



# > **La régulation** du marché de l'électricité

## I **Les acteurs et les marchés de l'électricité**

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

## II **L'accès aux réseaux publics d'électricité**

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

## III **Le service public de l'électricité**

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

## I\_ Les acteurs et les marchés de l'électricité

### 1\_ Les acteurs européens du marché français

#### 1 > De nombreux acteurs interviennent sur le marché français

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

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

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

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

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

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

##### » EDF

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

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

##### » Gaz de France

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

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

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

##### » Suez

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

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

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

##### » Enel

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

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

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

##### » Endesa/Gas Natural

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

## 2\_ Le marché de gros de l'électricité

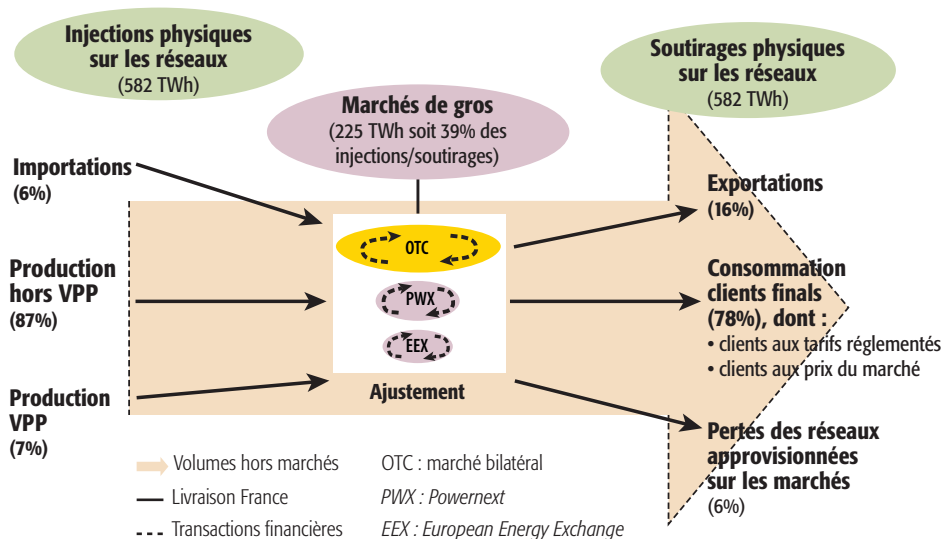
### 1 > Malgré le développement des marchés organisés, la grande majorité des échanges s'effectue de gré à gré

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

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

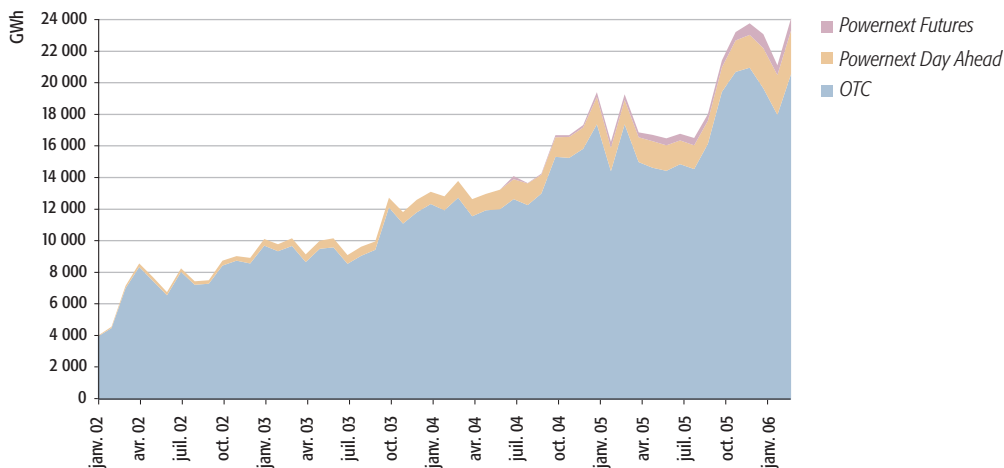
Comme le montre la figure 25, les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison en France ont crû de façon régulière au cours des quatre dernières années.

> Figure 24 : Le marché de gros français



Source : CRE d'après données 2005 de RTE

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



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

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

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

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

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

**A » Le marché OTC poursuit son développement**

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

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

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

**B » Les volumes échangés sur les marchés organisés augmentent**

**a\_ Powernext poursuit son développement**

• *Powernext Day Ahead*

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

2006, ce qui représente une augmentation de 64 % par rapport au volume du 1<sup>er</sup> trimestre 2005.

*Powernext Day Ahead* a accueilli 4 nouveaux membres négociateurs au cours de l'année 2005. Au 1<sup>er</sup> juin 2006, *Powernext Day Ahead* compte 52 membres actifs.

• *Powernext Futures*

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

**Encadré II : La concentration du marché de gros**

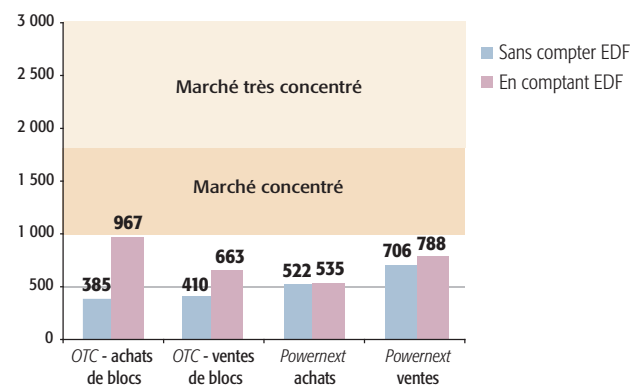
En 2005, parmi les 88 responsables d'équilibre présents sur le marché de gros français, 49 sont intervenus sur *Powernext Day Ahead* et 21 sur *Powernext Futures*.

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

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

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

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



Source : CRE d'après RTE

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

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

Au 1<sup>er</sup> juin 2006, *Powernext Futures* totalise 23 membres actifs.

#### b\_ EEX France lance un marché de Futures en France

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

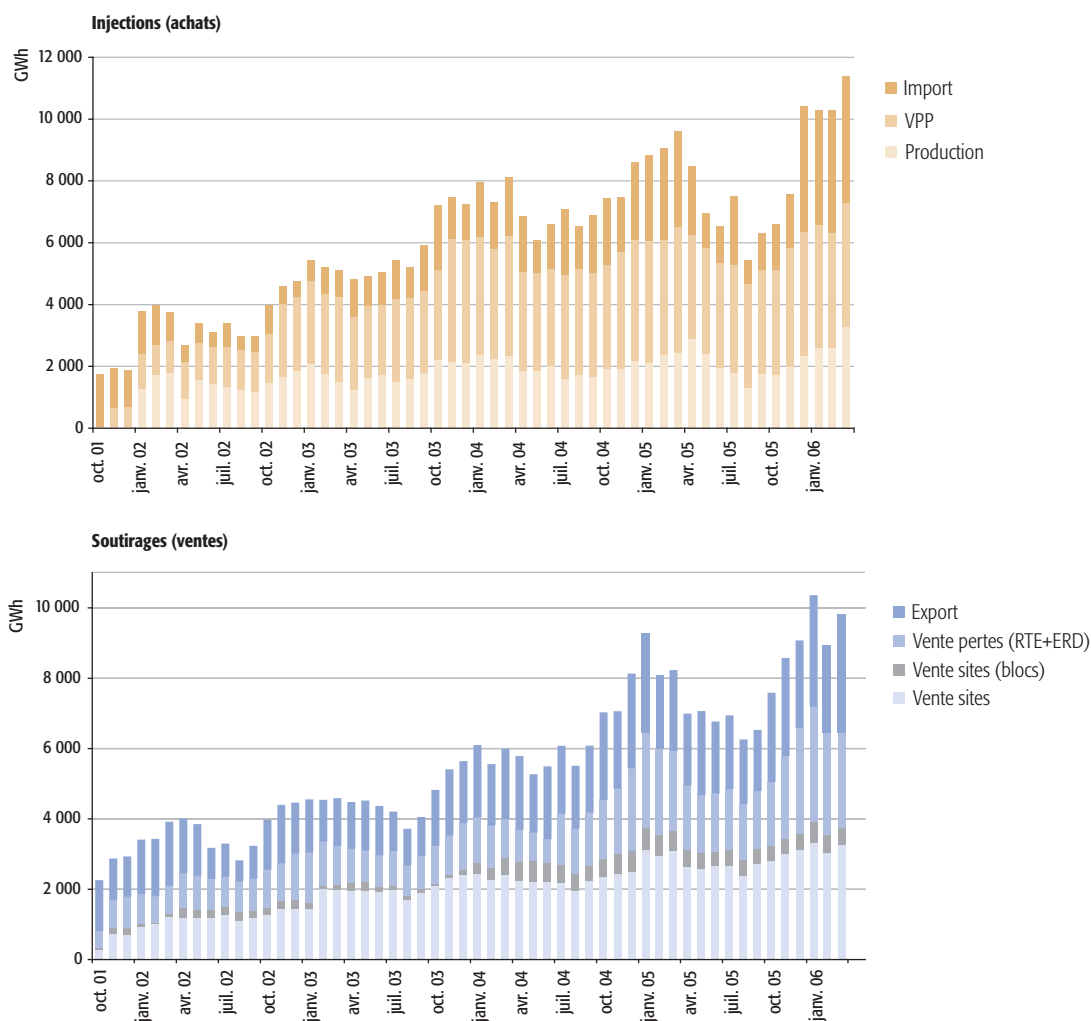
compensation de transactions *OTC* sur des produits ayant les mêmes caractéristiques que les produits cotés sur *EEX France*.

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

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

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

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



Source : CRE d'après RTE

**A » Plusieurs projets de centrales sont annoncés**

**a\_ La mise en service de deux nouvelles centrales**

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

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

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

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

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

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

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

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

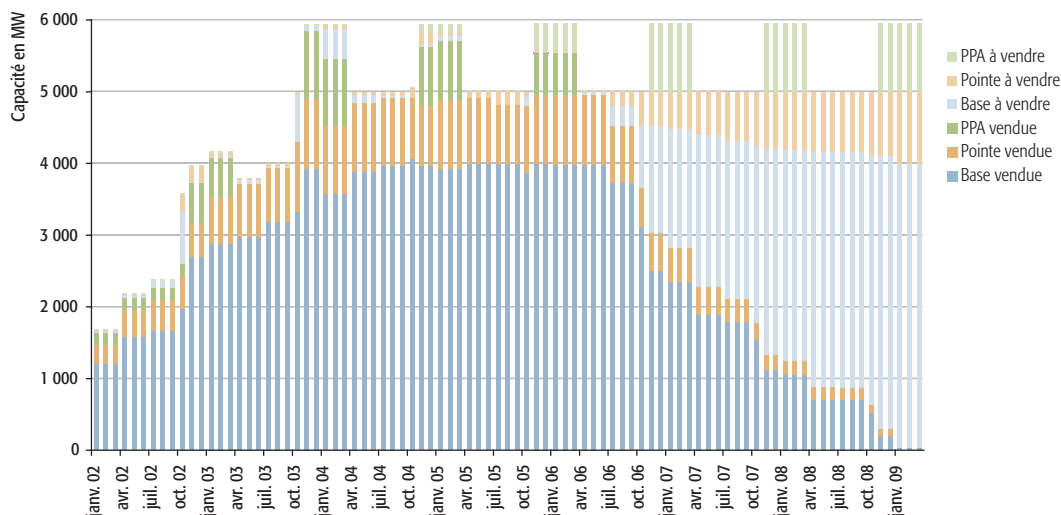
**B » Les VPP demeurent une source indispensable d'approvisionnement du marché de gros**

- Les enchères en 2005

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

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

› **Figure 28 : Capacité totale vendue depuis le lancement des VPP – état à l'issue des enchères du 1<sup>er</sup> mars 2006**



Source : CRE d'après EDF

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

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

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

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

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

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

#### Encadré 12 : Produits vendus aux enchères par EDF

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

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

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

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

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

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

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

- « Une capacité mise en vente doublée » par rapport aux capacités offertes aujourd'hui par les *VPP*, afin d'« offrir aux opérateurs alternatifs une source d'approvisionnement leur permettant de développer leur activité sur les marchés déjà ouverts, puis d'entrer sur le marché des clients résidentiels le 1<sup>er</sup> juillet 2007 » et de « réduire l'effet de la forte intégration verticale du marché français ».
- « Un portefeuille de produits élargi et des prix indexés. Les produits doivent offrir une gamme de prix d'exercice représentatifs des coûts variables de production respectifs de centrales nucléaires, au charbon et au fioul (...) ces prix d'exercice doivent évoluer trimestriellement, par une indexation transparente basée sur des indices standards de prix des combustibles et des permis d'émission de CO<sub>2</sub> ».
- « L'allongement des durées des contrats (...) de 3 mois à 15 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales nucléaires (...) de 3 mois à 5 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales utilisant des combustibles fossiles ».
- « Un programme (...) régulé ex ante. Les acteurs du marché doivent être impliqués dans la définition et l'évolution du programme. »
- « Des modalités d'attribution séparant les contrats de courtes et longues durées ».
- « Le respect de l'anonymat (...) des acheteurs et des capacités qu'ils ont acquises ».
- « Des modalités d'utilisation adaptées » et en particulier une « heure limite de transmission des nominations la veille pour le lendemain (...) à 12 h 30 au plus tôt ».

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

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

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

**C » Les importations augmentent**

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

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

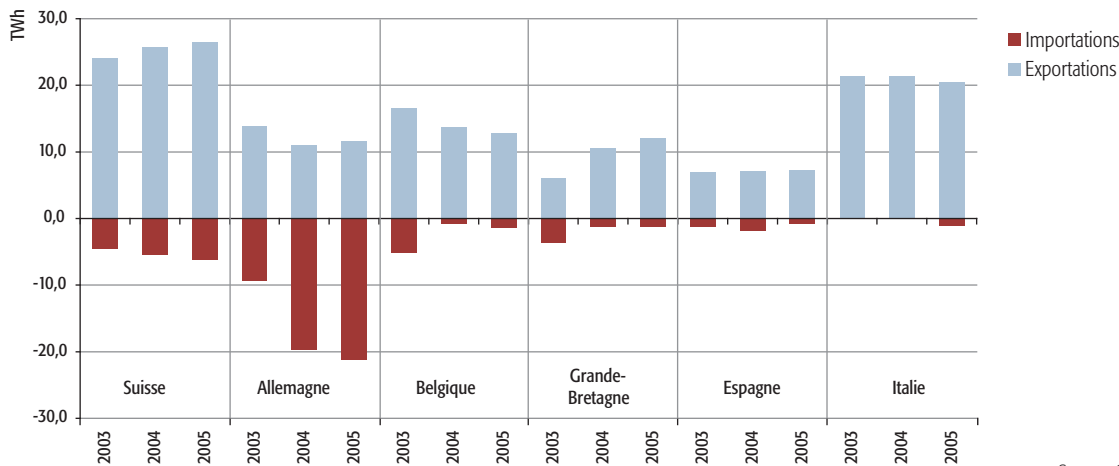
- **Allemagne**  
Les échanges d'électricité entre la France et l'Allemagne confirment le changement de structure amorcé en 2004 : la France a été, en 2005, globalement importatrice sur l'interconnexion avec l'Allemagne.

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

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

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

» **Figure 29 : Importations et exportations, 2003-2005**



Source : CRE d'après RTE

• **Activité des acteurs alternatifs**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

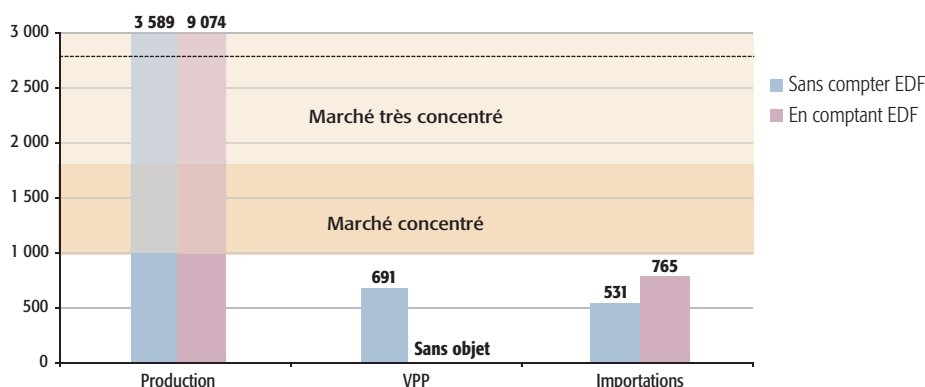
Selon les données de RTE, les pertes physiques sur tous les réseaux (transport et distribution) ont été de 32,4 TWh en 2005. À titre de comparaison, en 2005, 39,5 TWh ont été vendus aux sites de consommation par des opérateurs autres que EDF.

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

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

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

› **Figure 30 : Indice de concentration sur les injections physiques**



Source : CRE d'après RTE (2005)

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

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

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

##### a\_ L'évolution des prix

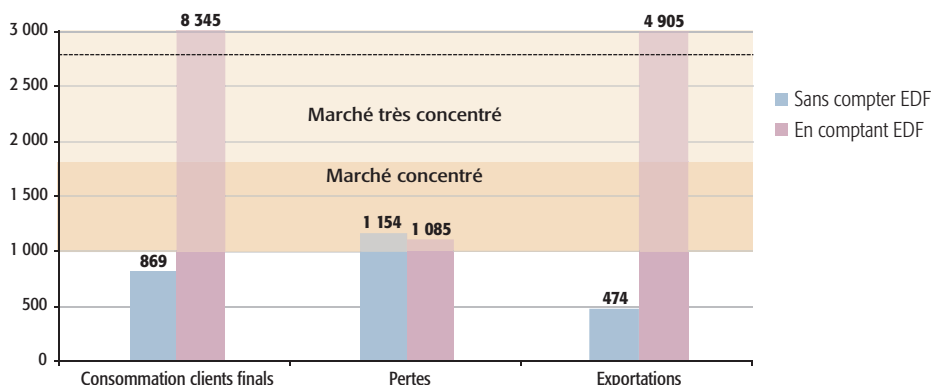
Les prix *spot*, ou *day-ahead*, correspondent aux prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain. Ces prix de court terme sont soumis à une forte variabilité, en raison de l'impossibilité de stocker l'électricité : un excès de demande à un moment

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

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

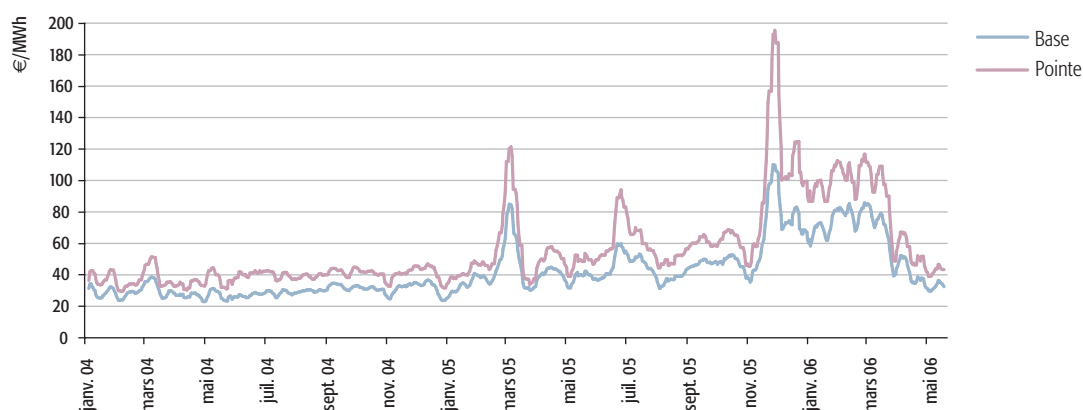
De plus, la variabilité des prix a été largement supérieure à celle de 2004, sous l'effet des pics de prix qui se sont produits à l'occasion des périodes de forte tension de l'équilibre offre-demande en France.

