gaz, qui vise à faire augmenter les prix par la création d'une pénurie artificielle ;
- la pratique de prix de vente excessivement bas, qui vise au contraire à faire baisser les prix en dessous de leur niveau normal et, ainsi, de réduire les revenus des concurrents ;
- l'envoi sur les plateformes de négociation, par un ou plusieurs acteurs, d'ordres d'achat ou de vente destinés à donner au marché une information erronée sur l'évolution des prix.

En donnant confiance dans le marché, la surveillance favorise l'entrée de nouveaux acteurs sur le segment du négoce et la multiplication des transactions. En outre, la confiance dans la formation des prix, déterminante pour les investisseurs potentiels, contribue à la sécurité d'approvisionnement des marchés français.

4.3.2. Les pics de prix d'octobre et novembre 2007

Sur le marché de l'électricité, au cours des mois d'octobre et de novembre 2007, des prix historiquement élevés ont été constatés sur la plateforme de négociation Powernext Day-ahead Auction. Alors que, au cours des 9 premiers mois de l'année, les prix pour livraison entre 18 heures et 20 heures étaient en moyenne de 36 €/MWh et s'étaient élevés au maximum à 118 €/MWh, ils ont atteint :

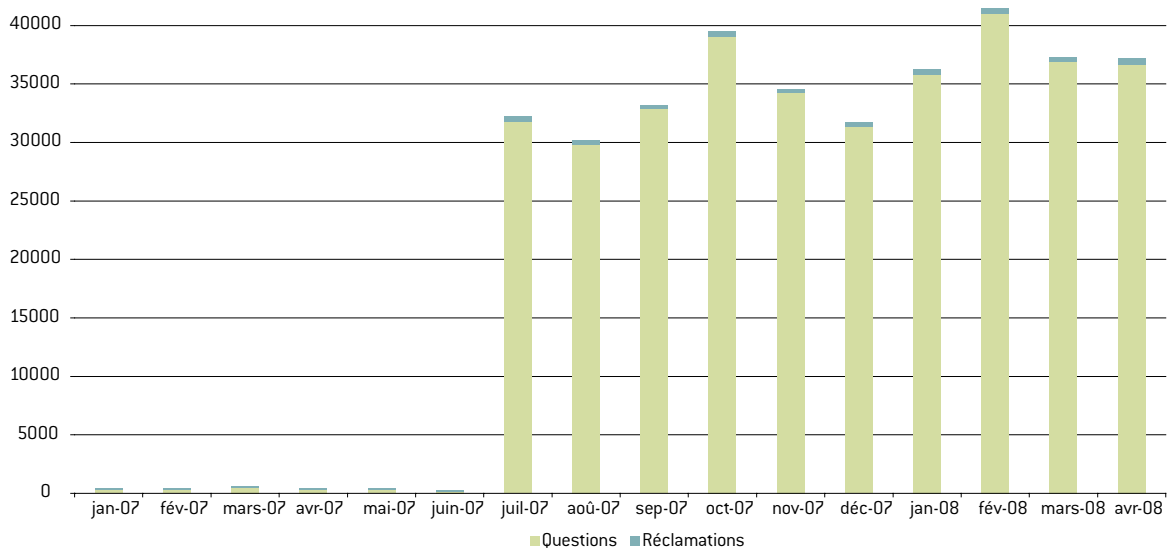
- 1 236 €/MWh pour livraison le lundi 29 octobre 2007 entre 18 heures et 19 heures ;
- 2 500 €/MWh pour livraison le lundi 12 novembre 2007 entre 20 heures et 21 heures ;
- 1 762 €/MWh pour livraison le jeudi 15 novembre 2007 entre 18 heures et 19 heures.

La CRE a mené une investigation sur ces pics de prix, qui s'est achevée, le 17 avril 2008, par la publication d'une communication de la CRE et d'un rapport détaillé.

À l'issue de cette investigation, la CRE a observé que, pendant la période étudiée, la situation de l'équilibre offre-demande était propice à l'apparition de prix élevés. Les pics de prix ont résulté des anticipations des acteurs de marché sur l'état de tension du système français. Ils ont été

Figure 77 : Contacts clients reçus par la CRE

Source : CRE



causés par des mouvements concomitants de réduction de l'offre et/ou d'augmentation de la demande sur Powernext Day-ahead Auction. La CRE n'a pas identifié de comportement individuel répréhensible, dont l'objet aurait été d'occasionner ces pics de prix.

Toutefois, la CRE a relevé que plusieurs facteurs avaient favorisé l'apparition de ces pics de prix :

Facteur n° 1 : le groupe EDF, à travers les interventions d'EDF Trading, n'a pas offert sur Powernext Day-ahead Auction l'ensemble de ses capacités de production disponibles, en particulier hydrauliques, le 12 novembre 2007 entre 20 heures et 21 heures.

L'analyse menée par la CRE montre que cette situation trouve son origine dans les processus de décision journaliers du groupe EDF.

Facteur n° 2 : les modes opératoires de certains membres de Powernext Day-ahead Auction réduisent leur réactivité, notamment pendant le week-end ; la faible mobilisation, le week-end, des équipes de trading peut influencer les prix de marché pour le lundi suivant en favorisant, du fait de l'absence d'adaptation à l'évolution de la situation du marché, la prise de décisions erronées.

Facteur n° 3 : les données prévisionnelles de production publiées par l'Union française de l'électricité (UFE) ne permettent pas aux acteurs d'anticiper de manière correcte le risque associé aux indisponibi-

lités fortuites. En effet, en application des règles adoptées par l'UFE, les disponibilités prévisionnelles publiées pour le parc thermique ne prennent en compte que les arrêts de centrales dont l'occurrence est certaine. Ce principe renforce l'objectivité des données publiées, mais conduit à surestimer systématiquement la disponibilité publiée par rapport à sa valeur réalisée. En outre, le processus de publication de l'UFE n'est pas suffisamment fiable. Enfin, les données publiées ne sont pas accompagnées d'historiques suffisants.

Facteur n° 4 : les modalités de mise en œuvre des procédures lancées par Powernext pour susciter la formulation d'offres supplémentaires sont perfectibles ; l'analyse de la procédure opérée par Powernext le 11 novembre 2007 montre que sa mise en œuvre était inadaptée à la situation du marché : la procédure a été peu formalisée, et le nombre d'acteurs de marché consultés insuffisant. Par ailleurs, le test préalable effectué par Powernext pour décider du lancement d'un *Request for quotes* (RFQ) est perfectible. Enfin, la procédure de RFQ n'a pas été organisée de manière conjointe avec les autres bourses participant au *market coupling*, alors que des capacités d'importation de Belgique étaient disponibles.

Facteur n° 5 : les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion actuellement en vigueur ne permettent pas une gestion efficace de l'interconnexion. Lors des trois pics de prix sur le marché français, alors que les prix des marchés

organisés voisins étaient tous, à l'exception de la Belgique, très inférieurs à ceux de Powernext, un volume important de capacité d'import est resté non utilisé aux frontières. La mise en place de méthodes d'allocation efficaces, et notamment d'un couplage de marchés sur l'ensemble des interconnexions françaises, aurait contribué à la baisse des prix sur le marché français.

À l'issue de cette investigation, la CRE a demandé :

- aux principaux acteurs du marché de gros de l'électricité, et notamment à EDF, d'améliorer leurs processus internes d'intervention sur les marchés, afin que leurs actions reflètent au mieux la situation de leur portefeuille ;
 - à l'UFE et à ses membres producteurs d'électricité, de fiabiliser les données prévisionnelles de production publiées sur le site de RTE et, en liaison avec la CRE, de compléter ces publications pour permettre aux acteurs d'anticiper de manière correcte la situation du marché français ;
 - à Powernext, d'améliorer la procédure mise en œuvre lorsque le prix de Powernext Day-ahead Auction ne semble pas représentatif de la situation de marché, notamment en se coordonnant avec les bourses belge et néerlandaise ;
 - à RTE, d'accélérer la mise en place de méthodes efficaces pour allouer les capacités de transport aux interconnexions.
- Cette investigation montre que la surveillance permet d'identifier des pistes concrètes d'amélioration du fonctionnement des marchés.

4.3.3. Les modalités de surveillance des transactions sur les marchés de gros

Dans le cadre de sa mission de surveillance, la CRE a, dans un premier temps, collecté, de manière systématique et sur une base mensuelle, des informations auprès des producteurs d'électricité, de Powernext et des gestionnaires de réseaux.

En revanche, la CRE ne disposait pas encore, début 2008, d'informations relatives aux transactions bilatérales des entreprises qui interviennent sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

La CRE avait engagé des discussions avec des organismes représentatifs des acteurs de marché sur des dispositifs permettant un accès effectif de la CRE à ces transactions et limitant la charge de travail correspondante de ces acteurs. Elle a rendu public le 16 avril 2008 la démarche qu'elle prévoit d'adopter et a invité les acteurs qui le souhaitaient à lui faire part de leurs commentaires éventuels.