> Figure 31 : Indice de concentration sur les soutirages



Source : CRE d'après RTE (2005)

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



Source : CRE d'après Powernext

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

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

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

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

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

#### **b\_ Comparaison avec les autres places européennes**

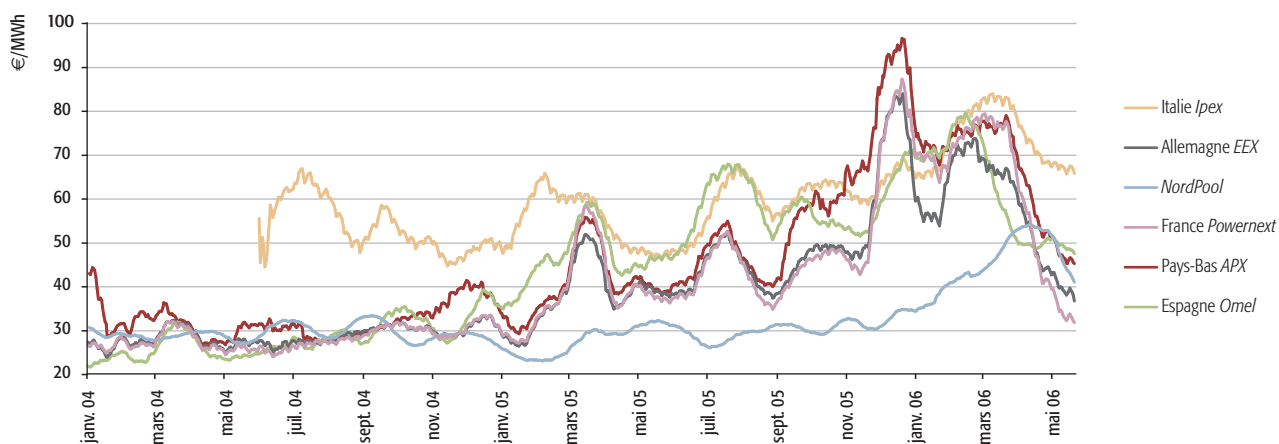
Comme le montre la figure 33, la plupart des autres marchés européens ont connu une augmentation des prix *spot* au cours de l'année 2005. En Italie et sur le NordPool (Norvège, Suède, Finlande et Danemark), les prix n'ont augmenté qu'en fin d'année.

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

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

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

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



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

**B » Les prix forward sont en forte hausse**

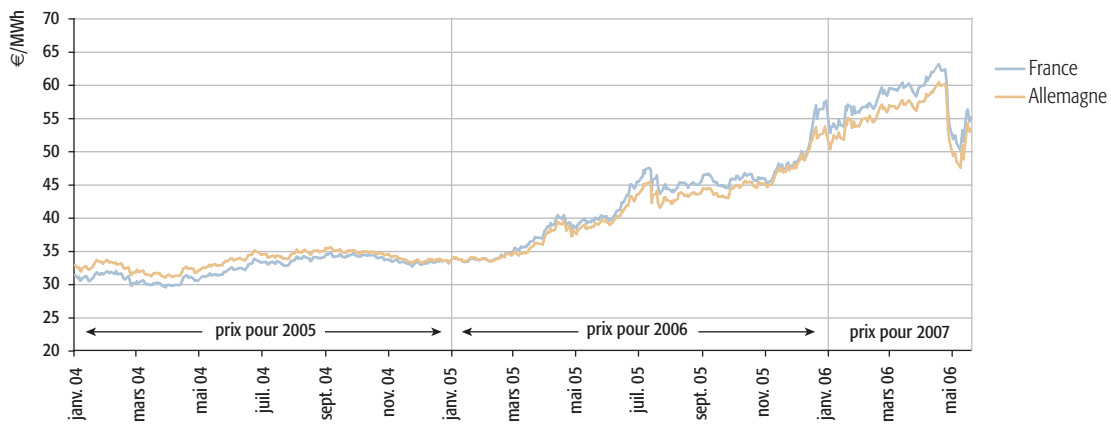
Les prix *forward* correspondent à l'achat ou à la vente d'électricité à l'avance, pour les mois, les trimestres ou les années calendaires à venir.

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

mars 2005, atteignant plus de 55 €/MWh en France en fin d'année. En 2006, le prix *forward* Y+1 (livraison en 2007) a augmenté au-delà des 62 €/MWh, avant de retomber fin avril de plus de 10 €/MWh, en raison d'une chute du prix du CO<sub>2</sub>. L'augmentation du prix de ce produit à partir de la mi-mai est également liée à une remontée du prix du CO<sub>2</sub>.

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

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



Source : CRE d'après Powernext, EEX

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

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

- de la tension de l'équilibre offre/demande ;
- du coût variable de production des différentes filières, incluant le coût du CO<sub>2</sub> ;
- des prix de l'électricité sur les marchés frontaliers et des capacités disponibles des interconnexions.

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

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

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

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

## C » Les fondamentaux tirent les prix à la hausse

### a\_ Le prix du combustible

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

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

L'évolution des prix de gros en France devrait donc être principalement liée à l'évolution du prix du charbon, du CO<sub>2</sub> et du fioul lourd.

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

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

Les quotas d'émission de CO<sub>2</sub> n'ont été mis en œuvre qu'en 2005. Entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre, leur prix a plus que doublé.

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

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

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

La figure 35 compare l'évolution du prix *forward* annuel en électricité sur *Powernext* et celle des combustibles (gaz et charbon) et du CO<sub>2</sub>.

### b\_ Le prix des permis d'émission

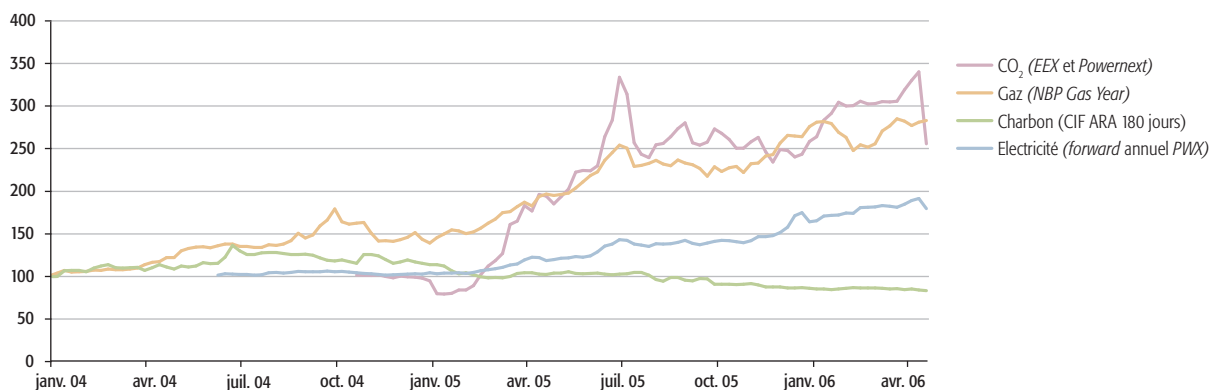
L'essentiel des quotas d'émission détenus par les électriciens leur ont été alloués gratuitement. Toutefois, selon les producteurs d'électricité, la logique de tarification au coût marginal sur les marchés de gros imposerait aux producteurs émetteurs de CO<sub>2</sub> de répercuter l'intégralité du coût du permis d'émission dans leurs coûts de production et donc dans leurs prix de vente *spot*. Dès lors, l'impact du CO<sub>2</sub> sur le prix *spot* de l'électricité est croissant avec le taux de marginalité des filières émettrices (gaz, charbon, fioul). Cet impact se répercute logiquement sur les prix *forward*.

Le prix de la tonne CO<sub>2</sub> dépend de l'équilibre entre l'offre et la demande pour les permis d'émission, dont les déterminants sont multiples.

Une hausse des prix du gaz augmente la demande pour les permis d'émission, car elle favorise le choix économique de la filière de production électrique au charbon, plus émettrice de CO<sub>2</sub> que la filière au gaz. En revanche, une bonne pluviométrie augmente la production hydraulique qui, remplaçant des moyens de production émetteurs de CO<sub>2</sub>, diminue la demande pour les permis d'émission.

› Figure 35 : Évolution comparée du prix de l'électricité, des combustibles et du CO<sub>2</sub>

(Base 100 au 01/01/2004 (charbon), 01/06/2004 (Forward 2006), 01/10/2004 (gaz), 01/01/2005 (CO<sub>2</sub>))



Source : EEX, Platts, Powernext

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

Entre fin avril et mi-mai 2006, le prix du CO<sub>2</sub> s'est écroulé en raison de l'annonce des émissions de CO<sub>2</sub> en 2005 des installations soumises au système d'échange de droits. Ces émissions ont été inférieures aux attentes du marché : le marché européen s'est révélé excédentaire de 163 millions de permis d'émission de CO<sub>2</sub>. Les prix *forward* de l'électricité pour livraison en France en 2007 ont également chuté fin avril pour remonter à partir de la mi-mai, confirmant l'impact direct du prix du CO<sub>2</sub> sur le prix de l'électricité.

**4 La surveillance des marchés n'est pas satisfaisante**

**A » La mission de la CRE a été limitée**

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

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

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

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

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

**a Liens entre les prix spot et les prix forward**

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

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

» Figure 36 : Évolution du prix du permis d'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>



Source : Powernext, EEX

- **Qualité de prévision**

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

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

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

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

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

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

**b\_ Surveillance des échanges aux frontières : l'interconnexion France-Allemagne**

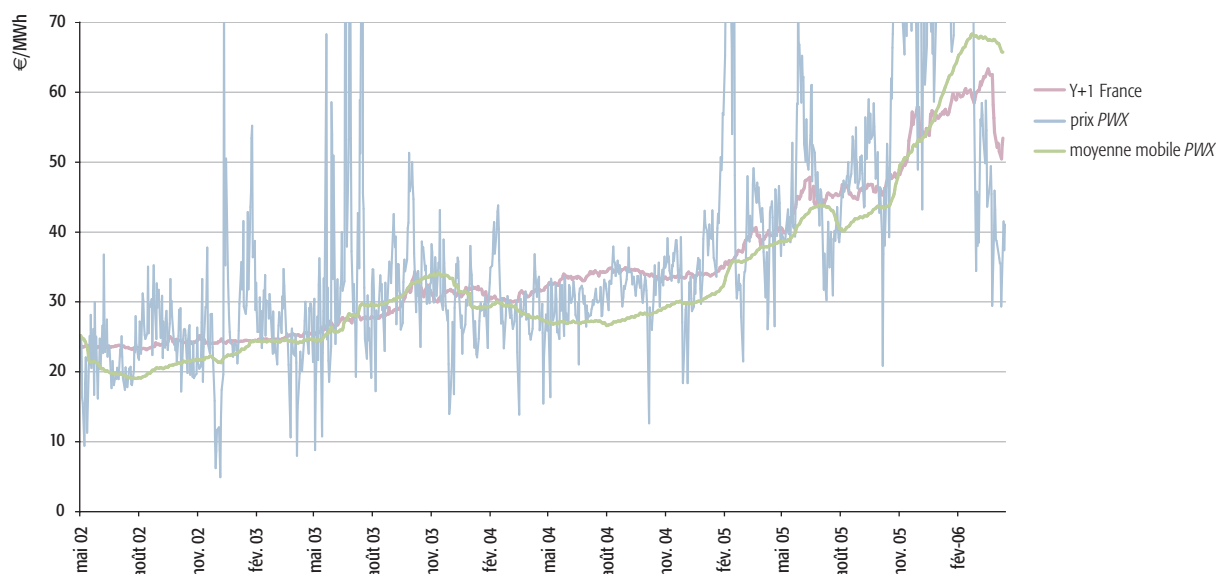
Dans un marché concurrentiel, le sens des échanges journaliers de court terme (importations/exportations) est cohérent avec le différentiel de prix aux frontières. C'est ce qui est observé pour les échanges franco-anglais et franco-espagnols.

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

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

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

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



Source : CRE d'après Powernext et PLatts

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

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

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

Source : CRE

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

**c\_ Surveillance des marchés organisés :  
les prix élevés en mars 2005 et en hiver 2005-2006**

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

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

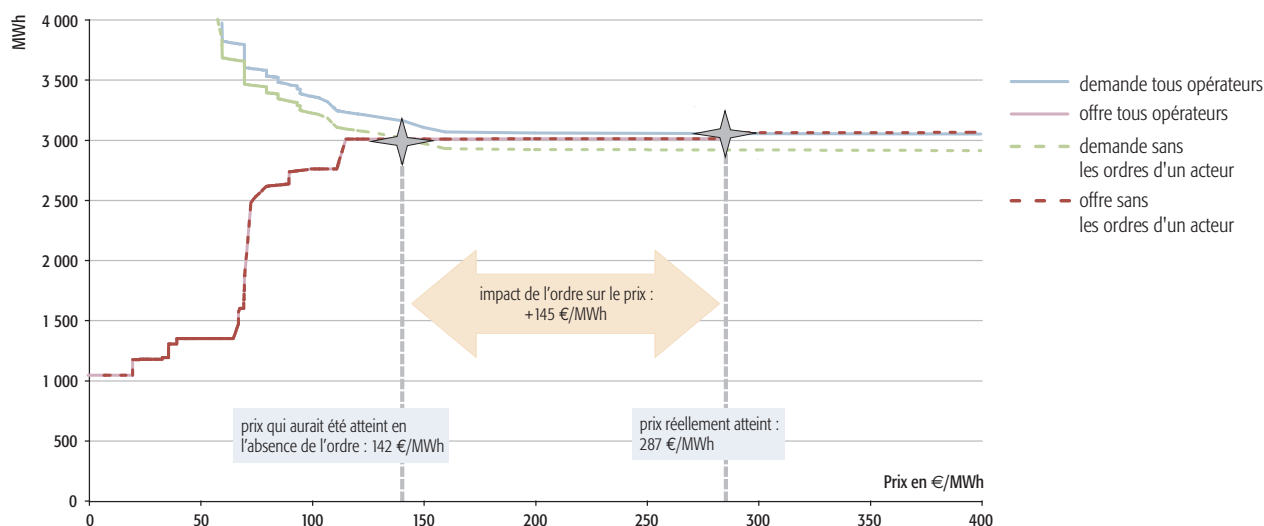
Dès lors, l'utilisation à pleine puissance de tous les moyens de production, jusqu'aux centrales dont le coût variable est le plus élevé, n'a pas toujours permis de satisfaire la demande française, et la France a été, à plusieurs reprises, importatrice nette.

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

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

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

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



Source : CRE d'après *Powernext*

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

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

### 3\_ Le marché de détail

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

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

En 2005, la consommation française a atteint 482 TWh.

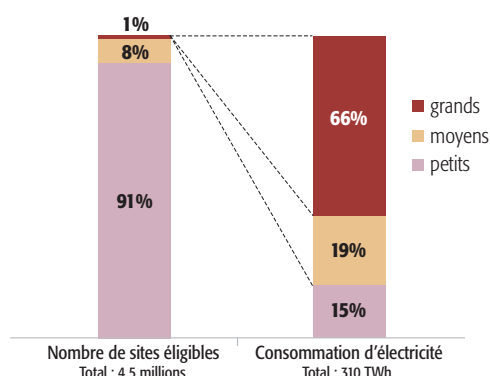
#### Encadré 15 : La segmentation de la clientèle retenue par la CRE

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

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

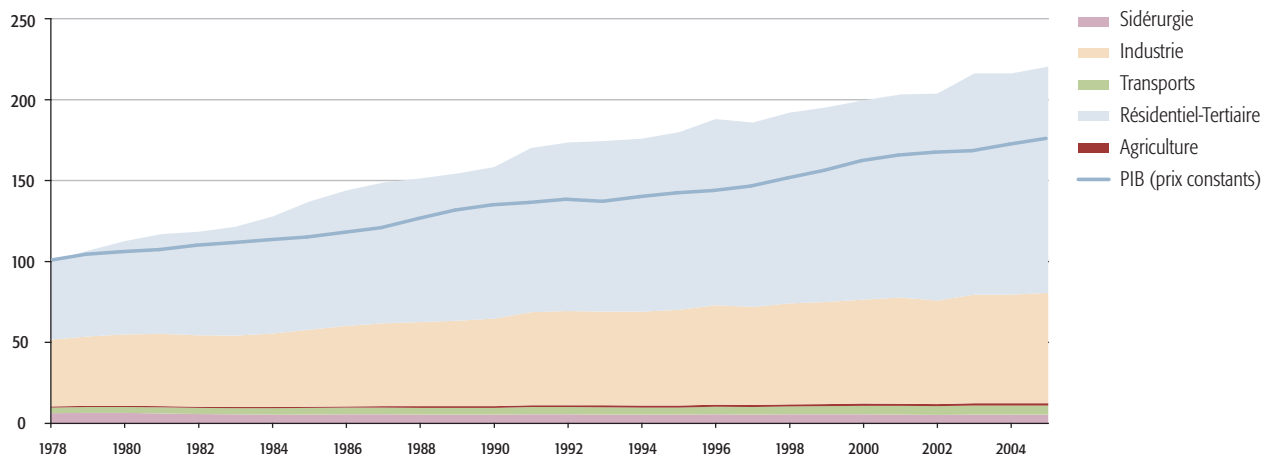
**Petits sites :** sites raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans...). Ce segment représente 91 % des sites en nombre et seulement 15 % de la consommation des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

› Figure 39 : Répartition de la consommation des sites éligibles



Source : CRE d'après GRD, RTE

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



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

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

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, toutes les entreprises et les collectivités locales, soit 4,5 millions de sites, peuvent choisir leur fournisseur d'électricité.

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

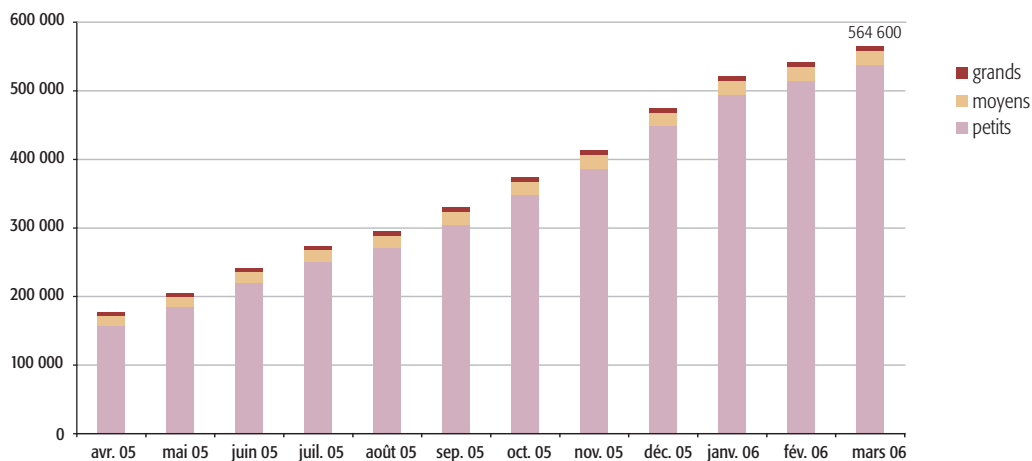
- des indicateurs commerciaux incluant le suivi de l'évolution de l'exercice de l'éligibilité, des parts de marché des fournisseurs alternatifs, du nombre de mises en service et de résiliations ;
- des indicateurs de la qualité de service des GRD (délais de réalisation des changements de fournisseur,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

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

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

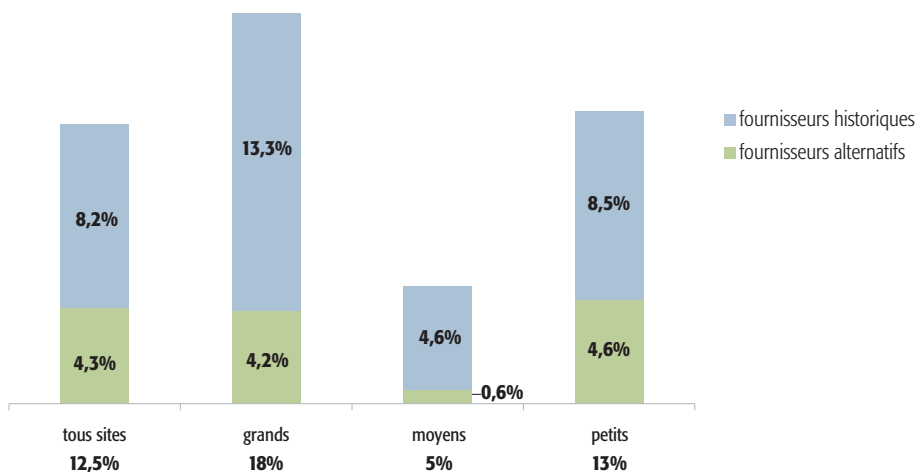
Au 1<sup>er</sup> avril 2006, 564 600 sites éligibles, soit 12,5 % de l'ensemble des sites éligibles, ont quitté les tarifs réglementés pour s'approvisionner sur le marché (Figures 41 et 42). Chaque mois, 30 000 sites en moyenne signent des contrats de fourniture aux prix de marché.

> **Figure 41 : Nombre cumulé de sites ayant exercé leur éligibilité**



Source : CRE d'après GRD, RTE

> **Figure 42 : Pourcentage des sites ayant exercé leur éligibilité au 1<sup>er</sup> avril 2006, rapporté au nombre total de sites éligibles**



Source : CRE d'après GRD, RTE

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

Au 1<sup>er</sup> avril 2006, 23 fournisseurs alternatifs sont actifs sur le marché (Tableau 8).

## 2 > Les prix sur le marché de détail

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

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

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

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

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

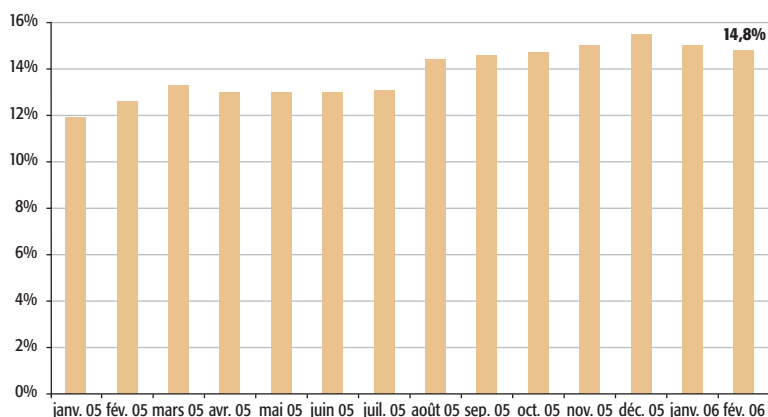
Du fait de la hausse continue des prix de marché observée depuis 2003, le décalage de la part fourniture des tarifs réglementés (stables depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2004) avec les prix de marché s'accroît (Figure 44).

**Tableau 8 : Nombre de fournisseurs alternatifs actifs en France**

Au 1 <sup>er</sup> avril 2006	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	23	22	9	9

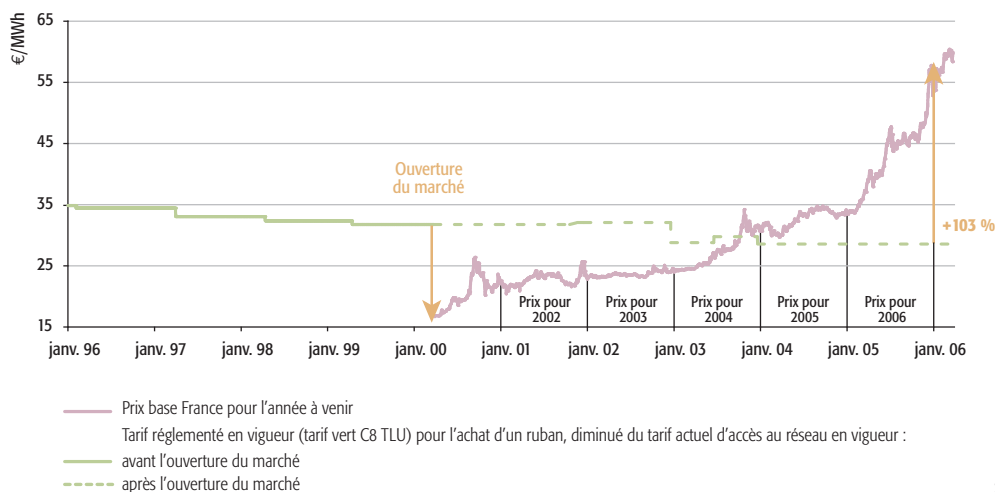
Source : CRE d'après GRD, RTE

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



Source : CRE d'après GRD, RTE

> **Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert, prix hors taxes en € courants au 1<sup>er</sup> janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE**



Source : CRE (avril 2006)

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

- Sur le segment des sites de taille moyenne  
La pénétration des fournisseurs alternatifs sur ce segment de client est cinq fois moindre que sur les segments des grands sites et des petits sites. Le bas niveau des tarifs réglementés « jaunes », applicables à ce segment, est à l'origine de cette situation.
- À l'occasion des mises en service  
Lors d'une mise en service donnant lieu à exercice de l'éligibilité, les clients choisissent le fournisseur historique dans 95 % des cas. Cette situation est probablement due à un manque d'information des clients sur l'ouverture des marchés et sur leur possibilité de faire appel au fournisseur de leur choix.
- Sur le territoire des ELD  
Sur les zones de desserte des 6 plus importantes ELD, au 1<sup>er</sup> avril 2006, moins d'un site éligible sur 200 a opté pour un fournisseur alternatif, soit 8 fois moins qu'en moyenne nationale. Cette situation s'explique principalement par la complexité générée par les conditions contractuelles différentes imposées par les ELD.

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

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

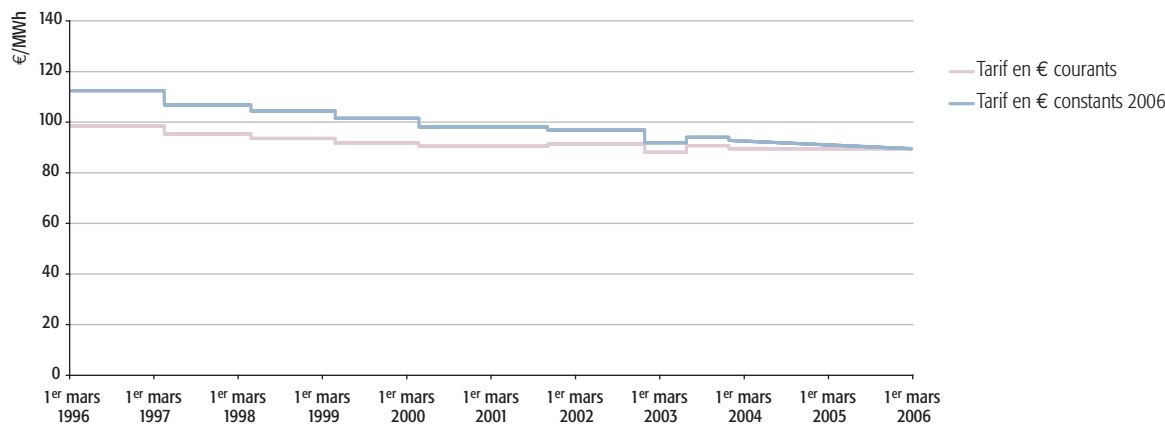
Ces tarifs sont appliqués uniformément sur l'ensemble du territoire national par les opérateurs historiques, EDF et les ELD, aux clients résidentiels, non éligibles jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Ils s'appliquent aussi aux clients non résidentiels qui n'ont pas exercé leur éligibilité, pour lesquels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

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

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

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

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



Source : EDF - Calculs CRE (2006)

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

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

#### D » Les tarifs réglementés doivent couvrir les coûts

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

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

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

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

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

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

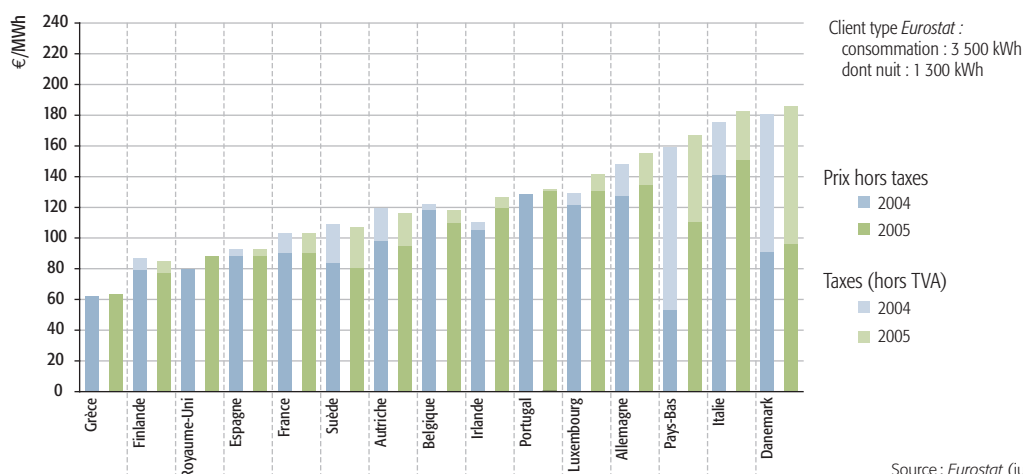
Avant le prochain mouvement tarifaire, le taux de rentabilité de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés devra avoir été défini.

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

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

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

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



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

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

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

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

## II\_ L'accès aux réseaux publics d'électricité

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 1 › Un objectif européen : l'accès aux interconnexions transparent et non discriminatoire

### A › Les exigences du Règlement européen 1228

Le Règlement européen 1228 du 26 juin 2003, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2004, dispose que les méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions doivent être coordonnées avec les gestionnaires de réseaux voisins, non discriminatoires, fondées sur le marché et susceptibles de fournir des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché. Ces méthodes doivent satisfaire des exigences en matière de planification et de publication des capacités d'interconnexion comme en matière de gestion opérationnelle (indemnisation des acteurs en cas de réduction de capacité, application de la règle de redistribution automatique des capacités non utilisées dite du *Use-It-Or-Lose-It*, mise à disposition du maximum de capacité disponible, *netting* des flux nominés, utilisation encadrée des revenus d'enchères).

### B › La suppression de l'accès prioritaire des contrats historiques

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

Cet arrêt dispose, en effet, que « l'accès prioritaire [...] donné à un opérateur en raison d'engagements pris avant l'entrée en vigueur de la directive, mais sans que la procédure prévue à l'article 24 de la directive ait été respectée, doit être considéré

comme discriminatoire au sens des articles 7 – paragraphe 5 et 16 de celle-ci et, partant, comme contraire à ces articles ». Sur la base de cet arrêt et après avoir consulté les différents régulateurs concernés et les services de la Commission européenne, la CRE a demandé à RTE de ne plus reconnaître, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006, de droit d'accès prioritaire aux interconnexions aux contrats historiques conclus avant l'entrée en vigueur de la directive du 19 décembre 1996.

## 2 › Un programme de travail partagé avec les autres régulateurs

### A › Les consultations menées auprès des acteurs de marché

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

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

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

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

### B › Les feuilles de route des régulateurs

Les feuilles de route, élaborées avec les régulateurs allemand, autrichien, belge et néerlandais, au cours de l'année 2005, constituent les priorités des régulateurs pour l'année 2006 en matière d'accès aux interconnexions. Leur mise en œuvre a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2006 avec la mise en place, par les gestionnaires de réseaux, d'un mécanisme d'enchères explicites pour allouer les capacités d'échanges disponibles sur les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne.

### Encadré 19 : Historique des consultations publiques lancées par la CRE en 2005

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

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

- la constitution, dès le début de l'année 2006, d'un groupe de travail interrégulateurs pour surveiller le bon fonctionnement des mécanismes d'allocation. Un rapport commun sera publié à la fin de l'année 2006 pour informer les acteurs de marché ;
- la mise en place d'un marché secondaire de capacités afin d'améliorer leur utilisation, en principe le 1<sup>er</sup> juillet 2006 ;
- la mise en place d'échanges infrajournaliers et d'échanges d'ajustement avec la Belgique et l'Italie, en principe le 1<sup>er</sup> janvier 2007 ;
- l'harmonisation des règles d'allocation par enchères entre les différentes interconnexions, en principe le 1<sup>er</sup> janvier 2007 ;
- conformément à l'article 5.2 du règlement du 26 juin 2003, la mise en place, par les gestionnaires de réseaux, d'une procédure de calcul des capacités d'interconnexion coordonnée et transparente qui devra faire l'objet d'une approbation préalable formelle par les régulateurs, en principe le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

### C » Les « initiatives régionales électricité »

Dans la ligne des *mini-fora*<sup>(5)</sup>, organisés en 2005 par la Commission européenne à la suite des débats du 11<sup>e</sup> Forum des régulateurs européen tenu à Rome en septembre 2004, l'ERGEG a lancé, le 27 février 2006, les « initiatives régionales électricité ».

Ces « initiatives régionales électricité » sont engagées avec la Commission européenne en vue de d'établir un fonctionnement homogène des marchés de l'électricité à l'intérieur de 7 régions constituant une première étape vers l'établissement du marché intérieur de l'électricité.

La France est électriquement interconnectée avec six pays voisins et est impliquée dans les travaux de quatre des sept groupes régionaux constituant les « initiatives régionales électricité » (Îles britanniques, Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest).

L'ERGEG a identifié quatre axes de travail autour desquels les régulateurs doivent organiser leurs travaux communs :

- disponibilité maximum des capacités des réseaux de transport d'électricité ;
- disponibilité et contrôle de l'information délivrée par et aux acteurs des marchés ;

- amélioration de la coopération entre gestionnaires de réseaux en vue du développement de l'interopérabilité de leurs réseaux ;
- compatibilité des mécanismes de marchés des différents pays.

Ce processus doit être considéré comme une étape vers l'instauration du marché intérieur de l'électricité qui est l'objectif fixé par la directive du 26 juin 2003. Cela implique que les « initiatives régionales électricité » ne doivent pas conduire à des solutions régionales incompatibles, empêchant l'instauration future d'un marché intérieur.

Par ailleurs, cinq gouvernements (France, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne) ont lancé une initiative de coordination des différents acteurs impliqués dans les échanges transfrontaliers d'électricité, le forum penta-lateral de l'énergie. Cette initiative doit contribuer à des actions de coordination de politique énergétique qui sont du ressort des gouvernements. La CRE et les autres régulateurs concernés en attendent également des actions rendues nécessaires par l'exercice des pouvoirs des régulateurs tels que définis par l'article 23 de la directive comme la levée des obstacles juridiques nationaux à l'établissement de la coopération entre régulateurs.

### 3 » Des avancées significatives ont été enregistrées dès le 1<sup>er</sup> janvier 2006

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, une première étape vers plus de transparence aux interconnexions est franchie : d'une part, la gestion de la congestion sur les interconnexions entre la France et les États membres voisins est effectuée grâce à des mécanismes d'enchères explicites ; d'autre part, les contrats historiques ne bénéficient plus d'un accès prioritaire.

#### A » Des résultats d'enchères cohérents avec les différentiels de prix des marchés de gros nationaux

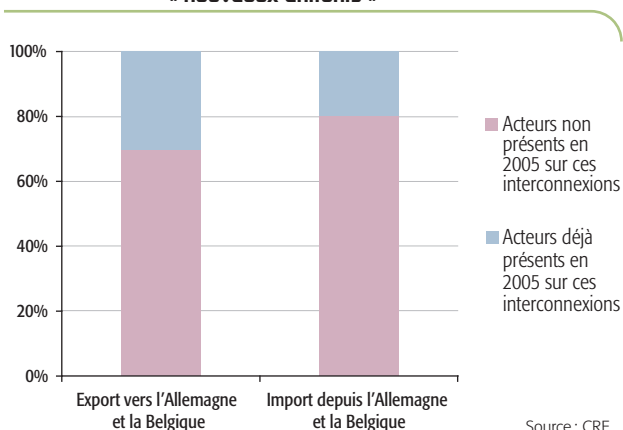
Le sens des signaux de prix révélés par les résultats d'enchères est généralement cohérent avec le sens des différentiels de prix entre marchés. Cette cohérence est d'autant plus forte que le mécanisme d'allocation est coordonné entre gestionnaires de réseaux (cas de la Belgique et de l'Allemagne). Cela confirme bien l'importance, pour la confiance du marché, d'une bonne coordination entre les organismes concernés de chaque côté d'une frontière, qu'il s'agisse des GRT ou des autorités publiques compétentes. En revanche, faute d'une durée suffisante de mise en œuvre des mécanismes d'enchères aux frontières françaises, la pertinence de la valeur des signaux de prix n'y a pas encore été démontrée.

(5) Cf. page 118.

## B » Une plus grande concurrence aux interconnexions

Les échanges réalisés aux interconnexions constituent l'un des moyens de développer la concurrence en France. En 2005, l'énergie importée a représenté près de 7 % de la consommation intérieure totale (32 TWh sur 482 TWh consommés), alors que la part de la consommation satisfaite par des fournisseurs alternatifs a été de 9 % (42 TWh).

› **Figure 47 : Répartition de la capacité acquise aux enchères annuelles et mensuelles pour janvier 2006, entre les « opérateurs historiques » et les « nouveaux entrants »**



Les effets combinés de la mise en place de procédures d'allocation plus transparentes et fondées sur le marché et de la suppression de la reconnaissance du droit d'accès prioritaire dont ont longtemps bénéficié les contrats historiques, ont conduit à une réduction de la part d'EDF et à l'apparition de nouveaux acteurs aux interconnexions (Figure 47).

## C » Une meilleure utilisation attendue des capacités d'interconnexion

À la plupart des frontières, l'existence de congestions est un indice de l'insuffisance des capacités mises à la disposition des acteurs des marchés pour effectuer des transactions transfrontalières utiles à l'établissement d'un marché intérieur de l'électricité. Il est donc nécessaire d'utiliser de la façon la plus rationnelle possible la ressource rare constituée par les capacités d'interconnexion disponibles pour les transactions commerciales.

La mise en place d'enchères explicites pour l'allocation de capacités à des échéances allant de la journée à l'année constitue

une première étape. La mise en place d'échanges intra-journaliers et d'échanges d'ajustement sur les interconnexions dans les zones à réseau fortement maillé comme la plaque continentale devrait encore améliorer le taux d'utilisation des interconnexions. Toutefois, ce n'est qu'avec l'élaboration et la mise en œuvre, par les gestionnaires de réseaux, d'une méthode coordonnée et transparente de calcul des capacités disponibles aux différentes échéances de temps que l'on pourra espérer améliorer substantiellement le niveau des capacités mis actuellement à la disposition des acteurs de marché.

## 4 Les méthodes actuelles de gestion des interconnexions avec les pays voisins

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

Comme en 2005, RTE conservera les revenus d'enchères résultant des allocations de capacités et devra en faire une utilisation conforme aux dispositions de l'article 6-6 du Règlement européen du 26 juin 2003 (cf. page 68).

### A » France - Allemagne

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

### B » France - Angleterre

La CRE a proposé au régulateur britannique (OFGEM) des améliorations au mécanisme actuel d'allocation des capacités sur cette interconnexion :

- l'application effective de la règle de redistribution automatique des capacités non utilisées (*Use-It-Or-Lose-It*) suffisamment tôt en J-1 et, en tout état de cause, avant la dernière enchère journalière actuelle ;
- la création d'un marché secondaire de capacité ;
- la mise en place d'un mécanisme d'allocation en infra-journalier et pour l'ajustement.

Ces améliorations devraient augmenter significativement l'utilisation des capacités d'interconnexion. L'application de la règle *Use-It-Or-Lose-It* suffisamment tôt en J-1 devrait permettre, en plus de la meilleure utilisation par les acteurs de la « ressource rare », de rendre possible le *netting* par les gestionnaires de réseau. Par conséquent, cette règle rendrait plus fluides les échanges transfrontaliers entre le continent et le Royaume-Uni. La mise en œuvre de ces propositions va être examinée, dans le courant de 2006, dans le cadre de l'initiative régionale « Îles britanniques ».

#### **C » France - Belgique - Pays-Bas**

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

#### **D » France - Espagne**

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

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

Cependant, tant que le cadre réglementaire dans lequel devront s'inscrire les règles d'allocation coordonnées entre RTE et son homologue espagnol REE n'est pas définitivement arrêté par les autorités compétentes espagnoles, la CRE demandera à RTE de poursuivre ses allocations unilatérales.

Ainsi, la CRE et le Ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce ont conjointement décidé la mise en œuvre, au

1<sup>er</sup> juin 2006, de nouvelles règles d'allocation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. Ces nouvelles règles, qui ont été soumises le 26 avril 2006 par les deux gestionnaires des réseaux de transport correspondent à la première étape de la position commune des deux régulateurs. Elle devrait être ultérieurement complétée par la mise en œuvre d'un couplage des marchés organisés à un horizon journalier.

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

#### **E » France - Italie - Autriche**

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

D'un côté, la CRE et E-Control (Autriche) considèrent que la méthode d'enchère explicite est la seule méthode d'allocation opérationnelle pour 2006 qui respecte le règlement du 26 juin 2003. De son côté, l'AEEG a souhaité reconduire, pour 2006, une méthode d'allocation implicite de la capacité par l'opérateur de marché italien sur la base de zones et de prix de marché virtuels, complétée par une allocation de droits financiers (instruments de couverture).

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

#### **F » France - Suisse**

La création annoncée d'un gestionnaire de réseau, ETRANS, responsable unique des échanges aux frontières côté suisse, permet d'envisager la mise en œuvre courant 2006 d'un méca-

nisme d'enchères explicites journalières coordonnées sur l'interconnexion France-Suisse. Toutefois, l'intérêt de cette mise en œuvre pour le fonctionnement des marchés de l'électricité dépend fortement du niveau de capacité restant disponible après déduction de la capacité nécessaire au passage des contrats historiques qui conservent encore un accès prioritaire sur cette interconnexion. La légitimité de cet accès prioritaire est en cours d'examen par la Commission européenne.

### **5 Le renforcement des interconnexions est nécessaire à la création d'un marché européen**

Les capacités d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité de nombreux États membres ont été construites dans le contexte des monopoles intégrés, antérieurs à la directive du 19 décembre 1996. Elles ont été dimensionnées pour assurer le secours mutuel des sociétés électriques et permettre l'exécution de contrats de long terme et ne sont donc pas toujours adaptées à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique que requiert le marché unique.