La démarche retenue est structurée en deux phases :

- phase 1 : la CRE procédera ponctuellement à des demandes d'informations sur les transactions conclues postérieurement au 1^{er} janvier 2007 ;
- phase 2 : la CRE envisage, sur la base d'un retour d'expérience et après concertation avec les acteurs de marché, la collecte systématique des transactions.

Le périmètre de la phase 1 concerne les transactions conclues pour livraison physique, qui représentent, sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz, l'essentiel des transactions.

Afin d'alléger la charge de travail des acteurs de marché, la CRE leur offre la possibilité de transmettre les données par des intermédiaires. Elle encourage les acteurs à donner mandat aux *brokers* dont ils sont clients pour la conservation et la mise à disposition des transactions dont ils ont connaissance. Par ailleurs, la CRE assurera elle-même la collecte des transactions

conclues sur des marchés organisés, auprès d'EDF pour les transactions réalisées dans le cadre des VPP, et auprès des gestionnaires de réseaux pour les transactions d'achat de leurs pertes.

Au vu de l'augmentation des prix sur le marché à terme de l'électricité en 2007 et du fait de l'arrivée à échéance, en 2008, des premiers contrats de *gas release*, la CRE a formulé, dans le cadre de la phase 1, une demande ponctuelle de données portant :

- en électricité : sur les transactions conclues en 2007 sur des produits annuels pour livraison en 2008 et 2009, en base et en pointe (produits « Y+1 » ou « Cal08 ») ;
- en gaz : sur les transactions conclues en 2007 sur des produits saisonniers et annuels pour livraison en 2008 et 2009 (années calendaires et années gazières).

III. Les dispositifs de soutien : production d'électricité, consommateurs vulnérables et TaRTAM

La CRE participe à la mise en œuvre de certaines missions de service public assignées aux fournisseurs d'électricité et de gaz :

- sur saisine des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, elle donne un avis sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz, en particulier les tarifs mis en place pour les clients vulnérables.
- elle met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie pour atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.
- sur saisine du ministre chargé de l'énergie, elle donne un avis sur les tarifs d'obligation d'achat mis en place pour développer les énergies renouvelables et la cogénération.
- elle propose chaque année au ministre chargé de l'énergie l'évaluation des charges de service public de l'électricité de l'année suivante, ainsi que la contribution unitaire correspondante (CSPE). Ces charges correspondent au soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, à la péréquation tarifaire en faveur des zones non interconnectées et aux dispositions sociales en vigueur pour l'électricité.
- elle propose chaque année au ministre chargé de l'énergie les charges de service public du gaz liées à l'application du tarif spécial de solidarité (prévu par l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifié par la loi du 7 décembre 2006) pour l'année suivante, ainsi que la contribution unitaire correspondante. La première proposition de la CRE

devrait intervenir fin 2008, après publication du décret relatif au tarif de solidarité.

Par ailleurs, la CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant de la contribution due par EDF et CNR permettant de financer une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), l'autre partie étant financée par la CSPE.

1. Le soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables

La loi du 10 février 2000 prévoit deux dispositifs de soutien à la production d'électricité : les appels d'offres (article 8) et l'obligation d'achat (article 10). Pour les appels d'offres, lancés par le ministre chargé de l'énergie, la CRE met en œuvre la procédure : elle rédige le cahier des charges à partir des conditions établies par le ministre, instruit et classe les offres, puis rend un avis sur le choix qu'envisage le ministre. Pour les obligations d'achat, elle rend un avis sur les conditions d'achat définies par le ministre chargé de l'énergie.

1.1. Les appels d'offres

Le 9 décembre 2006, le ministre avait lancé un appel d'offres portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse. Il s'agissait du deuxième appel d'offres pour cette filière. La capacité totale recherchée s'élève à 300 MW, dont 80 MW pour des installations

de puissance unitaire comprise entre 5 et 9 MW inclus, et 220 MW pour des installations de puissance supérieure à 9 MW. Les candidats retenus doivent bénéficier d'un contrat d'achat de l'électricité produite au prix qu'ils proposent, pour une durée de 20 ans. 56 offres étaient parvenues à la CRE avant le 9 août 2007, date limite de remise des offres.

Le 30 janvier 2008, la CRE a remis au ministre une fiche d'instruction par projet, comportant une note chiffrée résultant de l'application des critères mentionnés au cahier des charges, et un rapport de synthèse. Le 5 juin 2008, elle a émis un avis sur le choix envisagé par le ministre (cf. tableau 13).

1.2. L'obligation d'achat

En application de la loi du 13 juillet 2005, qui donne une nouvelle définition des tarifs d'achat, le gouvernement a entrepris une révision de ces tarifs. Après avoir pris, en juillet 2006, des arrêtés fixant les nouveaux tarifs applicables aux installations utilisant l'énergie mécanique du vent, l'énergie radiative du soleil, l'énergie issue du biogaz et la géothermie, le ministre chargé de l'énergie a saisi la CRE pour avis, le 3 avril 2007, d'un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matière non-fossile d'origine végétale.

La CRE a rendu son avis le 3 mai 2007. L'arrêté n'a pas encore été pris.

2. Les charges de service public de l'électricité

La CSPE est destinée à financer les charges de service public supportées par EDF, par les distributeurs non nationalisés (DNN) et par Electricité de Mayotte (EDM) :

les surcoûts dus à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat, contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000, appels d'offres) ;

- les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) résultant de la péréquation tarifaire en faveur de ces zones : la Corse, les départements d'outre-mer (DOM), Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein ;
- les charges supportées au titre de la tarification de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE finance également le budget du médiateur national de l'énergie, ainsi qu'une partie des charges résultant du TaRTAM après compensation des charges de service public de l'électricité. Pour ce faire, le montant de la CSPE est augmenté pour couvrir les charges du TaRTAM dans la

limite de 0,55 €/MWh, ce montant ne pouvant porter la CSPE au-dessus de sa valeur au 7 décembre 2006 (4,50 €/MWh).

La CRE évalue, avant le 15 octobre de chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public de l'électricité, le nombre de kWh soumis à contribution et la contribution unitaire (CSPE) qui en résulte.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux quantités d'électricité consommées en France. La loi du 10 février 2000 prévoit :

- une exonération pour les autoproducteurs des consommations soumises à contribution jusqu'à 240 GWh ;
- un plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation ;
- un plafonnement égal à 0,5 % de leur valeur ajoutée pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an.

2.1. Les charges de service public et la contribution 2008

Les charges prévisionnelles 2008 incluent les charges estimées au titre de 2008 ain-

si que l'écart, en 2006, entre les charges constatées et les contributions recouvrées.

La CRE a adressé au ministre chargé de l'énergie, le 11 octobre 2007, sa proposition relative aux charges prévisionnelles et à la contribution unitaire pour 2008 (CSPE 2008), pour un montant, en hausse, égal à 4,9 €/MWh. En l'absence de la publication d'un arrêté du ministre, la contribution unitaire 2008 a été fixée à 4,5 €/MWh par reconduction de la contribution unitaire 2007, en application de l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

La CRE a publié une communication, le 23 janvier 2008, donnant l'évaluation des charges de service public prévisionnelles 2008. Ces charges ont évolué à la baisse de 229 M€ par rapport à celles évaluées en octobre 2007, du fait de la prise en compte de l'évolution de certaines données économiques intervenant dans le calcul des charges (prix de marché à terme pour 2008, tarif de vente de gaz). Elles s'établissent à 1 637,3 M€. C'est sur cette base que la CRE a notifié leurs charges aux opérateurs concernés, conformément à l'article 7 du décret du 28 janvier 2004 (cf. tableau 14).

Tableau 13 : Bilan des appels d'offres lancés dans les énergies renouvelables

Source : CRE (avis disponibles sur www.cre.fr)

Appel d'offres	Date limite d'envoi des offres à la CRE	Nombre d'offres	Instruction CRE (rapport de synthèse et fiches d'instruction)	Avis CRE sur le choix envisagé par le ministre	Arrêtés d'autorisation d'exploiter (ministre)	Puissance retenue (puissance recherchée) MW
Biomasse	9 août 2007	56 (une offre rejetée)	Délibération du 30 janvier 2008	Avis favorable du 5 juin 2008		Puissance totale des offres : 692 MW pour 300 recherchés
Centrales éoliennes à terre	30 janvier 2005	14 (deux offres rejetées)	Délibération du 28 avril 2005	Avis favorable du 9 novembre 2005	7 décembre 2005 (7 projets)	278 (500)
Centrales éoliennes en mer	13 août 2004	11 (une offre rejetée)	Délibération du 13 janvier 2005	Avis défavorable du 28 juillet 2005	13 octobre 2005 (1 projet)	100 (500)
Biomasse, biogaz	19 juillet 2004	24 (une offre rejetée)	Délibération du 21 octobre 2004	Avis favorable du 15 décembre 2004	11 janvier 2005 (14 projets biomasse, 1 biogaz)	216 (200) biomasse 16 (50) biogaz

La part de la CSPE 2008 qui permet de financer ces charges s'élève à 4,26 €/MWh. Ce montant est évalué à partir de la consommation nationale prévisionnelle de 469,8 TWh pour 2008 (hors pertes), diminuée du volume d'exonération de 85,8 TWh (soit 18 % de la consommation nationale).
 La contribution unitaire permettant le financement du budget du médiateur national de l'énergie s'élève à 0,01 €/MWh.
 La part de la CSPE 2008 qui participe au financement des charges liées au TaRTAM s'élève à 0,23 €/MWh, conformément à la loi du 7 décembre 2006 (cf. figure 78).