Les encadrés 20 et 21 font le point sur la réalisation des projets de renforcement sur les frontières France-Belgique et France-Espagne.

À chaque décision d'approbation des programmes d'investissement de RTE, la CRE a demandé à RTE d'engager les renforcements d'infrastructure nécessaires, en priorité dans les zones où n'existe aucune difficulté technique liée à la topographie des zones frontalières. Force est de constater que les progrès en la matière demeurent lents.

La durée des procédures administratives préalables à la réalisation de tels projets menées séparément dans chaque État membre est l'une des principales raisons de cette situation. Il est donc nécessaire de développer la coordination des procédures des États membres impliqués dans la réalisation de ces interconnexions.

Les travaux engagés en 2005 par le CEER ont permis de définir des grilles d'analyse homogènes susceptibles d'accélérer la prise de décision sur de telles infrastructures. Ces travaux constituent une première étape vers la levée des nombreux obstacles à la réalisation de ces investissements.

#### **Encadré 20 : État des lieux des travaux de renforcement sur la frontière France-Belgique : la réalisation des travaux est conforme au calendrier**

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

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

#### **Encadré 21 : État des lieux des travaux de renforcement sur la frontière France-Espagne : une réalisation retardée**

La capacité commerciale de transit entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 600 MW. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est parmi les plus bas d'Europe. Il est très loin des recommandations formulées par le Sommet européen de Barcelone en 2002 (10 % de la consommation nationale soit 4 000 MW). L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est de porter la capacité à 2 800 MW, puis, dans un second temps, à 4 000 MW.

Le renforcement de l'interconnexion consistait initialement en deux volets : le renforcement de la ligne électrique existante Baixas/La Gaudière, et la construction d'un ouvrage transfrontalier entre Baixas et Bescanos. Si le renforcement Baixas/La Gaudière a passé avec succès le stade de la concertation locale en 2003, il n'en a pas été de même du second volet. De nouvelles études approfondies ont donc été menées par RTE afin d'établir des options complémentaires au projet initial. RTE a transmis les solutions envisageables au Ministère de l'Industrie en vue de déterminer le nouveau projet à présenter à la concertation locale.

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

**6 L'analyse de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2005**

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

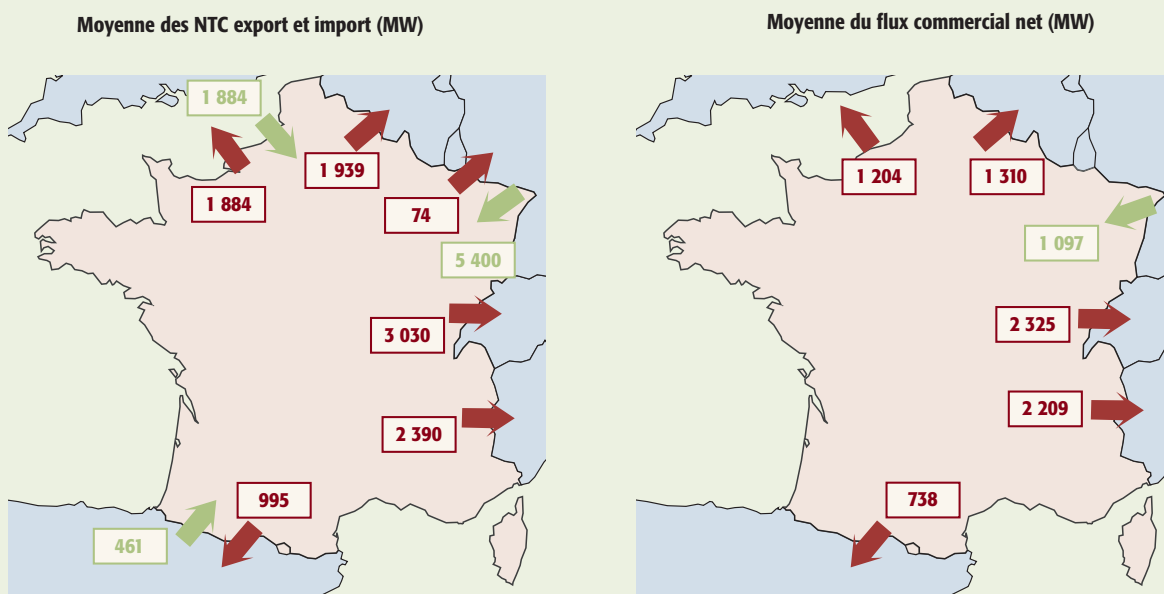
Le bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2005 montre que les capacités d'interconnexion mises à la disposition des acteurs de marché n'étaient pas toujours utilisées efficacement.

**A » France - Allemagne**

Pendant l'année 2005, en particulier en hiver, cette interconnexion a été essentiellement utilisée pour des importations, comme lors de l'année précédente.

À cause des fortes contraintes apparaissant sur le réseau allemand, du fait de sa structure, les jours où la production éolienne est importante outre-Rhin, les flux programmés en J-1 dans le sens Allemagne-France ont dû être réduits à plusieurs reprises en début d'année au prorata des quantités que les acteurs souhaitaient faire transiter. À partir du mois d'avril, le

**Encadré 22 : Capacités d'interconnexions et flux d'électricité transfrontaliers en 2005**



Source : CRE

Remarque : aucune congestion n'ayant lieu dans le sens de l'import sur les interconnexions avec la Belgique, la

Suisse et l'Italie, les chiffres de NTC à l'import ne présentent pas d'intérêt à être publiés sur ces interconnexions.

**Encadré 23 : Taux de saturation constaté sur les interconnexions en 2005**

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

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

Source : CRE d'après GRD, RTE

gestionnaire de réseau allemand RWE Transportnetzstrom a mis en place un mécanisme unilatéral d'enchères explicites journalières sur la capacité d'Allemagne vers France, afin de limiter les flux commerciaux dans ce sens et ainsi de se prémunir contre l'apparition de congestions sur son réseau.

#### **B » France - Angleterre**

Cette interconnexion a été essentiellement utilisée, comme à l'accoutumée, dans le sens des exportations. Les prix sur le marché anglais ont été en moyenne plus élevés que les prix français, et le mécanisme d'enchères géré par RTE et NGC a permis aux acteurs d'utiliser l'interconnexion en assez bonne cohérence avec le différentiel de prix entre les marchés anglais et français. La tendance exportatrice s'est accentuée à la fin de l'année, car les prix anglais, nettement corrélés au prix du gaz, ont connu une forte augmentation. Cependant, le taux de saturation de cette interconnexion (cf. encadré 23) montre qu'elle n'a été pleinement utilisée, à l'import ou à l'export, que pendant 49 % du temps en 2005.

#### **C » France - Belgique**

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

L'interconnexion a quelquefois été congestionnée dans le sens de l'export, surtout lors du second semestre de l'année ; la congestion a cependant été faible sur l'ensemble de l'année 2005 puisque, pendant près de 70 % du temps, au moins 200 MW disponibles à l'export n'ont pas été utilisés (cf. encadré 23). Les congestions seront désormais encore plus rares puisque l'interconnexion entre les deux pays a été renforcée à la fin de l'année 2005.

#### **D » France - Espagne**

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

#### **E » France - Italie**

Du fait du déficit de production structurel qui existait en Italie jusqu'en 2004, cette interconnexion était traditionnellement utilisée de façon exclusive dans le sens de l'export vers l'Italie. Or, dès le mois de mars 2005, et surtout pendant les six dernières semaines de l'année 2005, une nette diminution du flux exportateur – voire une inversion du flux à certains moments – a été observée. Ainsi, le taux de saturation de l'interconnexion à l'export (cf. encadré 23) est passé de presque 100 % en 2004 à 80 % en 2005.

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

#### **F » France - Suisse**

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

## **2\_ L'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1<sup>er</sup> janvier 2006**

La directive du 26 juin 2003 impose la dissociation des activités composant la chaîne de valeur de la fourniture d'électricité (production et commercialisation, transport, distribution) ainsi que la mise en concurrence des activités de production et de commercialisation.

#### **Encadré 24 : Principes de dissociation comptable**

Conformément aux règles de dissociation comptable, les opérateurs intégrés tiennent des comptes séparés au titre de la production, du transport, de la distribution et des autres activités. La loi du 9 août 2004 impose aux opérateurs de tenir, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Cette nouvelle obligation s'applique aux comptes dissociés de l'année 2004. Les principes de séparation comptable des activités de fourniture proposés par EDF ont été soumis, pour avis, au Conseil de la concurrence, qui s'est prononcé le 20 octobre 2005.

Les réseaux de transport et de distribution sont des infrastructures essentielles qu'il ne serait pas économiquement rationnel de laisser développer par chaque fournisseur pour son propre usage. Leur gestion est donc supposée constituer un monopole naturel. Il en résulte que l'activité de gestion des réseaux est pratiquée dans chaque zone géographique par un monopole soumis à une régulation. Les principes généraux de cette régulation sont décrits par les directives communautaires mais sa mise en œuvre est pour l'instant confiée aux régulateurs nationaux. La régulation doit porter sur les conditions financières de l'exercice du droit d'accès aux réseaux qui est un droit reconnu par les textes communautaires (Figure 48).

**1 › Un nouveau cadre réglementaire pour approuver les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité**

En application de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003, les régulateurs sont responsables de la fixation des principes tarifaires. Dans les différents États membres, la situation va de la proposition des tarifs par les gestionnaires de réseaux à la décision des gouvernements jusqu'à la fixation directe de ces tarifs par les régulateurs eux-mêmes. En France, la CRE est chargée

de proposer des tarifs à la décision du gouvernement qui ne peut que les accepter ou les refuser, sans pouvoir les modifier.

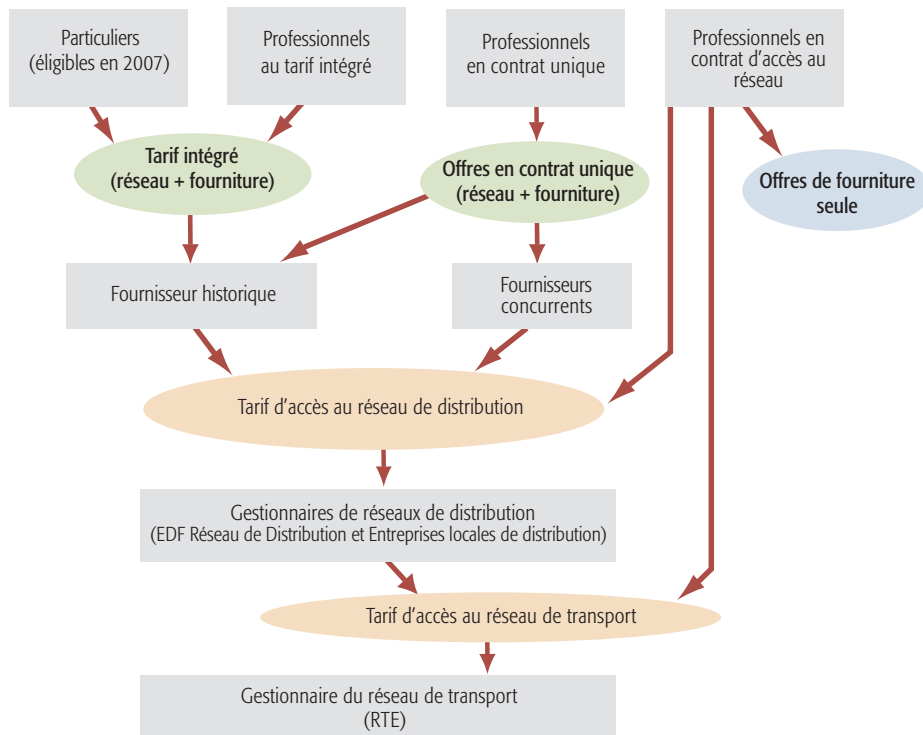
La loi du 13 juillet 2005 a modifié l'article 4 de la loi du 10 février 2000. Désormais, la proposition de la CRE entre en vigueur deux mois après sa transmission aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sauf opposition de l'un des ministres dans ce délai. Cette nouvelle procédure, utilisée pour la deuxième proposition tarifaire envoyée au gouvernement le 29 juillet 2005, a permis une approbation beaucoup plus rapide de la proposition de la CRE. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006.

**2 › La transparence et les règles tarifaires ont été améliorées**

**A › La distinction des composantes de gestion et de comptage**

Les gestionnaires de réseau exercent plusieurs activités qui sont de nature différente et dont il est techniquement possible de séparer les coûts. On peut distinguer les activités de développement, d'exploitation et de maintenance de réseau, les

› **Figure 48 : Schéma des flux financiers associés aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, selon le type de relation contractuelle entre un consommateur et son fournisseur**



Sources : CRE (2006)

activités de mesure et de comptage des flux et les activités de gestion des contrats avec les utilisateurs de réseau. Cette distinction permet de définir différentes composantes tarifaires destinées à recouvrer ces coûts séparables afin d'améliorer la transparence du tarif vis-à-vis des utilisateurs. À la différence des tarifs précédents, cette distinction permet, désormais, de faire apparaître l'évolution dans le temps de l'efficacité économique des différentes activités des gestionnaires de réseaux.

Le tarif entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006 identifie :

- la composante de gestion des contrats, qui est facturée en euros par an, selon le type de contrat (contrat unique ou contrat d'accès aux réseaux) ;
- la composante de comptage (comprenant les coûts de location, d'entretien, de contrôle et de relève des données), dont le montant dépend des prestations de comptage demandées par l'utilisateur ;
- les composantes tarifaires relatives à l'utilisation des infrastructures de réseau et qui sont fondées sur les coûts comptables des éléments de réseaux associés aux différents niveaux de tension nécessaires à la desserte efficace de chaque utilisateur.

Cette facturation détaillée permet à chaque utilisateur de connaître plus précisément ce qu'il paye pour la gestion de ses contrats, pour les activités liées au comptage et pour l'utilisation des infrastructures auxquelles il est raccordé.

#### **B » La mise en place de calculatrices des tarifs d'utilisation des réseaux**

Dans le même but d'améliorer l'information des utilisateurs de réseaux, la CRE a jugé nécessaire de leur faciliter la simulation du calcul des nouveaux tarifs et le choix de ceux qui sont les plus adaptés à leur situation. À cet effet, elle a mis en place, sur son site internet, une calculatrice des tarifs de réseaux.

Cet outil permet de déterminer la part qui relève de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité dans la facture d'électricité. Il peut répondre aux besoins suivants :

- pour les clients titulaires d'un contrat unique, la calculatrice permet de vérifier le choix de l'option tarifaire effectué pour leur compte par leur fournisseur, et le montant de la part « utilisation du réseau » qui leur est facturée ;
- pour les clients titulaires d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou de transport (CART), la calculatrice fournit des informations utiles pour le choix de leur option tarifaire ;
- pour les consommateurs qui sont restés au tarif intégré, la calculatrice permet d'évaluer la part « utilisation du réseau » dans leur facture, et d'en déduire la part fourniture sur laquelle la concurrence entre fournisseurs est susceptible de s'exercer.

#### **C » L'amélioration de la formulation des règles**

Le retour d'expérience tiré de l'application des premières règles tarifaires ainsi que les règlements de différends introduits devant la CRE ont fait apparaître la nécessité de préciser certains termes et notions. À cet effet, une section de définitions a été introduite dans les nouvelles règles. Elle apporte les définitions utiles à la bonne application de ces règles, telles que les notions de point de connexion, d'alimentations complémentaires et de secours ainsi que la tarification applicable aux différents domaines de tension. Le contenu des différentes composantes tarifaires a été précisé, telles que les activités de comptage ou la gestion des relations contractuelles entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux.

#### **3 » Le niveau des charges des gestionnaires de réseaux a évolué**

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

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

La proposition tient compte des évolutions introduites par le règlement du 26 juin 2003 et la loi du 9 août 2004. Elles concernent les actifs inclus dans les périmètres du transport et de la distribution, le montant des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseau ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales.

La CRE a procédé à une évaluation des coûts et des recettes prévisionnels du réseau public de transport pour la

période 2006 à 2007. En revanche, pour les réseaux publics de distribution, seule l'année 2006 a fait l'objet de prévisions. Cette méthode a été retenue en raison des modifications d'organisation et de modes opératoires attendues en 2007 à l'occasion de l'ouverture à la concurrence de la fourniture pour les clients résidentiels.

#### A » L'équilibre des charges et des produits

Le niveau des charges prévisionnelles est celui entraîné par l'activité des gestionnaires de réseaux pour l'accomplissement de leurs missions de service public et retracé par la comptabilité de ces opérateurs. Il se décompose en charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des infrastructures (charges de personnel, achats externes...) et en charges de capital (rémunération et amortissement des biens utilisés au titre des activités de transport et de distribution).

Parmi les charges d'exploitation, certaines occupent une place particulière en raison de leur importance, tant pour la sécurité du système électrique que pour le niveau des tarifs de réseau :

- pertes : la compensation des pertes survenant lors de l'acheminement de l'énergie sur les lignes électriques (effets thermiques et magnétiques) place les gestionnaires de réseau de transport et de distribution parmi les principaux consommateurs du pays. Conformément aux articles 11.6 et 14.5 de la directive du 26 juin 2003, cette énergie est achetée « *selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché* ». Dans le contexte général de hausse des prix de l'électricité, ce poste de charge a fortement augmenté depuis quelques années et représente aujourd'hui plus de 10 % des charges des gestionnaires de réseau ;
- services système : le réseau de transport est responsable de la sûreté du système et, à ce titre, est tenu de maintenir la fréquence et la tension sur le réseau. Pour cela, RTE contractualise auprès des centrales électriques la fourniture de moyens de réglages qui représente 7 % de ses charges.

La fixation du niveau des tarifs tient compte de l'ensemble des recettes prévisionnelles des gestionnaires de réseaux. Les recettes des prestations externes et complémentaires contribuent à la couverture des coûts et sont prises en compte pour fixer le niveau des tarifs. Les recettes tirées des enchères aux interconnexions internationales diminuent le niveau des tarifs de transport, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.

Cette régulation globale des charges et des produits permet de contrôler les résultats prévisionnels des monopoles d'infrastructures de réseaux.

#### B » Une rémunération des actifs de 7,25 %

La rémunération des actifs est un déterminant important des investissements dans les activités régulées. Elle est constituée par le produit du montant de la base d'actifs régulée (BAR) par le taux de rémunération des actifs, correspondant au coût moyen pondéré des capitaux employés. Le montant ainsi calculé est ajouté aux charges prévisionnelles des gestionnaires de réseau pour fixer le niveau des tarifs de réseau.

Pour le transport, la valeur de la base d'actifs régulée de RTE correspond à la valeur nette comptable de ses actifs au 1<sup>er</sup> janvier de l'année diminuée des participations de tiers aux investissements de l'exercice. Son montant au 1<sup>er</sup> janvier 2006 est de 10,799 M€.

Pour la distribution, la base d'actifs régulée reflète la valeur comptable des actifs concédés et tient compte des particularités liées à l'existence du régime des concessions publiques de distribution.

Pour le tarif applicable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006, la valeur de la base d'actifs régulée d'EDF Réseau de Distribution (ERD) est calculée à partir de la valeur nette comptable des immobilisations, diminuée des financements initiaux des concédants arrêtés au 31 décembre 2004.

Les actifs mis en service à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005 entrent dans la base d'actifs régulée pour la totalité de leur montant. En contrepartie, les charges de capital sont diminuées du montant des financements des concédants de l'année. Le montant de la base d'actifs régulée d'ERD estimée au 1<sup>er</sup> janvier 2006 et retenue pour fixer le niveau du tarif est de 26,324 M€.

Le taux de rémunération de la base d'actifs s'évalue à partir du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et il a été fixé, pour la durée de validité du tarif, à 7,25 % nominal avant impôt pour RTE et ERD, contre 6,5 % pour la période précédente.

Ce taux de rémunération se situe dans la fourchette des pratiques des autres régulateurs européens. Les taux les plus élevés résultent la plupart du temps de mécanismes d'incitation au développement de la productivité des gestionnaires de réseaux qui laissent à la charge de ces derniers les risques les plus élevés.

#### C » Des gains de productivité de 3 % par rapport aux charges prévisionnelles

Les gestionnaires de réseau bénéficient d'une situation de monopole et ne sont, de ce fait, soumis à aucune pression concurrentielle pour baisser leurs coûts. Conformément à l'article 4 du règlement du 26 juin 2003, la CRE souhaite prendre en compte des coûts « *correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Elle demande donc aux gestionnaires de

réseau de réaliser des gains de productivité pendant la période d'application des règles tarifaires qu'elle propose.

Ces gains de productivité prennent la forme d'une réduction globale de 3 % appliquée au montant des charges provisionnelles proposées par les gestionnaires de réseaux. L'assiette de coûts sur laquelle est calculée cette réduction globale est définie comme la somme des charges de personnel et des consommations externes. Les charges de capital résultant des investissements ne sont donc pas concernées.

#### **D » Le compte de régulation des charges et produits (CRCP)**

Compte tenu de la durée d'application envisagée pour les tarifs, d'environ deux ans, la CRE les a établis à partir d'hypothèses d'évolution à court terme des coûts et des recettes. Or, même à court terme, certaines catégories de charges et de produits évoluent sous l'influence de facteurs externes dont les gestionnaires de réseaux publics ne peuvent maîtriser complètement les effets.

C'est pourquoi, la CRE a mis en œuvre le CRCP, compte fiduciaire extra-comptable, pour prendre en compte l'incertitude de ces charges et de ces recettes lors de l'évaluation des effets financiers des tarifs.

La CRE a considéré que les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics, les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins, ainsi que le résultat des activités de fourniture des prestations complémentaires présentent un degré de difficulté de maîtrise et de prévision par les gestionnaires de réseau qui justifie leur prise en compte par le CRCP.

Par ailleurs, les charges de capital prises en compte dans le tarif visent à refléter les investissements réalisés en application des procédures d'investissement et de la réglementation applicables aux réseaux publics de transport et de distribution. Dans cette mesure, ces charges de capital sont également éligibles au CRCP pour la part non prévue initialement par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actif régulée.

#### **E » Un niveau tarifaire permettant de garantir la qualité**

La qualité du service rendu par les réseaux publics d'électricité est une des contreparties du paiement du tarif d'utilisation de ces réseaux. Cette qualité dépend de la réalisation d'investissements appropriés pour assurer la viabilité à long terme des réseaux publics d'électricité. L'expérience des pays étrangers montre qu'il ne suffit pas d'une rémunération élevée de la BAR pour que de tels investissements soient réalisés.

Dans un secteur d'activité ayant recours à des actifs de très longue durée de vie, il faut également prévoir des mécanismes

incitant les entreprises régulées à procéder à un partage équitable de la capacité d'autofinancement entre rémunération des actionnaires et investissements.

Les montants d'investissements provisionnels annoncés par RTE sont de 915 M€ en 2006 et de 845 M€ en 2007. Grâce au mécanisme d'approbation des programmes annuels d'investissement prévu par l'article 14 de la loi du 10 février 2000, la CRE dispose d'une information détaillée sur l'emploi de ces montants.

Pour ERD, les montants d'investissements provisionnels annoncés sont de 2300 M€ en 2006, année prise comme référence, dont 1500 M€ de financement par ERD et 800 M€ de financement par des tiers. Ces montants sont dans la ligne des montants dépensés les années précédentes. Contrairement au cas de RTE, la CRE ne dispose pas encore des données relatives à la pertinence de l'emploi de ces montants dans la distribution.

Le niveau retenu pour les tarifs ne peut pas constituer une entrave à la réalisation des investissements appropriés, même supérieurs à ceux prévus par les gestionnaires de réseau et pris en compte par la CRE au moment du calcul des tarifs.

En effet, les investissements sont amortis sur plusieurs dizaines d'années et sont, par conséquent, recouverts sur une période bien supérieure à la durée d'application prévue pour ce tarif. Dans ses prochaines propositions tarifaires, la CRE prendra en compte les évolutions, des charges de capital résultant de la réalisation effective des investissements (par exemple, une hausse des investissements liée à des variations des contraintes réglementaires apparues pendant la période de régulation écoulée).

#### **4 » Les tarifs de transport d'électricité**

Pour le réseau public de transport, auquel sont raccordés moins de mille utilisateurs, généralement des sites industriels, et plus de 2 300 postes sources alimentant des réseaux de distribution, les prix payés par les utilisateurs, somme des tarifs et de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA<sup>(6)</sup>) instituée par la loi du 9 août 2004 restent, en moyenne, stables.

Cette stabilité en moyenne recouvre une légère baisse au niveau de tension HTB1 et une légère hausse au niveau de tension HTB2. Ces évolutions sont essentiellement dues à l'amélioration de la connaissance des coûts réels du réseau de transport depuis l'élaboration du premier tarif en 2001. Par ailleurs, les facteurs de baisse des prix unitaires du transport, tels que l'augmentation des quantités transportées, ne font que compenser la hausse des prix de l'énergie nécessaire au gestionnaire de réseau pour équilibrer les pertes techniques résultant du fonctionnement des réseaux.

(6) CTA – ou contribution tarifaire d'acheminement – est une somme versée par les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution instaurée par la loi du 9 août 2004 portant réforme du régime des retraites des industries électriques et gazières. Cette contribution doit financer les droits d'assurance vieillesse non pris en charge par les régimes de base et les régimes complémentaires. La CTA ne concerne que les droits acquis au 31 décembre 2004 et exclut les droits postérieurs à cette date.

## 5 > Les tarifs de distribution d'électricité

### A >> La baisse des tarifs en basse tension et l'élargissement du choix offert aux utilisateurs

Les prix payés par les utilisateurs, somme des tarifs applicables aux réseaux de distribution et de la CTA enregistrent, en moyenne, une baisse de l'ordre 8 % (hors prestations complémentaires).

En moyenne tension, les tarifs de réseau demeurent stables en moyenne, tandis que les tarifs en basse tension sont en baisse sensible.

Parmi les nouveautés de ce tarif, il faut relever l'introduction d'une option dénommée « moyenne utilisation ». Cette option concerne les plus petits utilisateurs ayant un taux d'utilisation de la puissance souscrite relativement important mais qui n'ont pas de besoins particuliers pendant les heures creuses nocturnes. La simplicité de la part de la composante de soutirage, qui dépend de l'énergie consommée, confère à cette option une grande neutralité par rapport aux mécanismes de facturation de l'énergie que peuvent vouloir utiliser les fournisseurs d'énergie. Cette option tarifaire devrait faciliter l'apparition de nouvelles offres commerciales des fournisseurs.

La nouvelle structure des tarifs qui distingue la gestion des contrats, le comptage et le soutirage, permet aux utilisateurs de bénéficier d'un choix élargi de tarifs pour mieux répondre à la diversité des besoins constatés.

### B >> La péréquation des tarifs de distribution nécessite un outil adapté

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité a été calé sur la structure des coûts d'ERD qui dessert plus de 95 % du territoire national et de ceux de RTE qui dessert 100 % du territoire. Comme l'exige l'article 1<sup>er</sup> de la loi du 10 février 2000, le tarif est uniforme sur tout le territoire (péréquation géographique). Or, les charges de certaines entreprises locales de distribution (ELD) peuvent être plus lourdes ou plus faibles que la moyenne nationale.

Les ELD rurales ayant des longueurs de réseau importantes, dans des zones géographiques difficiles, et desservant un faible nombre d'abonnés au kilomètre de ligne, auront nécessairement des coûts supérieurs à la moyenne nationale, indépendamment de la qualité de leur gestion.

Le fond de péréquation de l'électricité (FPE) a été créé pour répartir les surcoûts ou les excès de recettes entre ELD, qui doivent toutes appliquer le même tarif alors que leurs coûts sont différents. D'un montant de 7 M€ actuellement, ce fond devrait être réévalué pour tenir compte des conséquences de l'entrée en vigueur du nouveau tarif.

Le FPE doit logiquement évoluer de concert avec les tarifs d'utilisation des réseaux. Certaines ELD tirent leurs ressources de la différence entre le tarif réglementé basse tension qu'elles facturent à leurs clients et le tarif moyenne tension qu'elles doivent payer pour accéder, elles-mêmes, au réseau. Si cette « *marge brute* » n'est plus suffisante pour couvrir les coûts de ces ELD, le dispositif du FPE devra évoluer en conséquence.

## 3\_ Les dispositifs de comptage électrique

### 1 > Le comptage est une activité à buts multiples

La loi du 10 février 2000 dispose, dans ses articles 15-IV et 19-III, que chaque gestionnaire du réseau procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Il en résulte que les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ont à gérer un vaste ensemble d'appareils de mesure et de contrôle installés sur leurs réseaux. Dans la pratique, ces appareils assurent le recueil et la transmission de trois catégories d'informations complémentaires :

- les informations sur les données permettant d'appliquer correctement le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- les informations permettant le contrôle de l'équilibre des flux nécessaire à la sécurité du réseau ;
- les informations sur les quantités d'énergie vendues par les fournisseurs.

S'agissant de la France, les compteurs actuellement installés ont des fonctionnalités qui restent étroitement liées à la facturation du tarif de vente de l'électricité aux clients non éligibles appliqué par les opérateurs historiques (EDF et ELD) ainsi qu'aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité. Cette mission de comptage est confiée aux gestionnaires de réseaux par l'article 19 du modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité et par l'article 13 du cahier des charges type du réseau d'alimentation générale (RAG) d'EDF.

On trouve dans les derniers textes communautaires des incitations à adopter des outils plus flexibles qui permettront d'évoluer vers la gestion de la demande en temps réel (directive du 18 janvier 2006), de fournir aux utilisateurs des informations sur le moment où l'énergie a été consommée et de présenter des factures plus fréquentes fondées sur la consommation réelle (Position commune (CE) 34/2005 arrêtée par le Conseil le 23 septembre 2005).

## 2 > Le comptage est un enjeu pour la distribution d'électricité

Parallèlement à l'ouverture des marchés de l'électricité, de nouveaux besoins en matière de quantité et de fréquence de transmission des données recueillies par les appareils de mesure et de contrôle installés sur les réseaux électriques sont apparus.

Ces besoins trouvent leur origine dans le souhait des utilisateurs de réseaux de maîtriser leur consommation d'énergie et de mieux comprendre l'origine de leurs dépenses grâce à une facturation plus précise. Les technologies récemment apparues dans le domaine du comptage permettent d'envisager la satisfaction de ces besoins à un coût raisonnable.

Dans sa délibération du 10 janvier 2006, la CRE a demandé au GTE 2007 de rédiger, au premier trimestre 2006, un projet de cahier des charges d'une étude technico-économique qui visera à quantifier les bénéfices d'une migration du parc actuel de compteurs vers des compteurs électroniques à courbe de charge télérelevée (en y associant, comme on l'observe dans plusieurs pays, des dispositifs télécommandables de coupure et de changement de puissance).

Le parc des réseaux de distribution français, constitué essentiellement de compteurs électromécaniques relevés manuellement, au mieux tous les semestres pour la plupart des GRD, serait dans l'incapacité de satisfaire les nouvelles exigences qui apparaissent dans les textes communautaires mentionnés au à la page 80 si ces exigences devenaient juridiquement contraignantes. De plus, la mise en œuvre de ces exigences nécessitera une adaptation des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux publics d'électricité. Cette adaptation devra être étudiée en tenant compte des nouveaux besoins entraînés par l'exercice de l'éligibilité par la clientèle de masse ainsi que par la multiplication des actes de changement de fournisseur.

C'est l'ensemble de la chaîne constituée du compteur, du système de relève et du système d'information qui est concerné et qui devra évoluer dans les prochaines années pour les réseaux de distribution.

## 3 > Le renouvellement du parc de compteurs de RTE

RTE a présenté sa politique de renouvellement des installations de comptage dans le cadre du programme d'investissements qu'il soumet chaque année à l'approbation de la CRE. Celle-ci a constaté que les dispositions techniques retenues par RTE sont conformes aux orientations contenues dans la délibération de la CRE du 29 janvier 2004 et dans le cahier des charges fonctionnel qui y est annexé.

La CRE a aussi estimé que les éléments technico-économiques qui lui ont été présentés à cette occasion étaient fondés sur une analyse pertinente et elle en a approuvé les dépenses dans sa délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2005, relative au programme d'investissements de RTE pour 2006.

## 4\_ Le suivi par la CRE de la qualité de service des réseaux publics d'électricité

### 1 > Les comptes rendus d'activité ont été mis en place

#### A >> La qualité du réseau de distribution

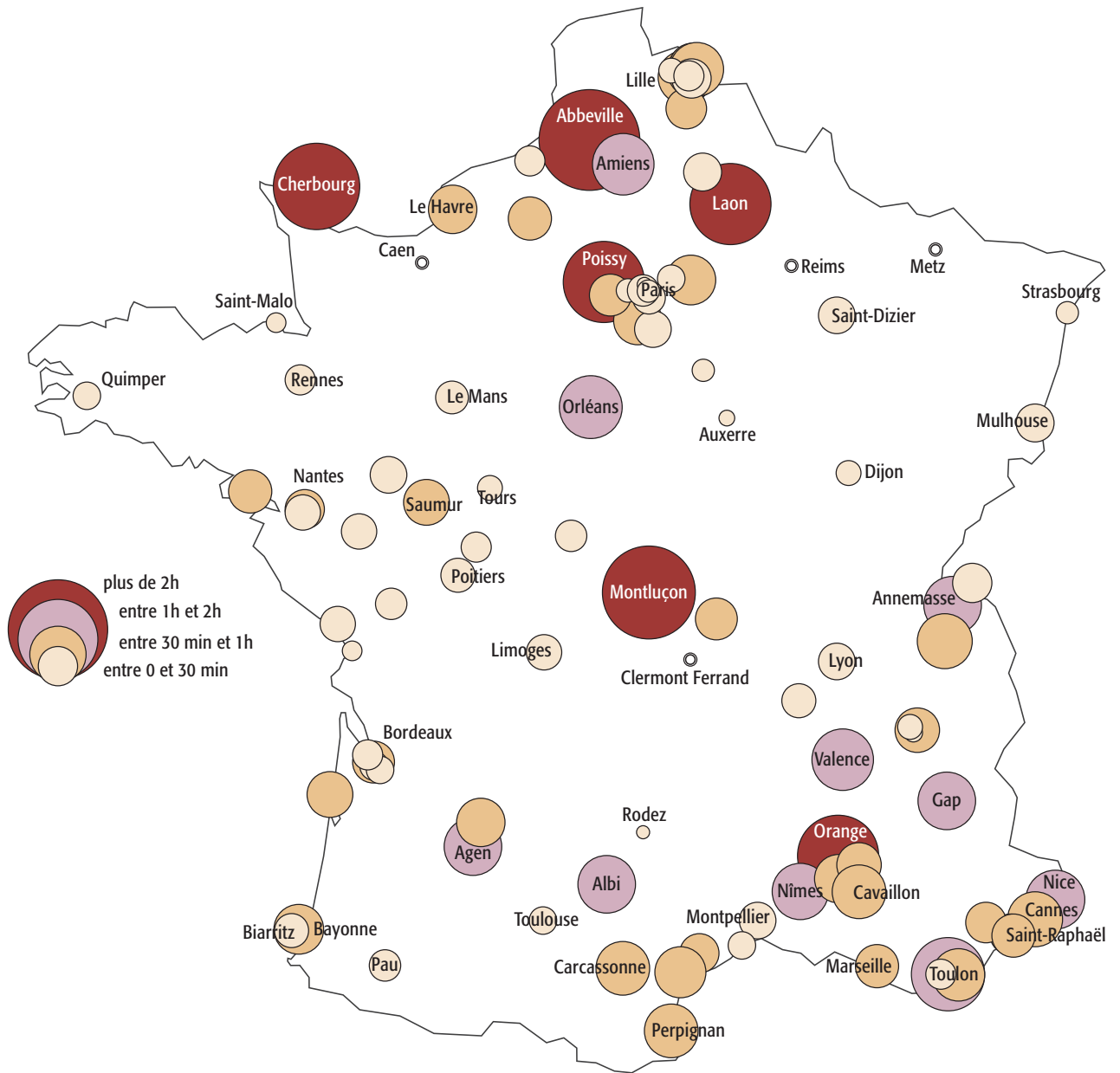
L'appréciation de la qualité de service des réseaux publics d'électricité doit reposer sur des éléments objectifs, quantifiés et vérifiables. À cet effet, la CRE a engagé depuis décembre 2003 l'élaboration d'un compte rendu d'activités, contenant un ensemble d'indicateurs devant être renseigné périodiquement par les gestionnaires de réseaux. Compte tenu des problèmes spécifiques liés au volume d'information à traiter, ce travail a été mené en priorité avec ERD, principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité français. Le contenu du compte rendu d'activités a été défini en octobre 2005. Les indicateurs de suivi ont été répartis selon cinq thèmes :

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

Ces indicateurs ne sont pas significatifs à l'échelle nationale et sont donc pour la plupart renseignés à une échelle adaptée (région ou concession). Cela facilite la détection de zones où la qualité de service est perfectible et ce constat est utilisé pour inciter les investissements sur ces zones. Une première analyse des données fournies par ERD pour l'exercice 2004 à la maille de la concession est illustrée par les figures 49 et 50.

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

› Figure 49 : Temps annuel moyen de coupures longues dans les principales villes françaises (clients BT, toutes causes confondues)





**B » La qualité du réseau de transport**

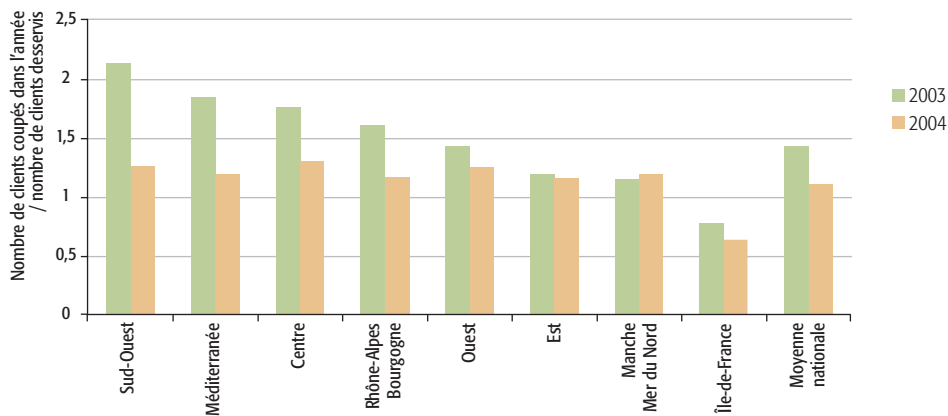
Depuis 2001, la CRE recueille des données qui décrivent les performances du réseau public de transport d'électricité. Le compte rendu d'activités de RTE a fait l'objet d'améliorations au cours de l'année 2005, avec le suivi des indicateurs relatifs aux sept régions de l'organisation territoriale de RTE.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

**2 » L'analyse de la qualité de service a été améliorée**

Les comptes rendus d'activité fournissent des outils pratiques et fiables à la CRE qui lui permettent d'améliorer sa connaissance des performances globales des réseaux publics en matière de qualité, ainsi que leur évolution dans le temps (Figures 51 et 52). Ces résultats seront intégrés aux comparaisons internationales menées sur les performances de qualité de service des réseaux européens.

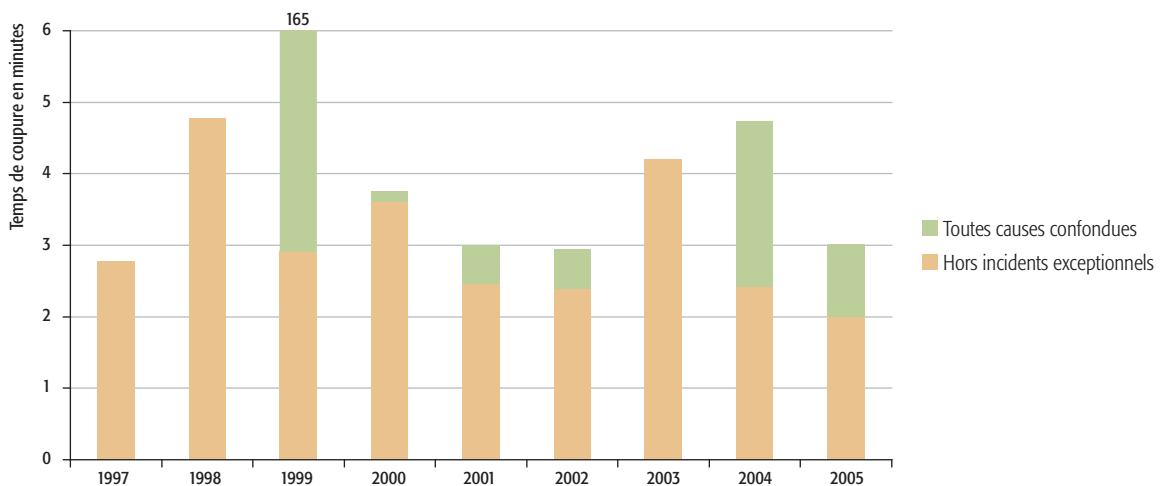
Par ailleurs, ils donnent à la CRE la possibilité de déterminer des objectifs pertinents de niveaux de qualité de service et les paramètres des mécanismes économiques d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux. Cette évolution est prévue dans l'annexe de la décision tarifaire du 23 septembre 2005 (chapitre III-B-2 c), qui indique que « [...] la CRE mettra en place une régulation incitative intéressant [les gestionnaires des réseaux publics d'électricité] financièrement à l'amélioration de leurs niveaux de qualité de fourniture et de service ». Ce système fera « partie de la proposition qu'elle formulera [et] devant entrer en vigueur au début de l'année 2008 ». Pour cela, la CRE s'appuiera sur l'expérience de systèmes déjà mis en place dans d'autres pays européens. Ces comptes rendus fourniront également les éléments utiles à la CRE pour l'élaboration des avis et propositions qu'elle émettra sur la réglementation des niveaux de qualité à respecter par les gestionnaires de réseaux publics.