2.2. Les charges constatées au titre de 2006

Dans sa délibération du 11 octobre 2007, la CRE a évalué les charges de service public de l'électricité effectivement supportées par les fournisseurs historiques au titre de 2006 (cf. figure 79, p. 114), à partir de leurs déclarations basées sur une comptabilité appropriée contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, dans le cas des régies, par leur comptable public. Les règles de cette comptabilité avaient été mises à jour par délibération de la CRE du 7 décembre 2006.
 La CRE s'est assurée de la bonne gestion par EDF et Électricité de Mayotte de leurs

moyens de production dans les zones non interconnectées, ainsi que de la cohérence des données physiques et financières relatives aux contrats d'achat présentés par les fournisseurs historiques.

Les charges constatées au titre de 2006 s'élèvent à 1 535,0 M€, dont 1 497,6 M€ pour EDF, 17,6 M€ pour les DNN et 19,8 M€ pour EDM. Elles sont inférieures à la prévision établie à 1 601,3 M€ en 2005, en raison de la hausse des prix de marchés constatés en 2006 par rapport à la prévision (+ 7,90 €/MWh en moyenne pondérée) et d'une progression de la souscription à la tarification de première nécessité moins rapide que prévu.

Tableau 14 : Charges de service public prévisionnelles 2008

Source : CRE

Fournisseur	Charges prévisionnelles 2008 (M€)
EDF	1 582,3
Distributeurs non nationalisés	20,2
Électricité de Mayotte	34,7
Total	1 637,3*

* incluant 0,1 M€ de frais de gestion de la CDC

Figure 78 : Évolution des charges de service public prévisionnelles et contribution unitaire 2008

Source : CRE



Figure 79 : Charges de service public constatées au titre de 2006 (1 535 M€)

Source : CRE

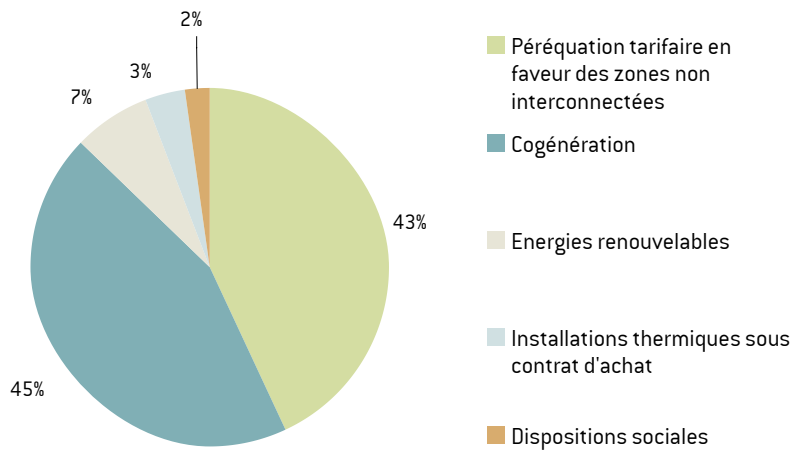


Figure 80 : Charges de service public prévisionnelles au titre de 2008 (1 640 M€)

Source : CRE

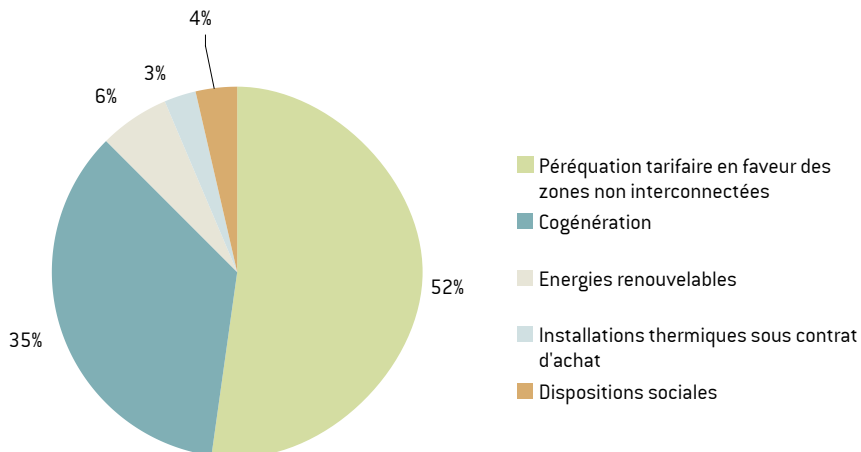


Tableau 15 : Comparaison des charges de service public

	Charges constatées au titre de 2006 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2008 (M€)	Principales justifications des variations 2006-2008
Contrats d'achat*	840,6	722,7	Développement de l'éolien (+3,5 TWh)
Péréquation tarifaire**	660,0	857,5	Augmentation de la consommation et du coût des combustibles
Dispositions sociales	34,4	59,9	Augmentation du nombre de bénéficiaires de la tarification de première nécessité
Total	1 535,0	1 640,1	

* hors ZNI

** Surcoûts de production et surcoûts liés aux contrats d'achat en ZNI

2.3. Les charges prévisionnelles au titre de 2008

Les charges prévisionnelles au titre de 2008 ont été évaluées à partir des charges constatées au titre de 2006 et des prévisions des fournisseurs concernés. Elles s'élèvent à 1 640 M€, en hausse de 7 % par rapport aux charges constatées au titre de 2006 (cf. tableau 15).

Les surcoûts dus aux contrats d'achat sont égaux à la différence entre les coûts d'achat de l'électricité et la valorisation aux prix de marché de gros des volumes achetés. La hausse des prix de marché de

près de 25 % entre 2006 (prix constatés) et 2008 (prix à terme) conduit à une diminution des charges liées à l'obligation d'achat, malgré l'augmentation prévisionnelle des volumes produits à partir de sources d'énergies renouvelables de 40 % (+ 3,5 TWh d'électricité d'origine éolienne et développement de l'électricité produite à partir des filières biogaz, biomasse et photovoltaïque) et malgré l'augmentation du tarif d'achat moyen de la cogénération (cf. figure 81).

Dans les ZNI, la hausse des surcoûts en 2008 par rapport à 2006 est évaluée à 30 %, du fait du prix élevé des combusti-

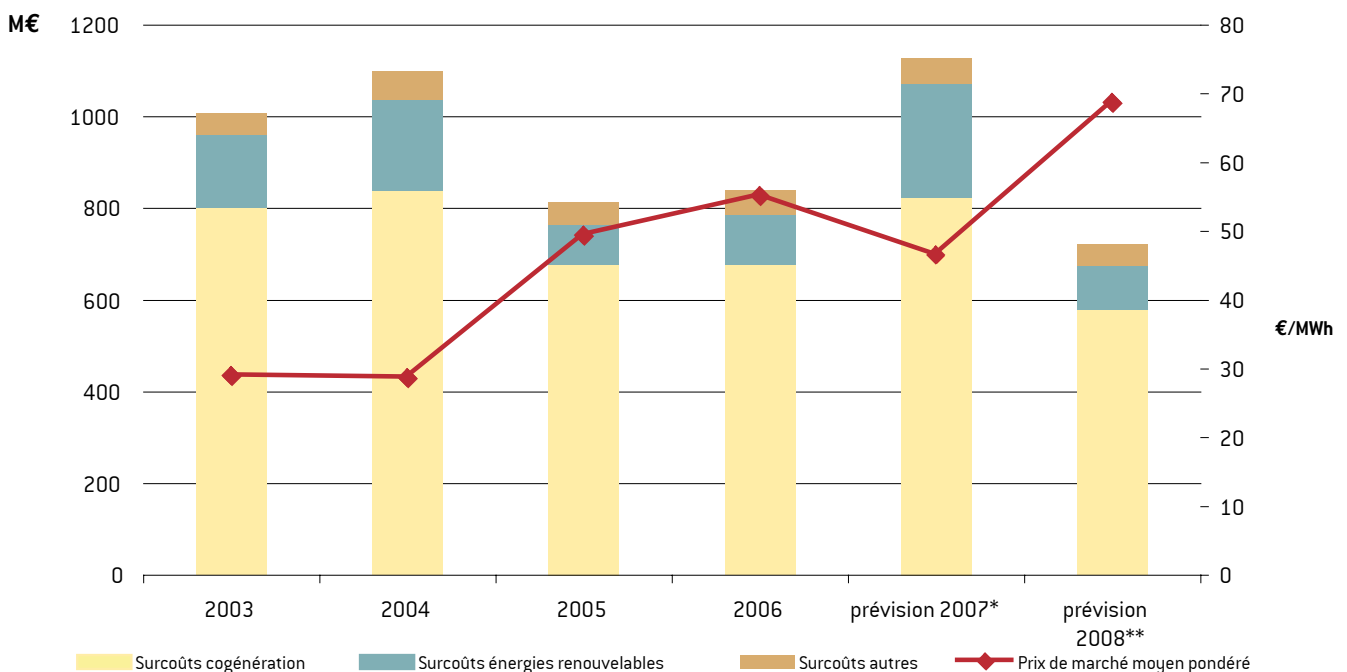
bles, de la mise en service de moyens de production supplémentaires et de l'augmentation de la consommation finale (+8,4 % sur 2 ans).

La péréquation tarifaire en faveur des ZNI constitue désormais la première source de charges de service public de l'électricité et représente plus de 50 % des charges (cf. figure 80).

Les charges dues aux dispositions sociales sont également en forte hausse en 2008 en raison de l'augmentation prévue du nombre de bénéficiaires de la tarification spéciale de première nécessité.

Figure 81 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année et évolution du prix de marché moyen pondéré

Source : CRE



* Évaluation au 1^{er} janvier 2008 avec les prix de marché *spot* 2007 et des volumes prévisionnels 2007.

** À partir des prix de marché à terme 2008 et des volumes prévisionnels 2008.

3. Le recouvrement de la CSPE

3.1. Les recouvrements en 2006 et 2007

Les sommes perçues au titre de la CSPE 2006 sont inférieures d'environ 50 M€ aux charges prévisionnelles 2006. Cet écart, qui représente 3 % des charges, est dû essentiellement à l'arrondi du montant de la CSPE 2006 et à une assiette contribuant à la CSPE plus faible que prévue.

Le recouvrement de la CSPE au titre de 2007 se poursuit, la totalité de l'électricité consommée en 2007 n'ayant pas encore été facturée.

Le tableau 16 présente le nombre de sites ayant déclaré leur CSPE 2007 auprès de la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Le nombre d'autoproduiteurs et de consommateurs concernés est stable.

3.2. La mise en œuvre de nouvelles dispositions

Un peu plus de 200 sociétés industrielles ont demandé, avant le délai réglementaire du 30 avril 2007, à bénéficier des dispositions de l'article 67 de la loi du 13 juillet 2005, qui limite le montant de la CSPE due au titre d'une année à 0,5 % de la valeur ajoutée de la même année. Au titre de 2006, la CDC a remboursé 50,6 M€.

Seules 19 d'entre elles ont sollicité l'arrêt de la facturation de la CSPE en 2007, prévue par l'article précité, lorsqu'elles ont estimé que la CSPE qu'elles avaient payée dépassait le montant total plafonné dû au titre de 2006.

Comme prévu par l'article 5 de la loi du 10 février 2000, la CSPE a financé le budget 2007 du médiateur de l'énergie, pour 4,1 M€.

4. Les charges liées au TaRTAM

Dans le cadre de la fourniture de clients finals au TaRTAM, les fournisseurs d'électricité peuvent supporter des charges, correspondant à la différence entre le coût de revient de leur production ou le prix auquel ils se fournissent et les recettes correspondant à la fourniture au TaRTAM.

La loi du 9 août 2004, modifiée par la loi du 7 décembre 2006, prévoit une compensation de ces charges (dans la limite d'un coût d'approvisionnement plafond) :

- d'abord, par les consommateurs, à travers la CSPE, dans la limite de 0,55 €/MWh ;
- puis, par les producteurs nucléaires et hydrauliques exploitant plus de 2000 MW (EDF, CNR), à travers une contribution assise sur leur production de l'année précédente, dans la limite de 1,30 €/MWh.

Un décret du 4 mai 2007 définit les modalités d'évaluation des charges des four-

nisseurs et de la contribution unitaire des producteurs, de recouvrement et de compensation des charges.

La CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie, avant le 15 octobre de l'année en cours, la contribution unitaire due par EDF et CNR au titre de l'année suivante.

4.1. Charges prévisionnelles 2007

La CRE a évalué les charges prévisionnelles liées au TaRTAM pour 2007 à partir des déclarations prévisionnelles transmises par 21 fournisseurs. Celles-ci s'élèvent à 431 M€.

Comme le prévoit la loi du 9 août 2004, la CSPE 2007 finance ces charges à hauteur de 211 M€ (soit le produit de 0,55 €/MWh par l'assiette de consommation prévisionnelle 2007 de 383 TWh). La part des charges financée par EDF et CNR s'élève à 220 M€.

La CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie, le 31 mai 2007, une contribution unitaire 2007 de 0,47 €/MWh, compte tenu de la production prévisionnelle nucléaire et hydraulique pour cette même année. Chaque trimestre de 2007, la CRE a estimé les charges liées au TaRTAM supportées par les fournisseurs sur le trimestre écoulé, sur la base des déclarations trimestrielles qui lui ont été transmises. Ces déclarations ont été établies à partir des règles de la comptabilité appropriée établies par

Tableau 16 : Nombre de sites ayant déclaré leur CSPE auprès de la CDC

	2003	2004	2005	2006	2007
Nombre d'autoproduiteurs ayant déclaré à la CDC	133	144	143	140	140
Nombre réel de paiements [1]	30	31	45	53	50
CSPE payée (M€)	2,2	3,6	3,7	3,7	3,3
Nombre de consommateurs ayant déclaré à la CDC	97	115	123	120	127
Nombre réel de paiements [2]	70	84	139	132	126
CSPE payée (M€)	5,2	7,6	7,5	8,2	9,5

[1] Les autoproduiteurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh et du plafonnement à 500 000 €

[2] Les consommateurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh d'un producteur qui le fournit sur le même site et du plafonnement de 500 000 €.

la délibération du 21 juin 2007, modifiée le 12 décembre 2007.

Ces charges ont été compensées dans les quinze jours ouvrés suivant la fin de chaque trimestre, à partir des sommes prélevées au titre de la CSPE 2007 et de la contribution versée par EDF et CNR.

Les éléments nécessaires à l'évaluation des charges supportées au titre de l'année 2007 ont été déclarés à la CRE par les fournisseurs avant le 31 mars 2008. L'écart entre les charges qui seront effectivement constatées par la CRE et la somme des contributions trimestrielles reçues en 2007 par les fournisseurs sera intégré aux charges prévisionnelles 2009, qui doivent être évaluées par la CRE avant le 15 octobre 2008.

4.2. Charges prévisionnelles 2008

La CRE a proposé, le 11 octobre 2007, la contribution unitaire pour l'année 2008, sur la base des charges prévisionnelles 2008 évaluées et en tenant compte d'un financement partiel des charges du TaRTAM en 2008 par les sommes recouvrées en 2007 au titre de la CSPE.

Le 7 décembre 2007, le ministre chargé de l'énergie a demandé à la CRE de procéder à une nouvelle proposition pour la contribution unitaire due par EDF et CNR en 2008, au motif que les sommes recouvrées au titre de la CSPE 2007 ne devraient pas couvrir les charges liées au TaRTAM en 2008. Dans sa nouvelle proposition du 23 janvier 2008, la CRE a maintenu le financement

partiel des charges liées au TaRTAM en 2008 par la CSPE 2007, qui s'ajoute au financement par la CSPE 2008.

Le 20 février 2008, le ministre chargé de l'énergie a réitéré sa demande de nouvelle proposition.

Étant donné les incertitudes juridiques tenant à l'imprécision des textes et afin de ne pas retarder le mécanisme de compensation des charges liées au TaRTAM, la CRE a fait une nouvelle proposition prenant en compte un financement des charges liées au TaRTAM en 2008, pour la part financée par la CSPE, uniquement par les sommes recouvrées au titre de 2008.

Compte tenu du montant de la CSPE 2008 au regard des charges de service public prévisionnelles et du budget du médiateur national de l'énergie à financer en 2008, la CSPE 2008 peut financer les charges liées au TaRTAM en 2008 à hauteur de 0,23 €/MWh, soit 88 M€.

La CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie, le 13 mars 2008, une contribution unitaire due par EDF et CNR de 0,92 €/MWh. Les charges prévisionnelles 2008 s'élèvent à 524 M€.

L'arrêté fixant cette contribution, daté du 10 avril 2008, a été publié au Journal Officiel.

La compensation des charges supportées par les fournisseurs au premier trimestre 2008 a pu être réalisée avant la date limite prévue par le décret du 4 mai 2007.

5. Les charges liées au tarif spécial de solidarité pour la fourniture de gaz naturel

Le tarif spécial de solidarité pour la fourniture de gaz naturel, prévu au profit de certains clients résidentiels par la loi du 3 janvier 2003 dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, est en cours de définition. (cf. p. 126)

Les fournisseurs qui appliqueront ce tarif supporteront des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifique; la compensation de ces charges sera assurée par des contributions des fournisseurs de gaz naturel.



Annexes

Glossaire PAGE 149

Sigles PAGE 155

Conseil des régulateurs européens de l'énergie PAGE 156

Unité et conversion PAGE 158

Accès des Tiers au Réseau (ATR) : droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Accès réglementé des Tiers au Réseau : dans le cas de l'ATR régulé, les tarifs d'utilisation du réseaux sont proposés par le régulateur. Les conditions d'accès sont transparentes et non discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.

Accès négocié des tiers aux réseaux : les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs...) au cas par cas.