» **Figure 51 : Comparaison régionale de la fréquence de coupures longues sur les réseaux de distribution exploités par EDF (clients BT, toutes causes confondues)**



Source : CRE et ERD (2005)

» **Figure 52 : Évolution du temps de coupure équivalent sur le réseau public de transport de RTE**



Source : CRE et RTE (2006)

### 3 Les projets de règlements sur la qualité de service sont attendus

L'article 60 de la loi du 13 juillet 2005 qui complète la loi du 10 février 2000 par un nouvel article 21-1 a prévu un décret fixant « les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution ». La loi précise que « les niveaux de qualité requis correspondants peuvent être modulés par zone géographique ». Cette modulation nécessite une connaissance des données réelles à une échelle infranationale.

La loi a également prévu un autre décret concernant les « pénalités remboursables » que l'autorité concédante pourra infliger aux gestionnaires de réseaux publics de distribution en cas de non-respect des niveaux fixés par la future réglementation.

Pour être utiles, ces textes devront retenir des critères perceptibles par les utilisateurs de réseaux et ils devront être complétés par l'introduction de dispositions contractuelles cohérentes en matière de qualité afin de protéger les utilisateurs concernés contre une baisse éventuelle des niveaux de qualité dans certaines zones.

Il est maintenant nécessaire d'accélérer le processus d'élaboration de ces textes pour donner aux gestionnaires de réseaux toutes les informations sur leurs obligations envers les utilisateurs de leurs réseaux.

### 4 La CRE participe au groupe de travail « Qualité de service » (Quality of Service Task Force) du CEER

En 2005, le groupe de travail « Qualité de service » (Quality of Service Task Force) du CEER a publié son 3<sup>e</sup> rapport sur la comparaison des niveaux de qualité de fourniture d'électricité

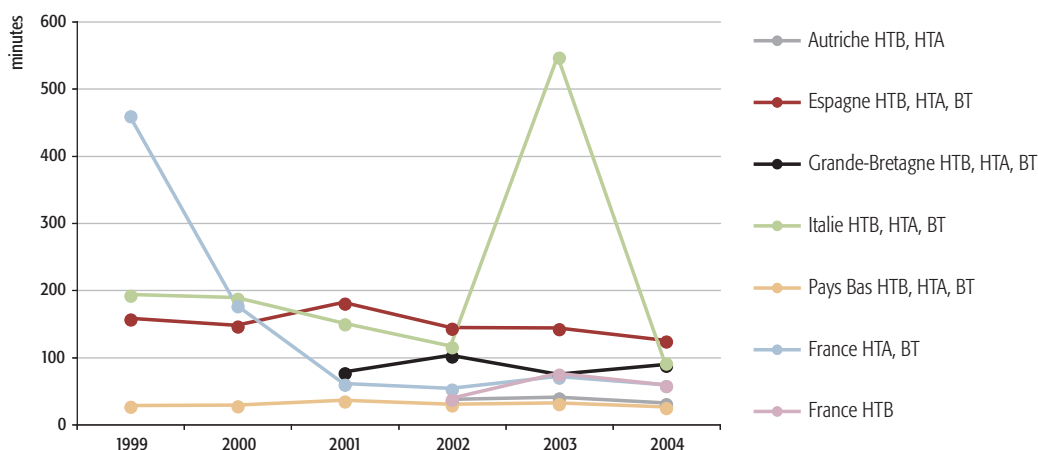
(3<sup>rd</sup> Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply), dans la continuité des deux premiers rapports de 2001 et 2003. Ces documents établissent une comparaison des niveaux de qualité (qualité commerciale et continuité de la fourniture) entre les réseaux de distribution d'électricité européens (Figure 53). Ce troisième rapport contribue à l'amélioration du travail engagé par les régulateurs dans plusieurs domaines :

- l'échantillon étudié est plus large, le nombre de pays participants est passé de 6 en 2001 à 20 en 2005 ;
- une comparaison des niveaux de performance en matière de qualité sur les réseaux de transport d'électricité est maintenant réalisée, en complément de la comparaison des réseaux de distribution ;
- il inclut pour la première fois une comparaison des différents systèmes de régulation incitative de la qualité instaurés aujourd'hui en Europe (Tableau 9).

Largement diffusé, le rapport est destiné à être présenté lors de conférences internationales et de séminaires. Le CEER souhaite ainsi améliorer la transparence de l'information concernant les performances actuelles des différents réseaux d'électricité et favoriser l'harmonisation des mesures et des systèmes de régulation de la qualité en Europe.

Les régulateurs européens se sont fixé pour objectifs l'élaboration d'un guide pratique destiné à aider les pays désireux d'instaurer un système de régulation incitative de la qualité, la révision de la norme EN 50160 (qualité de l'onde de tension) en collaboration avec CENELEC, ainsi qu'un rapport sur la gestion des événements exceptionnels dans le cadre de la régulation de la qualité. Ces objectifs devraient être atteints en 2006. Dans ce cadre, la CRE a été chargée de la rédaction du guide pratique du CEER pour la régulation incitative de la qualité, en collaboration avec l'École de régulation de Florence.

› Figure 53 : Comparaison des temps de coupure par utilisateur en Europe (toutes causes confondues)



Source : CEER (2005)

**Tableau 9 : Comparatif des pratiques adoptées par les principaux pays européens ayant établi une régulation incitative de la qualité de service**

Sujet	Italie	Norvège	Grande-Bretagne	Hongrie	Espagne
Type de compte rendu	Rapport obligatoire déterminé par le régulateur	Rapport établi en accord avec les distributeurs	Rapport obligatoire déterminé par le régulateur	Rapport obligatoire déterminé par le régulateur	Rapport obligatoire déterminé par le Ministère
Indicateurs mesurés	Coupages planifiées et non planifiées; longues, brèves et très brèves; à tous les niveaux de tension	Coupages planifiées et non planifiées; longues, brèves et très brèves; seulement > 1 kV	Coupages planifiées et non planifiées; longues et brèves; à tous les niveaux de tension	Coupages planifiées et non planifiées; seulement longues; à tous les niveaux de tension	Coupages planifiées et non planifiées; seulement longues; seulement > 1 kV
Type de régulations sur la continuité de service	Lien avec le tarif (durée); utilisateur le plus mal servi (nombre, seulement utilisateur HTA, début 2006)	Lien avec le tarif (énergie non distribuée)	Lien avec le tarif (durée, nombre, réponse tél.); utilisateur le plus mal servi (durée)	Système de pénalités (nombre); lien avec le tarif (durée)	Utilisateur le plus mal servi (durée, nombre); plans spéciaux d'investissements pour les zones de faible qualité
Indicateurs régulés	Coupages non planifiées	Coupages planifiées et non planifiées	Coupages planifiées et non planifiées	Coupages non planifiées	Coupages non planifiées
Méthode de calcul des indicateurs	Temps de coupure par utilisateur; nombre de coupures par utilisateur, depuis 2004	Énergie non distribuée	Temps de coupure par utilisateur; nombre de coupures par utilisateur	Temps de coupure par utilisateur; nombre de coupures par utilisateur	Temps de coupure et nombre de coupures pondérés par la puissance souscrite
Exclusions d'événements	Force majeure exclue; strictement définie jusqu'en 2003; méthode statistique au choix à partir de 2004	Force majeure non exclue	Les distributeurs peuvent demander l'exclusion de certains incidents exceptionnels	Incidents publics ou techniquement incontrôlables exclus	Force majeure exclue
Incitations et pénalités	Symétriques; basées sur des enquêtes auprès des utilisateurs depuis 2005	Symétriques; basées sur des enquêtes auprès des utilisateurs	Asymétriques; basées sur des enquêtes auprès des utilisateurs depuis 2005	Asymétriques	Asymétriques; basées sur le coût de l'énergie multipliée par un facteur K
Durée de la période de régulation	4 ans (2000-2003; 2004-2007)	5 ans	5 ans	3 ans	Indéfinie

Source: CEER (Third benchmarking report on quality of electricity supply 2005)

**5 Le guide d'exploitation (Operation Handbook) de l'UCTE doit encore évoluer**

Conformément à la demande exprimée par les participants des 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> forums de Florence, l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE) a engagé une réforme de ses règles pour assurer la sécurité de fonctionnement du système électrique interconnecté dans le nouveau contexte né de l'ouverture du marché de l'électricité. Cette démarche s'est concrétisée par la rédaction d'un guide d'exploitation ainsi que par la préparation d'un cadre contractuel visant à assurer l'opposabilité des règles.

Lors du 11<sup>e</sup> forum de Florence, en septembre 2004, le CEER a annoncé son intention de travailler avec les gestionnaires de réseaux de transport et la Commission européenne à la mise en place d'un cadre permettant d'assurer la sécurité d'exploitation du système électrique européen. Six réunions ont eu lieu, de septembre 2004 à juin 2005, avec des représentants de la Commission européenne, de l'UCTE et de l'ERGEG dans le but d'échanger sur le contenu du guide d'exploitation et les moyens de sa mise en œuvre. La CRE a participé à ces rencontres, où l'ERGEG était représenté par le groupe de travail « exploitation du système » (System Operation Task Force).

À l'occasion du 12<sup>e</sup> forum de Florence, en septembre 2005, l'ERGEG a présenté ses conclusions et recommandations

concernant les travaux engagés par l'UCTE. Il a souligné les insuffisances persistantes du contenu des premiers chapitres du guide d'exploitation qui ne tenait pas compte des rapports d'enquête publiés par l'UCTE et par les régulateurs à la suite du black-out survenu le 28 septembre 2003 en Italie. Ensuite, l'ERGEG a constaté que le cadre contractuel (*multilateral agreement, MLA*) mis en place entre les seuls gestionnaires de réseaux de transport pour assurer l'opposabilité des règles ne constituait pas une avancée significative. Ce MLA repose encore largement sur le caractère volontaire de l'adhésion à son contenu. Le groupe de travail « exploitation du système » (System Operation Task Force) a rappelé la nécessité de contrôler l'application des règles par un processus dont la crédibilité sera fondée sur son indépendance et sa transparence.

Depuis le 12<sup>e</sup> forum de Florence l'UCTE n'a pas présenté d'avancée significative malgré les échéances alors annoncées. Les travaux engagés par l'ERGEG, avec la Commission européenne et les gestionnaires de réseaux de transport, vont insister sur la nécessaire évolution des règles de l'UCTE. À cet effet, les régulateurs contribuent aux réflexions de la Commission européenne sur l'élaboration de règles européennes (*guidelines*) sur la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques qui s'appliqueraient alors à l'ensemble des systèmes synchrones.

## 5\_ L'approbation du programme d'investissements de RTE

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, RTE soumet chaque année son programme d'investissements à l'approbation de la CRE.

### 1 > Le programme d'investissements présenté par RTE pour l'année 2006

Dans sa délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2005, la CRE a approuvé le programme d'investissements de RTE pour l'année 2006. Le montant global approuvé s'élève à 682 M€, en augmentation de 17 % par rapport à celui du programme pour l'année 2005 (Figure 54).

#### A >> Quatre grands projets d'ouvrages à très haute tension lancés en 2006

Les investissements programmés dans le réseau à très haute tension (225 kV et 400 kV), qui incluent les interconnexions, augmentent de 39 % par rapport à 2005. Ils s'établissent à 159 M€ pour 2006. Les travaux de plusieurs grands projets sont engagés cette année :

- la création de la ligne Boute-Broc-Carros, qui permet de sécuriser une grande partie de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur ;
- la création de la ligne double Vigy-Marlenheim ;
- la reconstruction de la ligne Chaffard-Grande-Île ;
- les travaux de sécurisation de l'alimentation du Bassin Annecien et la création du poste de Biançon.

### B >> Les interconnexions avec les réseaux voisins

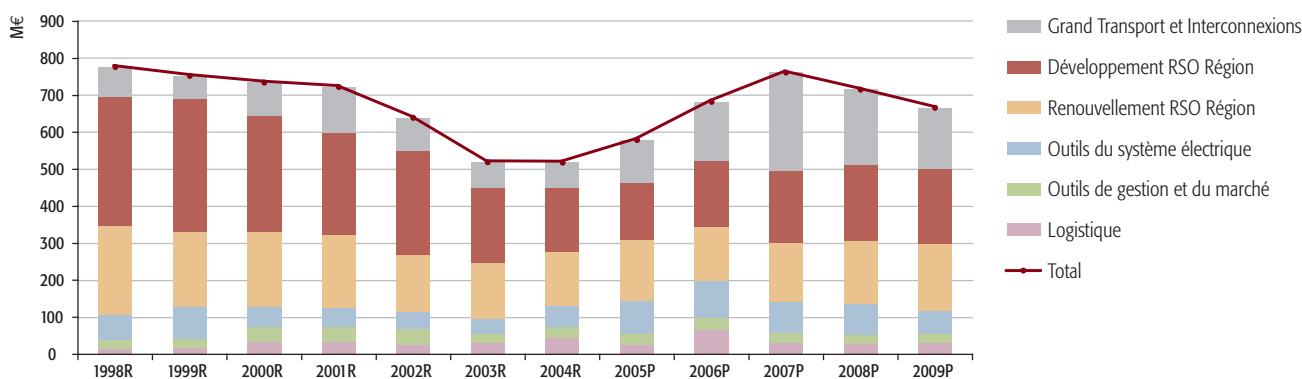
Hormis sur l'interconnexion France-Espagne, aucun chantier significatif de développement des interconnexions avec les pays voisins n'est, pour l'instant, programmé par RTE pour les années 2006, 2007, 2008 et 2009. Compte tenu de la persistance de phénomènes récurrents de congestion sur les ouvrages d'interconnexion, cette situation est incompatible avec l'objectif de réalisation d'un marché unique européen de l'électricité.

### C >> Les projets d'ouvrages à haute tension

Les dépenses relatives aux réseaux dits « régionaux » (tensions inférieures à 225 kV) s'élèvent à 326 M€. Ces dépenses sont stables par rapport à 2005. Toutefois, les 149 M€ de dépenses prévues par RTE pour les renouvellements sont en diminution de 11 %, à un niveau qui reste inférieur au montant moyen qui résultait des études conduites par RTE en 2003 sur l'évolution à long terme de son réseau.

La confirmation de cette tendance a conduit la CRE à s'interroger sur la pertinence du niveau de l'effort d'investissement de renouvellement engagé par RTE. Il résulte de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 que le régulateur doit veiller à ce que les investissements nécessaires pour assurer la viabilité à long terme du réseau soient réalisés. C'est pourquoi, la CRE a demandé à RTE de réactualiser les études qu'il a précédemment menées sur les besoins de renouvellement et d'en présenter les résultats lors de l'approbation du programme d'investissements pour l'année 2007.

> Figure 54 : Investissements de RTE réalisés sur la période 1998-2004 (R), prévisionnels sur la période 2005-2009 (P)



Source : CRE (2005)

**D » Les outils du système électrique**

RTE projette d'investir 98 M€ pour continuer le développement des outils informatiques dédiés au système électrique. Le déploiement d'un vaste réseau de fibres optiques, qui doit permettre l'amélioration de la sûreté globale du réseau de transport, explique l'essentiel de la progression des dépenses de cette catégorie (11 % par rapport à l'année 2005).

**E » Les outils de gestion et du marché de l'électricité**

Ce poste de dépenses, qui correspond aux systèmes informatiques de gestion et aux outils mis à la disposition des acteurs du marché de l'électricité, est stable à 32 M€. Les projets destinés à améliorer la gestion des clients et du marché représenteront 52 % de ce budget.

**F » La logistique**

Les dépenses en logistique s'élèvent à 67 M€. L'achat par RTE à GGF (filiale foncière d'EDF) de 285 logements occupés par des agents en astreinte d'exploitation explique leur triplement.

**2 » Les coûts unitaires des projets ont continué de progresser**

Les années précédentes, la CRE avait relevé la tendance inflationniste des coûts unitaires des projets de grand transport. En 2005, ces coûts unitaires ont continué à progresser (Figure 55).

Ainsi, le coût du projet Boutre-Broc-Carros, estimé en 2001 à 74 M€, atteint aujourd'hui 193 M€. Le projet Chaffard-Grande-Île a vu son budget évoluer de 73 M€ à 115 M€. Enfin, le coût de la ligne Vigy-Marlenheim, évalué initialement à 69 M€, est désormais estimé par RTE à 143 M€.

Cette situation, a conduit en décembre 2005, la CRE à demander à RTE une étude sur les coûts unitaires de ses investissements dans le réseau public de transport d'électricité. Les résultats devront permettre :

- une meilleure évaluation des investissements réels engagés par RTE ;
- l'explicitation des causes de cette inflation (évolution des prix des fournisseurs, renforcement des normes techniques, modification de la consistance accordée dans le cadre de la concertation locale).

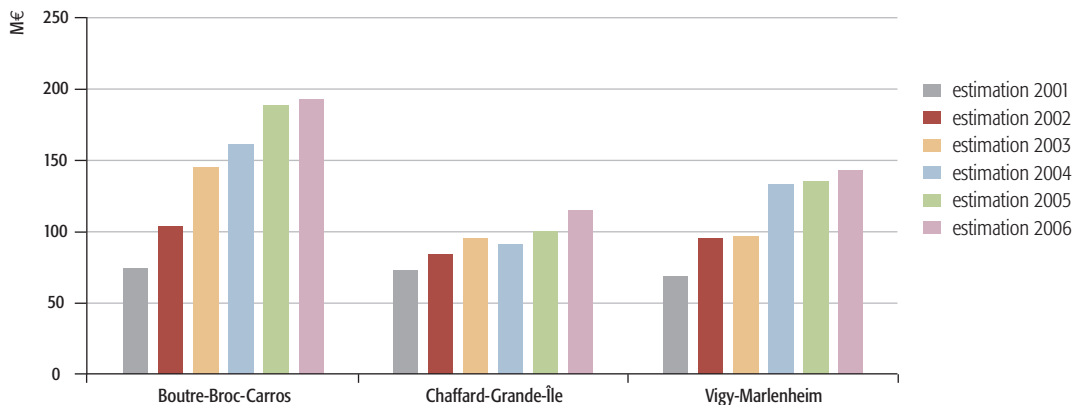
**3 » Les objectifs de performance du réseau public de transport d'électricité restent à compléter**

**A » Plusieurs domaines de performance sont à examiner**

Conformément à l'article 14 de la loi du 10 février 2000, les dépenses d'investissements engagées par RTE doivent permettre de répondre aux missions d'exploitation et d'entretien du réseau public de transport d'électricité :

- maintenir un haut niveau de sûreté du système électrique au niveau national, par l'équilibrage des injections et des soutirages en temps réel et l'adaptation des réseaux à très haute tension à l'évolution des flux à long terme ;
- assurer la sécurité d'alimentation de chaque région, par le développement des réseaux à haute tension dans les zones où les probabilités de coupures sont les plus élevées ;
- livrer une électricité de qualité conforme aux engagements contractuels au niveau des points de connexion ;
- maintenir les réseaux en condition opérationnelle, par la maintenance lourde, la réhabilitation ou le renouvellement des ouvrages les plus vétustes ;

» Figure 55 : Évolution du budget des trois principaux projets d'investissements de RTE sur la période 2001-2006



Source : CRE (2006)

- raccorder les producteurs, les réseaux publics de distribution et les consommateurs dans des conditions transparentes et non discriminatoires ;
- développer les interconnexions avec les réseaux voisins pour accélérer le rapprochement des marchés européens et augmenter les capacités de secours mutuel ;
- améliorer les performances économiques du réseau public de transport, mesurées par le coût des congestions et des pertes.

#### **B » Il faut définir des indicateurs de la performance actuelle et prévisionnelle du réseau public de transport**

Afin de suivre le degré d'accomplissement des missions confiées à RTE, la CRE lui avait demandé, dans sa délibération du 24 novembre 2004, de présenter une définition précise et quantifiée des objectifs de niveaux de sûreté, de sécurité et de qualité d'alimentation des utilisateurs que se fixe RTE. Ces indicateurs doivent permettre de décrire l'état actuel et prévisionnel du réseau public de transport.

Des indicateurs sont désormais en place dans les domaines de la sûreté du système électrique, de la sécurité d'alimentation et de la qualité de la fourniture. Des critères de mesure des performances prévisionnelles dans les domaines du maintien en condition opérationnelle, du raccordement et des performances économiques du système sont en cours d'élaboration.