Année gazière (stockage) : période de 12 mois allant du 1^{er} avril au 31 mars

Base (ou *Produit baseload*) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « base » implique la livraison d'une puissance constante, toute la journée, pendant toute la durée du contrat. Les autres profils de livraison standard sont les profils « pointe », « hors pointe » ainsi que les blocs.

Bloc d'électricité : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « bloc » implique la livraison d'une puissance constante pendant plusieurs heures consécutives. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « pointe » et « hors pointe ».

Centrale électrique à cycles combinés : centrale thermique, fonctionnant généralement avec des turbogénérateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu par la combustion du gaz dans les turbines, et en deuxième lieu par l'utilisation de l'énergie des produits de la combustion du gaz dans des chaudières alimentant des turbogénérateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60%, contre seulement 33 à 35% pour les centrales thermiques classiques).

Client éligible : consommateur d'électricité ou de gaz autorisé, pour alimenter un de ses sites ou revendre de l'énergie, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité ou de gaz de son choix.

Cogénération : production simultanée de chaleur et d'électricité.

Comptage : mesure des différentes caractéristiques de l'électricité ou du gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

Congestion : état de saturation d'une ligne électrique ou d'une canalisation de gaz ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

Contrat d'accès au réseau de transport (CART) : contrat conclu entre le gestionnaire du réseau de transport d'électricité et un utilisateur (producteur ou consommateur) dudit réseau fixant les conditions juridiques, technique et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

Contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) : contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et un utilisateur dudit réseau fixant les conditions juridiques, technique et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

Contrat d'acheminement transport (contrat de transport) / contrat d'acheminement distribution (contrat de distribution) : contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution et un expéditeur transport ou distribution, pour acheminer des quantités d'énergie entre un ou plusieurs points d'entrée et un ou plusieurs points de livraison.

Contrat d'acheminement distribution (CAD) : contrat qui détermine les conditions d'acheminement de gaz sur le réseau de distribution en application de la loi 2003-08 du 3 janvier 2003 relative au marché du gaz. Le CAD se compose de conditions générales, de conditions particulières et d'annexes.

Contrat de fourniture : contrat de vente d'électricité ou de gaz naturel d'un fournisseur à un client final ou à un négociant.

Contrat de conditions de livraison : contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de distribution d'une part et un client final ou un autre gestionnaire de réseau de distribution d'autre part, relatif :

- aux conditions de livraison du gaz naturel (pression, débit...);
- aux caractéristiques et régimes de propriété des équipements de livraison (localisation du poste de livraison, ...) et
- aux conditions de détermination des quantités d'énergie livrées.

Contrat Gestionnaire de Réseau de Distribution – Fournisseur (contrat GRD-F) :

contrat bipartite, entre un Gestionnaire de Réseau (GRD) et un Fournisseur (F), qui énonce les droits et devoirs des parties en matière d'accès au réseau, d'utilisation de ce réseau et d'échange des données nécessaires, relativement aux points de livraison des clients raccordés au réseau de distribution, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux clients, dont il assure la fourniture exclusive, la conclusion d'un contrat unique regroupant la fourniture d'électricité, l'accès au réseau de distribution et son utilisation.

Conversion : le réseau de transport exploité par GRTgaz comporte deux zones distinctes : plusieurs zones alimentées en gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H), et une zone alimentée en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B). Les deux gaz ne sont pas interchangeables. Gaz de France propose un service de conversion permettant aux expéditeurs d'échanger des ressources dont ils disposent en zone H contre du gaz B.

Couplage des marchés (enchères explicites, enchères implicites) : le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter

explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. C'est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

Coûts évités : lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait dû se procurer (production, achat). Les économies ainsi induites constituent les coûts évités.

CRCP (Compte de régulation des charges et des produits) : compte fiduciaire extracomptable où seront placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseaux publics. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes.

Cycles combinés : voir centrale électrique à cycles combinés.

Dissociation comptable : obligation faite aux entreprises intégrées, de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production (électricité), de transport, de distribution (électricité et gaz), de stockage (gaz), et les autres activités. Ces comptes, ainsi que les principes ayant régi leur élaboration (règles d'imputation, périmètres, relations financières entre activités) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs.

Distributeurs nationaux non nationalisés (DNN) : voir ELD.

Écarts: différence dans un périmètre donné entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées.

Entreprise locale de distribution (ELD) : entreprise locale de distribution (distributeur non nationalisé) qui assure la distri-

bution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé.

Entreprise d'électricité intégrée : entreprise verticalement ou horizontalement intégrée. Une entreprise horizontalement intégrée est une entreprise assurant au moins une des fonctions de production, de vente, de transport ou de distribution d'électricité, ainsi qu'une autre activité en dehors du secteur de l'électricité ; une entreprise verticalement intégrée est une entreprise qui assure au moins une des fonctions suivantes : transport ou distribution et au moins une des fonctions suivantes : production ou fourniture d'électricité.

Entreprise de gaz naturel intégrée : entreprise intégrée horizontalement ou verticalement. Une entreprise horizontalement intégrée est une entreprise assurant au moins une des fonctions suivantes : production, transport, distribution, fourniture ou stockage de gaz naturel, ainsi qu'une activité en dehors du secteur du gaz. Une entreprise de gaz naturel intégrée verticalement est une entreprise qui remplit au moins une des fonctions suivantes : transport, distribution, GNL ou stockage, et au moins une des fonctions suivantes : production ou fourniture de gaz naturel.

Événements exceptionnels : circonstances indépendantes de la volonté ou de l'action des gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution d'électricité, non maîtrisables en l'état des techniques, revêtant le caractère d'un cas de force majeure, et qui engendrent une situation d'exploitation perturbée des réseaux. Les événements exceptionnels impactant les réseaux publics d'électricité sont définis à l'article 19 du cahier des charges type du gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

Expéditeur transport ou expéditeur distribution : signataire d'un contrat d'acheminement transport ou distribution de gaz avec un gestionnaire de réseau transport ou distribution. Un expéditeur transport ou distribution peut être un client final éligible, un fournisseur ou leur mandataire.

Feuilles de route : plans d'actions proposés par les régulateurs.

Fixage : système de cotation d'un produit (par exemple bloc horaire sur Powernext) par croisement, à une heure donnée de la journée, des courbes agrégées d'offre et de demande afin de déterminer le prix et le volume d'équilibre. Mécanisme utilisé par exemple sur Powernext Day-ahead Auction.

Forum de Florence (électricité) et de Madrid (gaz) : rencontres périodiques, créées à l'initiative de la Commission européenne, réunissant, respectivement pour l'électricité et le gaz, les représentants des gouvernements, des régulateurs, des GRT, des associations de producteurs, d'utilisateurs et de consommateurs sous l'égide de la Commission européenne.

Fournisseur : personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

Fournisseur alternatif : sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques sont EDF, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales pour l'électricité ; Gaz de France, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales pour le gaz. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fourniture électrique : on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ;
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

« Gas release » : obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour finalité de permettre à la concurrence de se développer, en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnement sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : gaz naturel amené à l'état liquide par refroidissement à moins 160 degrés C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD) : personne responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau public de transport ou de distribution, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

Guichet :

- s'agissant de la programmation de la production et du mécanisme d'ajustement : heure limite de soumission, de modification, de retrait d'une offre d'ajustement, ou de re-déclaration du programme de production, des performances et des contraintes techniques d'un groupe ;
- s'agissant des interconnexions : heure limite de dépôt soit des demandes de capacité d'interconnexion (allocation) soit des nominations des capacités acquises.

Hors pointe (ou Produit off-peak) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « hors pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus basse. Ainsi, en France, la période « hors pointe » désigne les plages comprises entre 20h et 8h du lundi au vendredi, ainsi que le week-end. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », ainsi que les blocs.

HTA : Haute Tension du domaine A : tension comprise entre 1 et 50 kV.

HTB : Haute Tension du domaine B : tension supérieur à 50 kV.

Hub notionnel : point d'échange d'électricité ou de gaz qui ne peut pas être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple : Le NBP au Royaume-Uni, ou le réseau de transport d'électricité ou les points d'échange de gaz (PEG) en France : l'échange s'y fait entre l'entrée et la sortie du réseau de transport de la zone correspondante, sans plus de précision).

Hub physique : point d'échange d'électricité ou de gaz qui peut être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple : Zeebrugge en Belgique où l'échange se produit sur une plateforme physique).

IFA 2000 : interconnexion électrique France-Angleterre, d'une puissance de 2 000 MW en courant continu.

Informations commercialement sensibles (ICS) : informations dont la révélation à des personnes non autorisées est susceptible de porter atteinte aux règles d'une concurrence libre et loyale entre les fournisseurs de gaz naturel et d'électricité. En gaz naturel, les informations dont la confidentialité doit être préservée sont encadrées par l'article 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et le décret n° 2004-183 du 18 février 2004. En électricité, elles sont encadrées par l'article 20 de la loi du 10 février 2000 et le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 modifié par le décret n° 2007-1674 du 27 novembre 2007.

Interconnexion : équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques nationaux ou canalisation reliant deux réseaux de transport de gaz nationaux.

Journée gazière : période de 23, 24 ou 25 heures consécutives, commençant à 6 heures un jour donné et finissant à 6 heures le jour suivant.

Mécanisme d'ajustement : mécanisme permettant à un GRT d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir ou aux réductions de consommation que les consommateurs peuvent prodiguer.

Marché *day ahead* : marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables le lendemain.

Méthanier : navire transportant dans ses cuves du gaz naturel liquéfié (GNL).

Mibel : marché unique de l'électricité de la péninsule ibérique, depuis juillet 2007.

Mibgas : marché hispano-portugais du gaz. Les travaux pour la création de ce marché régional intégré du gaz ont débuté en 2007.

Modulation : terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages- régulé ou négocié- est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas de la France).

Monopole naturel : secteur d'activité économique qui se caractérisent par des rendements strictement croissants, c'est-à-dire que le coût de la dernière unité produite est inférieur à celui de toutes les précédentes. Dans ces conditions les coûts moyens de production sont strictement décroissants, c'est-à-dire que le coût moyen diminue avec le volume produit. Il en découle qu'un opérateur unique est nécessairement plus performant que plusieurs opérateurs, dès lors qu'il est empêché d'abuser de sa situation de monopole. Les secteurs concernés sont généralement ceux dans lesquels les coûts d'investissements (coûts fixes) sont si élevés qu'il ne serait pas justifié de les multiplier pour permettre l'introduction de la concurrence. Les exemples de monopoles naturels généralement cités sont ceux des réseaux d'infrastructures : réseau ferroviaire, routier et autoroutier, réseau de distribution d'eau, de gaz, d'électricité.

NBP (National Balancing Point) : hub gazier du Royaume-Uni. En raison des volumes importants échangés sur ce hub notionnel, les prix qui y sont pratiqués sont une référence importante pour les échanges en gros de gaz en Europe.

Négoce (trading) : activité d'achat et de revente sur les marchés de gros.

« **Netting** » de capacité : cette action des gestionnaires de réseaux consiste à tenir compte des flux commerciaux nominés fermement dans chacun des sens dans le but de dégager de la capacité supplémentaire.

Nordpool : bourse de l'électricité des pays du nord de l'Europe (Norvège, Finlande, Suède et Danemark).

Obligation d'achat : dispositif législatif obligeant EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production (notamment à base d'énergies renouvelables) à des conditions imposées.

« **Off shore** » (installation éolienne) : capacité de production éolienne implantée en mer.

« **On shore** » (installation éolienne) : capacité de production éolienne implantée sur terre.

« **Open season** » : procédure qui sert à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire.

« **Open subscription period** » (OSP, Vente par guichet) : fenêtre de réservation lors de laquelle toutes les demandes émises par les expéditeurs sont réputées avoir été reçues simultanément. A l'issue de cette période, toutes ces demandes sont traitées, le cas échéant en allouant au prorata de la capacité disponible.

Ouvrages de raccordement au gaz : canalisations et installations assurant le raccordement d'un client final ou d'un réseau de distribution à un réseau de transport ou de distribution de gaz. Ces ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou de

plusieurs des éléments suivants : branchement, poste de livraison, extension de réseau de distribution.

« **Pay-as-bid** » : règle de paiement d'une procédure d'enchère appliquée aussi bien pour la vente de capacité d'interconnexion ou pour l'achat et la vente d'énergie dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Selon cette règle, chaque agent dont l'offre est acceptée reçoit (ou paye) le prix qu'il a proposé et offre (ou reçoit) la quantité proposée.

Plafond de prix : mécanisme de régulation tarifaire par lequel l'autorité de régulation fixe à l'avance pour plusieurs années le rythme d'évolution des niveaux de prix. Ce mécanisme est généralement considéré comme incitatif à des améliorations de productivité car les entreprises dont les tarifs sont régulés peuvent bénéficier de tout ou partie des économies qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

Plaque continentale : ensemble de réseaux européens (Allemagne, Autriche, Suisse, Benelux, France) dont le degré d'interconnexion est suffisant pour permettre la fluidité des échanges physiques.

Point de comptage ou d'estimation : point d'un réseau de transport ou de distribution où une quantité d'énergie est déterminée à partir de compteurs ou d'estimations.

Point d'échange de gaz (PEG) : points virtuels du réseau de transport de gaz français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français. Chaque PEG est un hub notionnel.

Point d'entrée : point d'un réseau de transport ou de distribution où un expéditeur transport ou distribution met du gaz à disposition d'un gestionnaire de réseau de transport ou distribution en exécution d'un contrat acheminement transport ou distribution signé avec lui.

Point d'interface transport distribution (PITD) : point où le gaz acheminé par un gestionnaire de réseau de transport est pris en charge par le gestionnaire d'un réseau de distribution.

Point de livraison : point d'un réseau de transport ou de distribution où un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution met du gaz à la disposition d'un expéditeur, d'un client final ou d'un autre gestionnaire de réseau.

Point de sortie du réseau principal : point du réseau de transport de gaz naturel servant d'interface entre le réseau de transport principal et le réseau de transport régional.

Pointe (ou *Produit peak*) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus élevée. Ainsi, en France, la période « pointe » désigne les plages comprises entre 8h et 20h du lundi au vendredi. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « hors pointe » ainsi que les blocs.

« **Pool** » : marché électrique obligatoire sur lequel les producteurs ont l'obligation d'offrir tous leurs moyens de production.

Poste de livraison : installation située à l'aval d'un réseau de transport ou de distribution, assurant une ou plusieurs des fonctions suivantes : détente, régulation comptage. Un poste de livraison permet de livrer du gaz à un réseau de distribution ou à un client final.

Pression : suivant la nature du réseau, trois niveaux de pression sont généralement utilisés dans l'industrie du gaz :

- pour les grands transports internationaux, les pressions sont comprises entre 60 et 100 bar ;
- pour les réseaux français de transport principal et régional, de 40 à 80 bar ;
- pour les réseaux de distribution, on distingue la moyenne pression (de 400 mbar à 4 bar) et la basse pression, alimentant directement les clients domestiques, (inférieure ou égale à 50 mbar).

Producteur : personne physique ou morale qui produit du gaz naturel ou de l'électricité.

Produit *day ahead* : contrat passé pour livraison le lendemain.

Produit *forward* : contrat à terme passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donnée sur une échéance donnée.

Produit *future* : contrat *forward* négocié sur une bourse (marché organisé). Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

Produit de capacité interruptible : produit de capacité dont le transporteur n'est pas en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription. En conséquence de quoi, dans certaines conditions, le transporteur peut refuser les demandes de nominations faites par l'expéditeur détenteur de ce produit de capacité interruptible.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) : dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'Énergie en matière de répartition des capacités de production d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Qualité du gaz : ensemble des caractéristiques physiques (pression, température, pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur, indice de Wobbe) et chimiques (teneurs en méthane, propane, butane, teneurs en azote et autres gaz inertes) d'un gaz naturel distribué.

Raccordement : action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

Réseau interconnecté : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité ou de gaz reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Réseau synchrone : réseau de transport dont l'ensemble des ouvrages sont interconnectés par des liaisons à courant alternatif et où la fréquence est donc la même en tout point. En Europe, les principaux ré-

seaux synchrones sont : UCTE ; Nordel, et les réseaux insulaires (Grande-Bretagne, Irlande...).

Réseau de transport et de distribution d'électricité : réseau conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive.

On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V, qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz :

- le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations de transport à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniens, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations de transport à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution.

Responsable d'équilibre (RE) : tout opérateur qui s'engage contractuellement à financer, auprès de RTE (le gestionnaire du réseau de transport), le coût des écarts constatés a posteriori, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel, entre électricité injectée et électricité soutirée.

Réversibilité : faculté dont dispose un client éligible ayant souscrit une offre de marché de souscrire à nouveau, sous certaines conditions, une offre au tarif réglementé.

Ruban : voir fourniture électrique.

Service de conversion : service proposé par GRTgaz permettant d'échanger du gaz H en gaz B.

Services système : services nécessaires pour transmettre l'énergie depuis les groupes de production jusqu'aux charges tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Station de compression : installation industrielle visant à comprimer le gaz pour effectuer son transport par canalisation.

Stockage de gaz : ensemble des installations permettant de constituer une réserve de gaz, sous forme gazeuse (stockage souterrain) ou sous forme de GNL (stockage en réservoirs de surface).

Stockage souterrain : utilisation de formations géologiques (nappes aquifères ou dômes de sel) pour le stockage des hydrocarbures gazeux.

Subventions croisées : utilisation des ressources d'une activité au profit d'une autre dans des conditions ne reflétant pas celles qui régiraient les relations de marché entre deux entreprises distinctes.

« Take-or-pay » : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Tarif réglementé de vente : tarif de vente d'électricité ou de gaz aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) : tarif réglementé dont peuvent bénéficier les clients ayant exercé leur éligibilité qui en ont fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007, pour une durée de deux ans.

Tarif timbre-poste : principe de tarification qui permet d'avoir accès à toute une zone de desserte, contre le paiement d'un droit d'accès unique, indépendant de la distance parcourue par l'électricité.