#### **C » Une étude des contraintes et des besoins de renforcement du réseau public de transport dans la région Nord de la France doit être menée**

La situation géographique de cette région confère aux réseaux qui y sont installés un rôle très important pour le développement des échanges internationaux d'énergie qu'implique le développement du marché intérieur de l'électricité. Dans sa délibération du 24 novembre 2004, la CRE avait demandé à RTE une étude des contraintes sur le réseau public de transport et sur les besoins de renforcement dans la région Nord de la France.

L'étude transmise par RTE en 2005 était incomplète. Cette étude ne prévoyait pas la prise en compte de l'évolution des échanges internationaux d'énergie électrique, les besoins pour l'évacuation de la production existante dans cette zone et les nouvelles demandes de raccordement, aussi bien au niveau du réseau public de transport, qu'au niveau des réseaux publics de distribution.

La CRE a demandé, dans sa délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2005, une nouvelle étude plus complète avec la prise en compte des contraintes sur l'ensemble du réseau public de transport, dues à la production existante et future, et des besoins de renforcement dans la région Nord de la France. Cette étude sera présentée fin 2006.

#### **4 » Une vision stratégique est nécessaire pour faire évoluer le réseau de transport de l'électricité**

Le processus de libéralisation du marché de l'électricité ne doit pas réduire la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Les projets d'investissements des gestionnaires des réseaux de transport concernant le réseau affectent cette sécurité d'approvisionnement à court, à moyen et à long terme. La directive du 18 janvier 2006 précise les obligations des États membres dans ce domaine.

S'agissant du réseau de transport, il est nécessaire de s'assurer de son adéquation à l'offre et à la demande d'électricité existantes et projetées à des échéances de cinq à quinze ans. Cela passe par une appréciation des projets d'investissement à de telles échéances prévus par le gestionnaire du réseau de transport national et de ceux prévus par toute autre partie prenante concernant la mise en place de capacités d'interconnexion transfrontalière. Cela suppose un développement de la coopération avec les gestionnaires de réseaux de transport des pays limitrophes.

Pour atteindre un tel objectif de vision prospective de l'état du réseau de transport et de sa capacité à satisfaire de façon sûre et économique les objectifs de sécurité d'approvisionnement esquissés par la directive du 18 janvier 2006, il convient de mettre en place une planification à des échéances pertinentes. À cet égard, le schéma de développement prévu par l'article 14 de la loi du 10 février 2000 et défini par la circulaire ministérielle du 9 septembre 2002, ne répond pas de façon suffisante à cette question. En effet, ce schéma n'est pas destiné à décrire les solutions technico-économiques envisageables pour résorber les contraintes identifiées dans chaque région, sauf pour les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire.

La CRE a demandé à RTE de procéder à une mise en perspective de ses programmes annuels d'investissements concernant le réseau, afin de mieux apprécier la pertinence de ces programmes, au regard des objectifs de performance attendue du réseau de transport.

## 6\_ L'amélioration des conditions d'accès aux réseaux publics d'électricité

### 1 > Les règles techniques et financières qui s'appliquent au raccordement des installations aux réseaux publics d'électricité

L'article 37 de la loi du 10 février 2000 donne à la CRE compétence pour préciser les règles concernant les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ainsi que de leur utilisation. En application de l'article 38 de la même loi, la CRE intervient également par le biais des règlements de différends. Ses décisions créent une jurisprudence qui contribue à encadrer la politique de traitement des demandes de raccordement menée par les gestionnaires de réseaux.

Les règles techniques applicables au raccordement des installations aux réseaux publics d'électricité sont fixées par le décret du 13 mars 2003, le décret du 27 juin 2003, leurs arrêtés d'application et par la décision de la CRE du 7 avril 2004, sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

#### A >> Les frais de raccordement aux réseaux publics d'électricité mis à la charge des utilisateurs

Les utilisateurs participent aux frais de raccordement de leurs installations au réseau public. Leurs contributions doivent être calculées sur la base du schéma de raccordement de meilleur coût, compte tenu des caractéristiques techniques de leurs installations.

Le raccordement d'une installation au réseau public d'électricité comprend le renforcement du réseau public existant, si nécessaire, et la réalisation des ouvrages manquants entre le réseau public et la nouvelle installation.

En application de l'article 2 du décret du 26 avril 2001, les coûts de renforcement du réseau public sont inclus dans le tarif d'utilisation des réseaux publics et ne peuvent, donc, être imputés aux installations lors de leur raccordement.

Les coûts des nouveaux ouvrages sont répartis selon les dispositions de l'article 61 de la loi du 2 juillet 2003 (modifiant les articles 4, 14 et 18 de la loi du 10 février 2000). Pour les réseaux publics de distribution, ces dispositions prévoient que :

- les tarifs d'utilisation des réseaux couvrent une partie des coûts de raccordement, le solde non couvert par les tarifs faisant l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage du raccordement ;
- cette contribution peut être calculée sur la base de barèmes ;

- ces barèmes sont fixés suivant des principes arrêtés conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Industrie après consultation des organisations représentatives des collectivités organisatrices et avis de la CRE.

Pour le réseau public de transport, le même article 61 prévoit que le demandeur d'un raccordement est débiteur d'une contribution qui peut être calculée sur la base de barèmes fixés suivant des principes arrêtés conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Industrie sur proposition de la CRE. Au 1<sup>er</sup> juin 2006, les textes correspondants ne sont toujours pas parus.

Dans ses propositions tarifaires, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux ne reçoivent pas un montant supérieur au coût de réalisation des équipements nécessaires aux raccordements aux réseaux publics, par la mise en œuvre combinée du tarif d'utilisation des réseaux publics, de la fiscalité de l'urbanisme et de la facturation directe au demandeur du raccordement.

La contribution financière du demandeur ne devra prendre en compte que les travaux strictement nécessaires à l'accueil de son installation sur le réseau public concerné. L'utilisation d'ouvrages existants du réseau public de transport ou de distribution ne devra donner lieu à une participation financière de l'utilisateur que s'il est nécessaire de les mettre à niveau.

Si, dans le cadre de sa stratégie de développement du réseau, le gestionnaire de réseau choisit de réaliser un raccordement différent du raccordement de meilleur coût strictement nécessaire pour l'installation, il devra prendre à sa charge tous les surcoûts qui en résultent.

#### B >> La définition du raccordement aux réseaux publics d'électricité

L'article 63 de la loi du 13 juillet 2005 (ajoutant un article 23-1 à la loi du 10 février 2000) prévoit qu'un décret précisera la consistance des ouvrages de branchement et d'extension contenus dans le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics d'électricité. Au 1<sup>er</sup> juin 2006, ce décret n'a toujours pas été publié.

Pour éviter les contentieux entraînés par une suspicion de discrimination, le décret devra limiter l'extension et le branchement (en basse tension) à l'établissement de la ligne permettant de rejoindre le point le plus proche du réseau public dont le domaine de tension est égal ou inférieur à la tension de raccordement de référence de la nouvelle installation, en application de l'article 3 du décret du 13 mars 2003 et de l'article 4 du décret du 27 juin 2003.

## 2 › Les référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité restent à consolider

La réglementation en vigueur ne peut pas couvrir l'ensemble des dispositions techniques relatives aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. C'est pourquoi, la CRE a décidé, le 7 avril 2004, sur le fondement de l'article 37 de la loi du 10 février 2000, de prescrire la publication de référentiels techniques par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité. Cette décision avait pour but de favoriser l'objectivité, la transparence et la non-discrimination dans les relations entre les utilisateurs et les gestionnaires des réseaux électriques publics. La publication de ces référentiels techniques poursuit deux objectifs :

- faciliter la compréhension de la réglementation par les utilisateurs ;
- exposer les normes internes et les méthodes appliquées par les gestionnaires de réseaux et susceptibles d'influencer le raccordement et le fonctionnement des installations des utilisateurs.

Le 30 juin 2005, terme fixé pour la publication des référentiels techniques, la CRE a constaté que les principaux gestionnaires de réseaux publics (dont RTE et ERD) ont publié un document visant à répondre à la décision de la CRE. Après examen de ces documents, la CRE a publié, le 26 octobre 2005, une communication dans laquelle elle analysait les publications des gestionnaires de réseaux. La CRE y constatait des écarts par rapport au programme fixé par sa décision du 7 avril 2004.

La CRE estime nécessaire l'aboutissement rapide des travaux d'élaboration de référentiels techniques conformes à cette décision. Elle s'assurera que les compléments nécessaires seront apportés aux premiers documents publiés. Tel devra être le cas pour les cahiers des charges fonctionnels du comptage, de la mesure de la qualité et de l'échange d'informations en exploitation, ainsi que pour les modèles de contrats et conventions.

ERD a accepté de mettre à la disposition des ELD qui le demandent, l'ensemble des documents qui constituent son référentiel technique. Il n'y a donc pas d'obstacle à ce que l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution publient leurs référentiels techniques. Dans sa communication du 26 octobre 2005, la CRE a rappelé aux gestionnaires de réseaux qu'elle devait être tenue informée des travaux d'élaboration, de mise à jour et de publication des référentiels techniques.

Une consultation publique a été lancée au cours du deuxième trimestre de l'année 2006. Elle est destinée à mesurer les conséquences de la mise en place des référentiels techniques et l'intérêt qui leur est porté par les utilisateurs des réseaux publics. Les enseignements de cette consultation permettront à la CRE, de faire le bilan de l'exécution de sa décision du 7 avril 2004 et de préparer les suites à lui donner.

## 3 › Les contrats d'accès aux réseaux publics d'électricité ont évolué

### A › L'évolution des contrats d'accès aux réseaux

La CRE a examiné les modèles de contrats proposés aux utilisateurs par les gestionnaires de réseaux au cours de l'année 2005. Cet examen a permis l'amélioration de ces modèles conformément aux principes dégagés par la CRE (transparence des relations contractuelles, liberté de choix du système contractuel par l'utilisateur, égalité des droits et obligations quel que soit le système choisi, cohérence de tous les contrats d'accès). Ces modèles de contrats ont aussi dû être adaptés aux nouvelles règles tarifaires adoptées par la décision du 23 septembre 2005.

La lisibilité du dispositif contractuel est une préoccupation constante de la CRE que partagent les gestionnaires de réseaux de distribution.

### a\_ Distribution

Dans le domaine de la distribution, l'existence préalable de contrats GRD-F est nécessaire à la conclusion de « *contrats uniques* » entre fournisseurs et petits consommateurs et elle permet de simplifier le traitement administratif de ces derniers. Des modèles de contrats GRD-F n'ont été élaborés que par certains GRD et ces modèles n'ont pu être harmonisés entre eux. Cette situation a entraîné une complication administrative pour les fournisseurs entrant sur le marché concurrentiel qui a constitué un obstacle dans la conquête de nouvelles parts de marché. La CRE a toutefois veillé à ce que les fournisseurs puissent obtenir les modèles de contrats GRD-F existants et les signer dans des délais compatibles avec la négociation de leurs contrats de fourniture aux clients finals. La CRE vérifie que les gestionnaires de réseaux assurent un traitement non discriminatoire de tous les fournisseurs lors de la phase de discussion des modèles de contrats. Un accent a été mis sur la procédure de changement de fournisseur et les garanties financières demandées aux fournisseurs par les gestionnaires de réseaux.

ERD a travaillé avec la CRE à une première phase de modification de l'ensemble de ses modèles de contrats d'accès au cours de l'année 2005 (contrats CARD HTA, CARD BT, CRAE et GRD-F) pour tenir compte de l'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2006 des nouvelles règles tarifaires. Les modèles de contrats proposés ont été, dans leur grande majorité, publiés par ERD en 2005 dans son référentiel technique.

Cette première phase a permis à ERD de travailler, à la demande de la CRE, à la cohérence des différents modèles de contrats concernant le réseau de distribution. Le dispositif contractuel des CARD a été organisé autour du contrat d'accès, de la convention de raccordement et, le cas échéant, de la convention d'exploitation. La notion de périmètre contractuel a

été précisée. La rédaction des stipulations contractuelles a été harmonisée entre les différents modèles de CARD (soutirage, injection, usage mixte) dès lors que les droits et obligations des utilisateurs de réseau apparaissaient similaires. La lisibilité et la transparence de ces modèles de contrats en ont été améliorées.

### **b\_ Transport**

Les modèles de contrats proposés par RTE ont été révisés dans la perspective de l'entrée en vigueur des règles au 1<sup>er</sup> janvier 2006, afin de permettre une meilleure information des utilisateurs du réseau. Les travaux menés avec la CRE ont permis à RTE de proposer des modèles de contrats intégrant les nouvelles dispositions tarifaires en décembre 2005. Les utilisateurs concernés ont disposé d'un délai suffisant pour adapter leurs contrats d'accès au réseau malgré la complexité de la plupart des installations raccordées au réseau de transport. Les modèles de contrats proposés ont été publiés dans le référentiel technique de RTE.

Comme dans le cas de la distribution, la définition d'un cadre de cohérence de son dispositif contractuel a été engagée par RTE. Le dispositif contractuel des CART a été organisé autour du contrat d'accès, de la convention de raccordement et, le cas échéant, de la convention d'exploitation. Le périmètre contractuel a été précisé notamment pour le dispositif d'accès au réseau des producteurs. La cohérence entre l'ensemble des modèles de contrats a été revue entre RTE et la CRE, afin de créer un noyau de dispositions identiques applicables quel que soit l'utilisateur de réseau.

### **c\_ Relations avec les ELD**

RTE et ERD ont travaillé sous la supervision de la CRE à la préparation de modèles de contrat formalisant l'accès au réseau des ELD qui leur sont raccordées.

En 2005, un modèle de contrat transitoire a été élaboré par ERD pour s'adapter au décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux ELD et aux règles tarifaires d'utilisation des réseaux adoptées par décision du 23 septembre 2005. Sur le fondement de ce contrat transitoire, la facturation de l'accès au réseau conformément aux nouvelles règles tarifaires a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2006.

En ce qui concerne le réseau de transport, il n'y a eu qu'une dizaine d'ELD qui ont signé en 2005 le contrat transitoire proposé par RTE pour l'application rétroactive des règles tarifaires en vigueur. Toutefois, RTE a indiqué que les factures établies en application de ces règles ont été honorées par l'ensemble des ELD qui lui sont raccordées.

Les discussions entre gestionnaires de réseau n'ont pas encore abouti sur des questions relatives à l'organisation de leurs relations bilatérales :

- compatibilité entre les engagements en matière de continuité et de qualité de service des gestionnaires de réseaux entre eux et des gestionnaires de réseaux vis-à-vis des utilisateurs de réseau ;
- modalités d'application de l'article 6 du décret du 26 avril 2001 qui traite des conséquences des défaillances des réseaux en cas d'interruption de fourniture ;
- engagements des ELD sur les niveaux de perturbations issues de leurs réseaux acceptables par RTE ou ERD ;
- conditions de reversement et modalités de paiement par les ELD des factures d'acheminement.

Les gestionnaires de réseaux ont estimé pouvoir aboutir au second semestre 2006 à l'établissement de modèles de contrats définitifs. En application de l'article 23 de la loi du 10 février 2000, les contrats signés devront être transmis à la CRE.

Les travaux engagés avec les gestionnaires de réseaux sur les améliorations des modèles actuels se poursuivront en 2006, afin de tenir compte de l'ouverture, au 1<sup>er</sup> juillet 2007, du marché aux clients résidentiels. Les contrats devront être adaptés aux spécificités de cette nouvelle catégorie de clients éligibles et à la protection particulière dont ils devront bénéficier.

### **B » L'évolution des contrats de participation aux services système**

Les articles 15-II et 15-III de la loi du 10 février 2000 disposent que : « le gestionnaire de réseau de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau ». De même, il « veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ».

Les services système sont des produits élaborés, que RTE constitue à partir de contributions élémentaires fournies essentiellement par les producteurs : les services auxiliaires. Les services système sont nécessaires pour assurer le maintien de la fréquence, de la tension et de la stabilité du réseau. Ils bénéficient à tous les utilisateurs, quel que soit le niveau de tension auquel ils sont raccordés. Les utilisateurs en supportent le coût au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics, conformément à l'article 2 du décret du 26 avril 2001.

En France, aucune disposition réglementaire n'impose aux producteurs de contribuer aux services système. Le décret du 27 juin 2003 et son arrêté d'application du 4 juillet 2003, qui

fixent les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique, n'obligent les producteurs qu'à raccorder des installations qui disposent des capacités techniques leur permettant une participation à la fourniture des services système. Pour pouvoir mobiliser les services système qu'il estime nécessaires, RTE a recours à une contractualisation avec les acteurs intéressés, qui perçoivent une rémunération en contrepartie de leur participation. L'article 15-III de la loi du 10 février 2000 précise que le gestionnaire du réseau public de transport « négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix [ces] contrats [...], selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés ».

L'année 2005 a été marquée par la négociation et la signature avec les trois principaux producteurs (EDF, CNR, SNET) de nouveaux contrats d'une durée de trois ans, remplaçant ceux arrivés à échéance au 31 décembre 2004. La mise en œuvre de ces contrats a été reportée au second trimestre 2005 en raison d'évolutions importantes, dont l'instauration d'un contrôle de la participation effective des producteurs aux réglages de la fréquence et de la tension. Les études préalables à sa mise en place ont d'ores et déjà permis d'acquérir une meilleure connaissance des performances réelles des groupes de production

Dans sa mission de proposition du tarif d'utilisation des réseaux publics, la CRE a tenu compte de l'évolution du coût des services système résultant de la négociation de ces nouveaux contrats. Elle a veillé à ce qu'aucune disposition contractuelle n'introduise de discrimination entre les participants potentiels.

Depuis 2002, la CRE a mis en place, avec RTE, un mécanisme de transmission régulière d'information qui permet le suivi du coût des services système et de la constitution des réserves associées à un niveau suffisant. Ce mécanisme a été adapté aux modifications introduites dans les nouveaux contrats.

## 7\_ Le cahier des charges type du réseau public de transport d'électricité

### 1 > Un nouveau cahier des charges type du réseau public de transport est désormais urgent

L'article 12-II de la loi du 10 février 2000 dispose que : « le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie ».

Un tel texte a vocation à organiser les relations entre l'État et le concessionnaire et, du fait qu'il est approuvé par décret en Conseil d'État, à servir de référence pour l'établissement des relations entre le concessionnaire et les utilisateurs du réseau public de transport.

La CRE a appelé l'attention du gouvernement sur l'obsolescence ou la caducité des dispositions du cahier des charges type de la concession à Électricité de France du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, approuvé par le décret du 23 décembre 1994, compte tenu des évolutions législatives et réglementaires résultant de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Par ailleurs, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français est devenu une société anonyme dont le capital est encore totalement détenu par EDF. L'adoption d'un cahier des charges type de concession traitant spécifiquement des activités de cette nouvelle société est maintenant urgente.

### 2 > Le cahier des charges type devra être adapté au nouveau contexte du transport d'électricité

Dans le cadre de ses missions de régulation, la CRE a mesuré l'étendue des attentes des différentes catégories d'utilisateurs du réseau public de transport. En France, comme à l'étranger, le rôle des gestionnaires de réseau de transport est essentiel pour la réalisation du marché intérieur de l'électricité. Le cahier des charges de concession du réseau public de transport devra prendre en compte cette nouvelle dimension communautaire, qui est pratiquement absente du texte actuellement en vigueur.

#### A >> L'adoption d'un nouveau cahier des charges spécifique au transport aura des conséquences sur d'autres activités

L'objet principal du cahier des charges type de concession du réseau public de transport de l'électricité est la définition des missions confiées au concessionnaire. La loi du 10 février 2000 détermine dans ses articles 14, 15, 23 et 23-1 les missions dévolues au gestionnaire du réseau de transport en matière d'exploitation, d'entretien et de développement du réseau ainsi que d'ouverture de son accès aux différentes catégories d'utilisateurs. Actuellement, la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique porte simultanément sur l'acheminement et la fourniture d'énergie. La concession attribuée au gestionnaire du réseau public de transport ne pourra plus porter que sur l'acheminement de l'énergie électrique.

Compte tenu de l'imbrication des dispositions relatives à l'acheminement et des dispositions relatives à la fourniture dans le cahier des charges type, approuvé par le décret du 23 décembre 1994, son abrogation semble inévitable. Des textes de remplacement devront traiter de l'exécution des mis-

sions prévues par l'article 2-III de la loi du 10 février 2000 et de l'achat de l'énergie des producteurs autonomes prévu à l'article 27 du cahier des charges du RAG. En effet, ces missions ne relèvent pas de la gestion du réseau de transport.