Ce tarif se subdivise en deux parties :

- un timbre d'injection : paiement par le producteur pour livrer son énergie en un point de connexion du réseau ;
- un timbre de soutirage : paiement par le consommateur pour être alimenté en un point de connexion du réseau.

Tarif STS (Souscriptions Transport Saisonnalisées) : tarif réglementé intégré qui s'applique aux ventes de gaz aux clients industriels n'ayant pas exercé leur éligibilité et aux distributions publiques.

Tarifification « entrée-sortie » : système tarifaire en application sur les réseaux gaziers de nombreux pays européens (Grande-Bretagne, Pays-Bas, Italie, France). Il consiste à découpler les souscriptions de capacités à l'entrée et à la sortie du réseau principal, et à facturer séparément les deux composantes du transport (entrée et sortie).

Tarifification des transits : tarification d'un flux d'énergie électrique traversant une zone de réglage.

« Task Force » : sous-groupe de travail du CEER ou de l'ERGEG portant sur une question spécifique au sein des groupes de travail sectoriels (électricité, gaz, protection des consommateurs...).

Télérelève : comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée sur le réseau. En France, l'équipement utilisé pour effectuer cette télérelève est conforme aux règles applicables en matière de métrologie, en application de l'article 13 du décret du 23 décembre 1994 approuvant le cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG).

Terminal méthanier : installation qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après regaéazification du GNL.

Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE) : association qui a pour but de définir les règles d'exploitation des interconnexions entre les pays européens. L'UCTE est un des quatre membres fondateurs d'ETSO. Cette organisation regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Autriche, Belgique, Bulgarie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, République Tchèque, Danemark Ouest, France, Serbie et Monténégro, Macédoine, Allemagne, Grèce, Hongrie, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, République Slovaque, Slovénie, Espagne, Suisse.

« Use-it-or-get-paid-for-it » : cette règle donne le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre :

- utiliser son droit physiquement, en nommant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseau ou,
- transformer son droit « physique » en droit « financier ». Dans ce cas, le détenteur du droit prévient les gestionnaires de réseaux qu'il décide de renoncer à exercer physiquement son droit. La capacité non utilisée est alors automatiquement réallouée au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, en contrepartie de quoi le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

« Use-it-or-lose-it » : cette règle oblige les détenteurs de droits physiques de capacité d'interconnexion de nommer fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseaux.

Cette nomination ferme a pour triple intérêt :

- de limiter les risques de rétention de capacité de la part d'acteurs de marché ;
- de permettre aux gestionnaires de réseaux de réallouer au marché la capacité attribuée mais non utilisée ;
- et enfin, de permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser du *netting* de capacité et donc d'allouer au marché la capacité supplémentaire ainsi dégagée.

« **Use-it-or-sell-it** » : règle donnant le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre :

- utiliser son droit physiquement, en nommant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseau ou ;
- transformer son droit « physique » en droit « financier ». Dans ce cas, la capacité non utilisée est automatiquement réallouée au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, et le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

VPP (centrale virtuelle) : contrat de vente d'électricité modélisant le fonctionnement

d'une centrale de production. Un tel contrat permet généralement à l'acheteur d'acheter sur demande préalable, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé.

Zone de réglage : zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire ; il existe une seule zone de réglage en France mais certains pays peuvent en compter plusieurs.

Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport principal sur laquelle l'expéditeur doit assurer l'équilibrage jour-

nalier de son bilan d'entrée et de sortie de gaz.

Zones non interconnectées (ZNI) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

Zone de sortie : regroupement géographique de points de livraison appartenant à la même zone d'équilibrage, et caractérisé par le même tarif de sortie.

Sigles

ACER : Agence Européenne de Coopération des Régulateurs de l'Energie

AEEG : Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Italie)

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

ANROC : Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales

APX : Amsterdam Power Exchange (Pays-Bas)

ARN : Autorité de Régulation Nationale

ATR : Accès des Tiers aux Réseaux

ATRT : Accès des Tiers aux Réseaux de Transport

ATRD : Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution

ATTM : Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers

BNetzA : Bundesnetzagentur (régulateur allemand)

BT : Basse Tension

CDC : Caisse des Dépôts et Consignations

CEDIGAZ : Centre d'Information et de Documentation sur le Gaz

CEER : Council of European Energy Regulators

CoRDIS : Comité de Règlements des Différents et des Sanctions

CNE : Comision Nacional de Energia (Commission nationale de l'énergie) (Espagne)

CNR : Compagnie Nationale du Rhône

CRCP : Compte de Régulation des Charges et des Produits

CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (Belgique)

CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité

DIDEME : Direction de la Demande et des Marchés Énergétiques

EEX : European Energy Exchange

EICom : Commission de l'électricité (régulateur Suisse)

ELD : Entreprises Locales de Distribution

ENTSOE : European Network of Transmission System Operators for Electricity

ENTSOG : European Network of Transmission System Operators for Gas

ERDF : Electricité Réseau Distribution France

ERGEG : European Regulators Group for Electricity and Gas

ERI : Electricity Regional Initiative

ERSE : Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (régulateur portugais)

ETSO : European Transmission System Operators

EUROGAS : European Gas Association

FNCCR : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

FNSICAE : Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité

GES : Gaz à Effet de Serre

GGPSSO : Guidelines for Good TPA Practice for Gas Storage System Operators

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GRD : Gestionnaire de Réseaux de Distribution

GrDF : Gaz Réseau Distribution France

GRI : Gas Regional Initiative

GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport

GRTgaz : Gestionnaire de Réseau de Transport Gaz

GTC : Groupe de Travail Consommateur

GTE : Groupe de Travail Electricité

GTG : Groupe de Travail Gaz

HT : Haute Tension

ICS : Informations Commercialement Sensibles

LPX : Leipzig Power Exchange

NBP : National Balancing Point

NGC : National Grid Compagny

OCM : On-the-day Commodity Market (marché spot au NBP)

Ofgem : Office of Gas and Electricity Markets (régulateur anglais)

OTC : Over The Counter

PPI : Programme Pluriannuel d'Investissement

RE : Responsable d'Équilibre

RPT : Réseau Public de Transport

RTE : Réseau de Transport d'Électricité

SNET : Société Nationale d'Électricité et de Thermique

SPEGNN : Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières

TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché

THT : Très Haute Tension

TIGF : Filiale de transport de gaz de Total

TTF : Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des Pays-Bas)

TURPE : Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité

UNIDEN : Union des Industries Utilisatrices d'Énergie

VPP : Virtual Power Plant (centrale virtuelle)

ZNI : Zone Non Interconnectée

Conseil des régulateurs européens de l'énergie

156

Allemagne

M. MATTHIAS KURTH
Président – Federal Network Agency for
Electricity, Gas, Telecommunications,
Posts and Railway
Tulpenfeld 4 53113 Bonn
Tel : +49 228 14 0
Fax : +49 228 14 88 72
E-mail : poststelle@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

Autriche

M. WALTER BOLTZ
Directeur – Energie-Control GmbH
Rudolfsplatz 13a 1010 Vienna
Tel : +43 1 24 7 240
Fax : +43 1 24 7 24-900
E-mail : info@e-control.at
www.e-control.at

Belgique

M. FRANÇOIS POSSEMIERS
Président – Commission pour la
Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie, 26 140 Bruxelles
Tel : +32 2 289 76 11
Fax : +32 2 289 76 09
E-mail : info@creg.be
www.creg.be

Bulgarie

PROF. DSC. KONSTANTIN SHUSHULOV
Chairman of the State Energy & Water
Regulatory Commission (SEWRC)
Dondukov 8-10 Sofia 1000
Tel: +3592 988 87 30
Fax: +3592 988 87 82
E-mail: dker@dker.bg
www.dker.bg

Chypre

M. COSTAS IOANNOU
Président – Cyprus Energy
Regulatory Authority
81-83 Gr. Digeni Avenue, 3rd Floor,
Lacovides Tower 1080 Nicosia
Tel : +357 22 666363
Fax : +357 22 667763
E-mail : cioannou@cera.org.cy
www.cera.org.cy

Danemark

M. FINN DEHLBÆK
Directeur Général – Danish Energy
Regulatory Authority
Nyropsgade 30 DK-1780 Copenhagen V
Tel : +45 72 26 80 70
Fax : +45 33 32 61 44
E-mail : et@ks.dk
www.dera.dk

Espagne

MME MARIA TERESA COSTA CAMPI
Présidente – National Energy Commission
Calle Alcalá 47 28014 Madrid
Tel : +34 91 432 96 00
Fax : +34 91 577 62 18
E-mail : dre@cne.es
www.cne.es

Estonie

M. MÄRT OTS
Directeur Général – Estonian Energy
Market Inspectorate
Kiriku 2 10130 Tallinn
Tel : +372 6 201901
Fax : +372 6 201932
E-mail : eti@eti.gov.ee
www.eti.gov.ee

Finlande

MME ASTA SIHVONEN-PUNKKA
Directrice Générale –
The Energy Market Authority
Lintulahdenkatu 10, 00500 Helsinki
Tel : +358 9 62 20 36 11
Fax : +358 9 62 21 911
E-mail : virasto@
energiamarkki.navirasto.fi
www.energiamarkkinavirasto.fi

France

M. PHILIPPE de LADOUCETTE
Président – Commission de Régulation
de l'Énergie
2, rue du Quatre-Septembre 75084 Paris
Cedex 02
Tel : +33 1 44 50 41 00
Fax : +33 1 44 50 41 11
E-mail : com@cre.fr – www.cre.fr

Grande-Bretagne

SIR JOHN MOGG
Président – Office of Gas
and Electricity Markets
9, Millbank London SW1P 3GE
Tel : +44 207 901 70 00
Fax : +44 207 901 70 66
E-mail : media@ofgem.gov.uk
www.ofgem.gov.uk

Grèce

M. MICHAEL CARAMANIS
Président – Regulatory Authority for Energy
Panepistimiou 69 Athens 10564
Tel : +30 210 372 74 00
Fax : +30 210 3255460
E-mail : info@rae.gr
www.rae.gr

Hongrie**M. FERENC HORVÁTH**

Président – Hungarian Energy Office
Köztársaság Tér 7 1081 Budapest
Tel : +36 1 4597701
Fax : +36 1 4597702
E-mail : eh@eh.gov.hu
www.eh.gov.hu

Irlande**M. TOM REEVES**

Commissaire – Commission for Electricity
Regulation
Plaza House Belgard Road, Tallaght Dublin 24
Tel : +353 1 4000 800
Fax : +353 1 4000 850
E-mail : info@cer.ie
www.cer.ie

Islande**M. THORKELL HELGASON**

Directeur Général – National Energy
Authority
Orkugaroi Grensásvegi 9 108 Reykjavík
Tel : +354 569 6000
Fax : +354 568 8896
E-mail : os@os.is
www.os.is

Italie**M. ALESSANDRO ORTIS**

Président – Autorità per l'Energia
Elettrica e il Gas
5 Piazza Cavour 20121 Milano
Tel : +39 02 65 56 52 01
Fax : +39 02 65 56 52 78
E-mail : info@autorita.energia.it
www.autorita.energia.it

Lettonie**MME VALENTINA ANDREJEVA**

Présidente – Public Utilities Commission
Brivibas str. 55 Riga, LV-1010
Tel : +371 7097200
Fax : +371 7097277
E-mail : sprk@sprk.gov.lv
www.sprk.gov.lv

Lituanie**M. VIDMANTAS JANKAUSKAS**

Président – National Control
Commission for Prices and Energy
Algirdo st. 31 LT-03219 Vilnius
Tel/Fax : +370 5 2135270
E-mail : rastine.komisija@regula.lt
www.regula.lt

Luxembourg**MME ODETTE WAGENER**

Directrice – Institut Luxembourgeois
de Régulation
45, allée Scheffer L-2922 Luxembourg
Tel : +352 4588 45 1
Fax : +352 4588 45 88
E-mail : ilr@ilr.lu www.ilr.lu

Malte**M. AUSTIN WALKER**

Président – Malta Resources Authority
Millenia, 2nd floor Aldo Moro Road Marsa
Tel : +356 21220619
Fax : +356 22955200
E-mail : enquiry@mra.org.mt
www.mra.org.mt

Norvège**M. AGNAR AAS**

Directeur Général – Norwegian Water
Resources & Energy Directorate
Middelthunsgate 29 P.O. Box 5091
Majorstua 0301 Oslo
Tel : +47 22 95 95 95
Fax : +47 22 95 90 00
E-mail : nve@nve.no
www.nve.no

Pays-Bas**M. PETER PLUG**

Directeur Adjoint – Office of Energy
Regulation
Box 16 326 2500 BH The Hague
Tel : +31 70 330 35 00
Fax : +31 70 330 35 70
E-mail : info@nmanet.nl
www.dte.nl

Pologne**M. LESZEK JUCHNIEWICZ**

Président – The Energy Regulatory
Office of Poland
64 Chlodna Str. 00-872 Warsaw
Tel : +48 22 6616302 F
Fax : +48 22 6616300
E-mail : ure@ure.gov.pl
www.ure.gov.pl

Portugal**M. VITOR MANUEL DA SILVA SANTOS**

Président – Energy Services
Regulatory Authority
Edifício Restelo Rua Dom Cristóvão da
Gama nº 1 1400-113 Lisboa
Tel : +351 21 303 32 00

Fax : +351 21 303 32 01

E-mail : erse@erse.pt
www.erse.pt

République Tchèque**M. JOSEPH FIRT**

Président – Energy Regulatory Office
Masarykovo náměstí 5 586 01 Jihlava
Tel : +420 567 580111, +420 564 578111
Fax : +420 567 580640
E-mail : eru@eru.cz
www.eru.cz

République Slovaque**M. JOSEF HOLJENCIK**

Président – Regulatory Office
for Network Industries
Bajkalska 27 820 07 Bratislava
Tel : +421 2 58100436
Fax : +421 2 58100479
www.urso.gov.sk

Roumanie**M. GERGELY OLOSZ**

Président – Autoritatea Nationala de
Reglementare in domeniul Energiei/
Romanian Energy Regulatory Authority
(ANRE)
Constantin Nacu Str., 3 020995 Bucharest 37
Tel : +40 21 311 22 44
Fax : +40 21 312 43 65
E-mail : anre@anre.ro
www.anre.ro

Slovénie**MME IRENA GLAVIC**

Directeur – Energy Agency
of the Republic of Slovenia
Strossmayerjevaulica 30 2000 Maribor
Tel : +386 2 2340300
Fax : +386 2 2340320
E-mail : info@agen-rs.si
www.agen-rs.si

Suède**M. HÅKAN HEDEN**

Président – Directeur Général
Swedish Energy Agency
Kungsgatan 43 631 04 Eskilstuna
Tel : +46 16 544 20 00
Fax : +46 16 544 20 99
E-mail : stem@stem.se
www.stem.se

Unités et conversions

158

Gaz

Volumes

1 mètre cube (m³) = 35,315 pieds cubes (pi³)

1 tonne de gaz naturel liquéfié (t GNL) = 1 350 m³ de gaz

1 m³ de GNL = 593 m³ de gaz

Conversion masse / volume-énergie

1 000 m³ de gaz naturel = 0,816 tonne équivalent pétrole (tep)

1 m³ de gaz naturel = 10,8 kilowatt heure (kWh)

1 tonne de GNL = 1,3 tep

1 baril de pétrole (West Texas Intermediate-WTI) = 0,17 MBtu
(conventions USDOE)

Conversion masse / volume en Btu (conventions Agence Internationale de l'Énergie)

Équivaut à	GNL	Gaz			
		Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie
1 m ³	39343	40290	33550	35855	37125
1 kg	51300	49870	42830	51675	47920

Équivalences énergétiques

Équivaut à	GI	kWh	MBte	th	therm
1 gigajoule (Gj)	1	227,8	0,948	238,9	9,479
1 kWh	3,6°	1	3,411°	0,86	3,411°
	103		103		103
1 Million(mbtu)	1,055	293,2	1	252	10
1 thermie	4,186°	1,162	3,968	1	3,968°
	103		103		103
1 therm	0,1055	29,32	1°10	25,2	1

Électricité

Pour mesurer la puissance, c'est-à-dire l'énergie par unité de temps, l'unité utilisée est le watt (W). Le watt représente la puissance correspondant à une production d'énergie égale à un joule (J) par seconde.

Le joule représente le travail produit par un newton (N) dont le point d'application se déplace d'un mètre dans la direction de la force, sachant que le newton est la force qui communique à un corps ayant une masse d'un kilogramme, l'accélération d'un mètre par seconde.

Le kilowattheure (kWh) est l'énergie consommée par un appareil de puissance 1-kW pendant une heure.

Le volt (V) ou kilovolt (kV) exprime l'unité de tension, c'est-à-dire la différence de potentiel électrique entre deux points d'un conducteur parcouru par un courant constant d'un ampère (unité d'intensité de courant électrique) lorsque la puissance dissipée entre ces points est égale à un watt.

Dans le domaine de l'énergie, les coefficients multiplicateurs des unités de

base s'appliquent de la même manière que pour les autres unités physiques (cf. tableau ci-dessous).

À titre d'exemple, la consommation globale d'électricité (hors pertes), en France, pour l'année 2007 a été de 448,2 TWh (source RTE provisoire au 31/12/07) et la consommation moyenne annuelle d'un ménage français est de 4 700 kWh.

La puissance des dernières tranches nucléaires construites est de 1 450 MW, celle d'une éolienne peut atteindre 5 MW et celle d'un fer à repasser est de 1 kW.

Unités de mesure

Facteurs	Unités de puissance	Unités d'énergie
Kilo (k)	Kilowatt (kW) soit 1 000 W	Kilowattheure (kWh) soit 1 000 Wh
Méga (M)	Mégawatt (MW) soit 1 000 kW	Mégawattheure (MWh) soit 1 000 kWh
Giga (G)	Gigawatt (GW) soit un million de kW	Gigawattheure (GWh) soit un million de kWh
Tera (T)	Térawatt (TW) soit un milliard de kW	Térawattheure (TWh) soit un milliard de kWh