Par ailleurs, le modèle de convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique de 1992 (articles 16, 19 et 22) prévoit que les dispositions applicables aux clients desservis par le RAG sont applicables aux clients alimentés en haute tension par le réseau de distribution publique d'électricité. Dans l'intérêt des utilisateurs de réseau, l'abrogation du décret du 23 décembre 1994 ne devra pas faire disparaître l'harmonisation des conditions de traitement des clients alimentés en haute tension, qu'ils soient desservis au titre d'une concession de distribution électrique ou au titre de la concession du réseau public de transport. Sur la base de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le cahier des charges type pourra utilement prescrire une modification, dans ce sens, des cahiers des charges de concession de distribution électrique.

L'adoption d'un nouveau cahier des charges du réseau public de transport ne devra pas entraîner l'apparition de discrimination en matière d'accès au réseau entre les clients au tarif intégré et les clients ayant fait jouer leur éligibilité. La garantie de l'absence de discrimination ne pourra être apportée que par une modification appropriée des contrats de fourniture au tarif intégré.

**B » Le cahier des charges devra appliquer les textes communautaires et nationaux pertinents**

Du fait de ses caractéristiques techniques et de l'impact qu'il a sur le fonctionnement des échanges intracommunautaires d'énergie, le transport d'électricité est une activité qui comporte désormais une composante communautaire notable. C'est pourquoi, le cahier des charges type de concession du réseau public de transport devra tenir compte des directives et règlements européens traitant des questions de transport d'électricité. La liste de ces textes inclut la directive du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

Le développement des interconnexions et la gestion des échanges devront être traités au regard des exigences du règlement du 26 juin 2003, d'application directe, sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

Il faudra que le concessionnaire :

- mette en place des mécanismes d'échanges d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion des congestions, conformément au point 1 de l'article 5 du règlement du 26 juin 2003 ;
- publie des normes de planification, d'exploitation et de sécurité qu'il utilise, qui doivent être préalablement soumises à l'approbation du régulateur, conformément au point 2 de l'article 5 du règlement ;
- soit tenu à certaines obligations en matière de gestion de la congestion aux interconnexions (procédures d'allocation, de restriction fortuite des transactions, d'indemnisation, d'incitation à la meilleure utilisation des capacités maximales d'interconnexion, conçues de façon non discriminatoire et fondées sur des mécanismes de marché).

Le cahier des charges type devra également répondre aux exigences du point 4 de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003, qui permet au régulateur de demander au gestionnaire de réseau de modifier « au besoin les conditions, tarifs, dispositions et méthodologies [...] » dans ce domaine.

Le texte devra être compatible avec les exigences contenues au point 1 de l'article 4 de la directive du 18 janvier 2006 en ce qui concerne la nécessité du partage d'informations entre les gestionnaires de réseaux européens. Ces exigences portent sur la coopération en matière de capacités de transfert, de fourniture d'informations et de modélisation des réseaux de transport d'électricité.

L'article 4-1 de la directive du 18 janvier 2006 impose la consultation des « acteurs concernés » des pays interconnectés dans l'élaboration de règles et une coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport des pays interconnectés qu'il faudra intégrer parmi les obligations du concessionnaire.

L'article 4-2 fait obligation aux gestionnaires de réseaux de transport d'établir des objectifs de qualité et de sûreté transparents et non discriminatoires, de les soumettre à l'approbation des autorités compétentes et de les rendre publics.

Les procédures de raccordement au réseau public de transport devront être conformes aux dispositions de la directive du 26 juin 2003, dont le point 1 de l'article 23 dispose que les autorités de régulation « sont au minimum chargées, par l'application du présent article, d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du

marché, notamment en ce qui concerne : [...] le temps pris par les entreprises de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations [...] » et au point 2 que : « les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir : les conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux [...] ».

La CRE devra approuver les règles déterminées par le gestionnaire du réseau public de transport ou fixer celles qui feraient défaut. Cette interprétation de l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 est celle de la Commission européenne dans son rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité pour 2005.

### C) Le cahier des charges devra protéger les intérêts légitimes des utilisateurs du réseau

Les principes généraux de la protection des utilisateurs de réseau sont décrits par les paragraphes e) et f) de l'article 9 de la directive du 26 juin 2003, et les utilisateurs concernés sont définis à l'article 2-18. Le cahier des charges devra donc prévoir une protection des utilisateurs de réseau compatible avec ces principes.

À cet effet, le texte devra encadrer la teneur et les modalités de transmission des informations devant être communiquées par le concessionnaire aux demandeurs de raccordement pour que ceux-ci puissent bénéficier d'un accès efficace au réseau. La négociation des conditions de raccordement nécessite une information approfondie des demandeurs sur la capacité d'accueil du réseau. Cette information comprend la communication de la puissance de court-circuit au niveau de chacun des postes électriques.

Le texte devra être conforme à l'article 20-2 de la directive du 26 juin 2003, qui impose à un gestionnaire de réseau de communiquer aux demandeurs de raccordement des informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau, le cas échéant moyennant une redevance raisonnable reflétant le coût de la fourniture desdites informations.

Le texte devra prévoir que chaque utilisateur du réseau de transport connaisse le niveau de qualité auquel il a droit. Un moyen simple pour y parvenir est qu'il puisse bénéficier d'engagements contractuels quantitatifs fondés sur la qualité historiquement constatée aux points de connexion de ses installations. Pour faciliter le contrôle de leur respect, il faudra également instaurer une obligation simple d'information des utilisateurs. Le concession-

naire, qui détient nécessairement ce type d'information, devra être tenu de fournir à chaque utilisateur un bilan annuel de la qualité constatée aux points de connexion.

Les conséquences de la violation par le concessionnaire de ses engagements contractuels devront être clairement définies dans le texte. Dans une telle hypothèse, le gestionnaire de réseau devra dédommager les utilisateurs en fonction du préjudice subi. Du fait de l'asymétrie d'information entre le concessionnaire et les utilisateurs de réseau, toute clause d'indemnisation forfaitaire d'un préjudice devra être écartée.

## 8\_ Le mécanisme d'ajustement

L'article 15-1 de la loi du 10 février 2000 dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Pour assurer cette mission selon des procédures non discriminatoires, transparentes et faisant jouer la concurrence entre sources d'approvisionnement, un mécanisme d'ajustement a été activé le 1<sup>er</sup> avril 2003 par RTE sous le contrôle de la CRE. L'article 15-2 de la loi du 10 février 2000 dispose que « la Commission de régulation de l'énergie approuve, préalablement à leur mise en œuvre, les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement ainsi que les critères de choix entre les propositions d'ajustement qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport ».

L'article 15-3 de cette même loi dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport [...] peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes [...] et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés. La Commission de régulation de l'énergie approuve les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières ».

L'ensemble de ces règles et méthodes sont regroupées dans les « Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement » (ci-après désignées les Règles) publiées par RTE après approbation de la CRE.

**Encadré 25 : Directive du 26 juin 2003**

**Article 23 « Autorités de régulation »**

- 1\_ Les États membres désignent un ou plusieurs organes compétents chargés d'exercer les fonctions d'autorités de régulation. Ces autorités sont totalement indépendantes du secteur de l'électricité. Elles sont au minimum chargées, par l'application du présent article, d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, notamment en ce qui concerne :
  - a) les règles relatives à la gestion et à l'attribution de la capacité d'interconnexion, en concertation avec les autorités de régulation des États membres avec lesquelles il existe des interconnexions ;
  - b) tout dispositif visant à remédier à l'encombrement du réseau national d'électricité ;
  - c) le temps pris par les entreprises de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations ;
  - d) la publication par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'informations appropriées concernant les interconnexions, l'utilisation du réseau et l'allocation des capacités aux parties intéressées, en tenant compte de la nécessité de considérer les données non agrégées comme commercialement confidentielles ;
  - e) la dissociation comptable, visée à l'article 19, pour veiller à ce qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités de production, de transport, de distribution et de fourniture ;
  - f) les conditions et tarifs de connexion des nouveaux producteurs d'électricité pour garantir que ceux-ci sont objectifs, transparents et non discriminatoires, notamment en tenant dûment compte des coûts et avantages des diverses technologies basées sur les sources d'énergie renouvelables, de la production distribuée et de la production combinée de chaleur et d'électricité ;
  - g) la mesure dans laquelle les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution s'acquittent des tâches leur incombant conformément aux articles 9 et 14 ;
  - h) le niveau de transparence et de concurrence.

Les autorités instituées en vertu du présent article publient un rapport annuel sur les résultats de leurs activités de surveillance visées aux points a) à h).
- 2\_ Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir :
  - a) les conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution. Ces tarifs, ou méthodologies, doivent permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux ;
  - b) les conditions de la prestation de services d'équilibrage.
- 3\_ Nonobstant le paragraphe 2, les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation soumettent à l'organe compétent de l'État membre, en vue d'une décision formelle, les tarifs ou au moins les méthodologies visées dans ce paragraphe, ainsi que les modifications visées au paragraphe 4. L'organe compétent a, dans un tel cas, le pouvoir d'approuver ou de rejeter le projet de décision qui lui est soumis par l'autorité de régulation. Les tarifs, les méthodologies ou les modifications qui y sont apportées sont publiés avec la décision lors de l'adoption formelle. Tout rejet formel d'un projet de décision est aussi rendu public, avec sa justification.
- 4\_ Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions, tarifs, dispositions, mécanismes et méthodologies visés aux paragraphes 1, 2 et 3 pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.
- 5\_ Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution au sujet des éléments visés aux paragraphes 1, 2 et 4, peut s'adresser à l'autorité de régulation, qui, agissant en tant qu'autorité de règlement du litige, prend une décision dans un délai de deux mois après la réception de la plainte. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Une prolongation supplémentaire de ce délai est possible moyennant l'accord du plaignant. Cette décision est contraignante pour autant qu'elle n'est pas annulée à la suite d'un recours.  
Lorsque la plainte concerne les tarifs de connexion pour de nouvelles installations de production de grande taille, le délai de deux mois peut être prolongé par l'autorité de régulation.
- 6\_ Toute partie lésée et qui a le droit de présenter une plainte concernant une décision sur les méthodologies prise en vertu des paragraphes 2, 3 ou 4, ou, lorsque l'autorité de régulation a une obligation de consultation en ce qui concerne les méthodologies proposées, peut, au plus tard dans un délai de deux mois, ou dans un délai plus court si les États membres le prévoient ainsi, suivant la publication de la décision ou de la proposition de décision, déposer une plainte en réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.
- 7\_ Les États membres prennent des dispositions pour faire en sorte que les autorités de régulation soient en mesure de s'acquitter des obligations visées aux paragraphes 1 à 5 de manière efficace et rapide.
- 8\_ Les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur. Ces mécanismes tiennent compte des dispositions du traité, et notamment de son article 82. Jusqu'en 2010, conformément à la législation sur la concurrence, les autorités compétentes des États membres remettent à la Commission, le 31 juillet de chaque année au plus tard, un rapport concernant les positions dominantes sur le marché ainsi que le comportement prédateur et anticoncurrentiel. Le rapport examine également l'évolution des structures de propriété et mentionne les mesures concrètes prises au niveau national pour garantir la présence sur le marché d'une diversité suffisante d'acteurs ou les mesures concrètes prises pour favoriser l'interconnexion et la concurrence. À compter de 2010, les autorités compétentes présentent un tel rapport tous les deux ans.
- 9\_ Les États membres veillent à ce que soient prises les mesures appropriées, y compris l'ouverture, conformément à leur législation nationale, d'une procédure administrative ou pénale contre les personnes physiques ou morales responsables, lorsqu'il est établi que les règles de confidentialité énoncées par la directive n'ont pas été respectées.
- 10\_ En cas de litige transfrontalier, l'autorité de régulation qui prend la décision est l'autorité de régulation dont relève le gestionnaire de réseau refusant l'utilisation du réseau ou l'accès à celui-ci.
- 11\_ Les plaintes visées aux paragraphes 5 et 6 ne préjugent pas de l'exercice des voies de recours prévues par le droit communautaire et national.
- 12\_ Les autorités de régulation nationales contribuent au développement du marché intérieur et à la création de conditions de concurrence équitables en coopérant entre elles et avec la Commission dans la transparence.

Depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, ces Règles ont fait l'objet chaque année d'évolutions résultant du retour d'expérience et des observations des acteurs. Ces évolutions ont permis d'accroître la flexibilité offerte aux acteurs pour la programmation de leurs positions physiques et commerciales, sous la contrainte de préserver la sûreté et l'efficacité de l'exploitation du système électrique.

Dans sa délibération du 17 mars 2005, la CRE avait demandé à RTE de mener avec les acteurs concernés une réflexion sur les améliorations à apporter au mécanisme d'ajustement pour :

- développer sa capacité à inciter les acteurs à un comportement économiquement efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation ;
- le rendre compatible avec les mécanismes d'ajustement des pays voisins, dans la perspective d'une intégration plus poussée des marchés de l'électricité en Europe.

Après avoir examiné les propositions remises par RTE et procédé à l'audition des principaux acteurs concernés, la CRE a demandé à RTE de mener des études complémentaires, décrites dans sa communication du 22 mars 2006. Les nouvelles Règles soumises à l'approbation de la CRE en juin 2006 tiennent compte des premiers résultats de ces études.

## 1 > Le retour d'expérience appliqué aux trois premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

### A >> Une flexibilité accrue offerte aux acteurs pour équilibrer leur position et un besoin d'ajustement en baisse

Afin de permettre à RTE d'exercer ses missions, des contraintes ont été établies, lors de l'activation du mécanisme d'ajustement, pour la soumission des programmes de production et d'approvisionnement des différents acteurs. Ces contraintes limitent la flexibilité dont disposent les acteurs pour rééquilibrer leur position à la suite d'aléas de production ou de consommation ou pour mettre en place de nouvelles transactions commerciales à l'approche du temps réel. C'est pourquoi, ces contraintes ont été progressivement réduites, tout en permettant à RTE de continuer à assurer sa mission de garantie de la sûreté d'exploitation du système électrique. Après qu'un acteur a modifié sa position, il est nécessaire de laisser à RTE un délai suffisant, pour lui permettre de prendre les mesures techniques de résorption d'éventuels déséquilibres affectant encore le système après cette modification.

Les modifications des programmes des acteurs ne sont prises en compte par RTE qu'à certains moments, appelés guichets, et ne peuvent être effectives qu'une fois un délai de neutralisation écoulé après ces guichets.

Les trois volets de la programmation :

- programmation de la production
- programmation des échanges aux interconnexions
- programmation des échanges de blocs

sont concernés par ces procédures dont les contraintes ont été progressivement réduites. Le tableau 10 présente l'évolution des contraintes de programmation de la production ainsi que de la durée maximale nécessaire à un acteur pour rééquilibrer lui-même sa position (i.e. par une modification du programme de production de ses propres groupes de production) depuis l'activation du mécanisme d'ajustement le 1<sup>er</sup> avril 2003.

Cette flexibilité accrue a permis aux acteurs de diminuer leurs écarts et de réduire les déséquilibres auxquels RTE doit faire face (Figure 56). Des améliorations restent nécessaires pour inciter les acteurs à un comportement encore plus efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation (cf. page 100).

**Tableau 10 : Évolution des contraintes de programmation de la production**

Modification des règles au...	Nombre de guichets infrajournaliers	Délai de neutralisation	Durée maximale nécessaire pour se rééquilibrer
1 <sup>er</sup> avril 2003	6	3 h	7 h*
1 <sup>er</sup> juillet 2004	7	3 h	6 h*
1 <sup>er</sup> avril 2005	12	2 h	4 h

\* Approximation (guichets de programmation répartis sur la journée de manière non homogène).

Source : CRE (2006)

### B >> Des pics de prix illustrant les périodes de tension du système électrique et un mécanisme robuste capable de faire face à ces situations

Les écarts entre les injections et les soutirages observés sur les périmètres de chaque responsable d'équilibre (RE) donnent lieu au paiement à RTE d'une « facture d'écarts ». Cette facturation a pour objectif de recouvrer les charges supportées par RTE dans la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement. Il y a donc une correspondance directe entre le prix moyen des ajustements auxquels fait appel RTE pour résorber l'écart global du système et le prix des écarts payés par les RE. On passe du premier au deuxième en appliquant un facteur correctif, appelé « facteur K », destiné à équilibrer les dépenses et les recettes du mécanisme, qui font l'objet d'un suivi spécifique dans les comptes de RTE. L'équilibre financier du mécanisme doit permettre d'éviter que le coût du rééquilibrage du système ne soit couvert par les tarifs d'utilisation des réseaux.

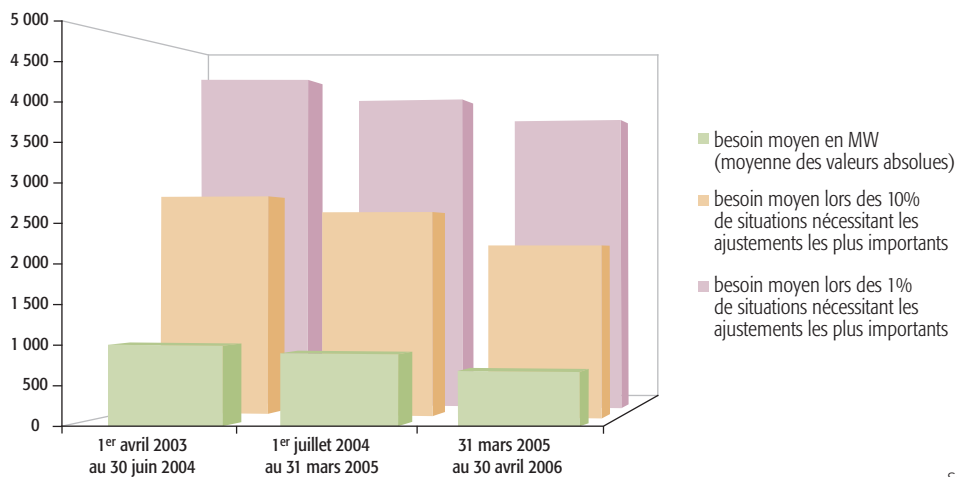
Depuis son activation, le mécanisme a connu plusieurs périodes de prix élevé des écarts (Figure 57) :

- la canicule de l'été 2003 a entraîné à la hausse les prix de la bourse *Powernext*, et, compte tenu de la conception du mécanisme, le prix des écarts s'est situé à des niveaux qui n'ont plus été atteints depuis lors ;
- au mois de juin 2004, les baisses de production résultant des grèves observées par des agents d'EDF ont nécessité un recours accru à des offres d'ajustement coûteuses ;
- la vague de froid qu'a connue la France de fin février à début mars 2005 a été à l'origine de pointes de prix importantes traduisant la réduction des marges du système électrique français ;

- les températures élevées associées à des mouvements de grève ont fait grimper les prix au cours de la seconde moitié du mois de juin 2005 ;
- la vague de froid prolongée qu'a connue la France durant l'hiver 2005-2006 a maintenu les prix à des niveaux élevés.

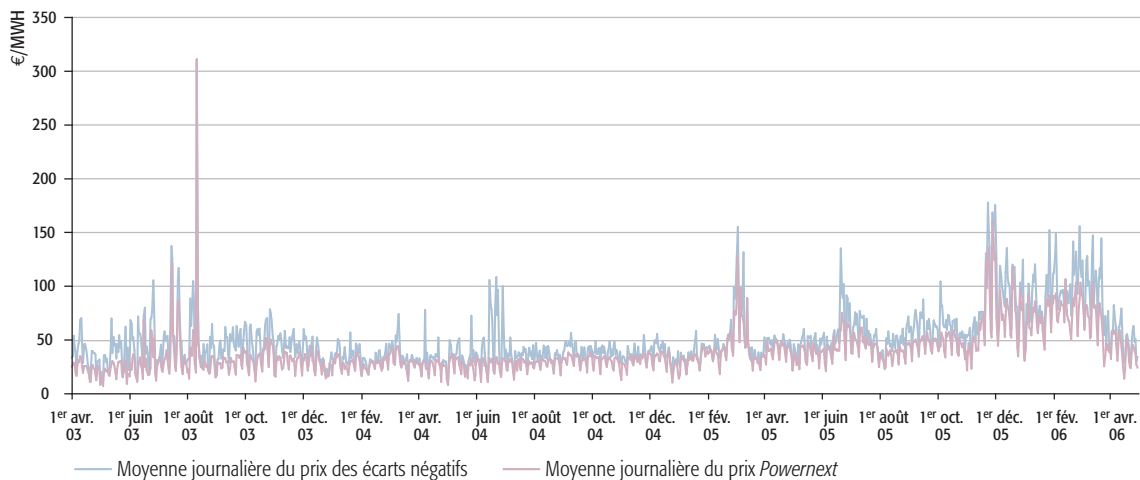
Durant ces épisodes, le mécanisme d'ajustement a toutefois démontré sa robustesse puisque le gestionnaire de réseau a pu maintenir la sûreté d'exploitation pour des coûts globalement maîtrisés.

› Figure 56 : Évolution du besoin de RTE pour l'équilibrage du système



Source : CRE et RTE (2006)

› Figure 57 : Évolution du prix *Powernext* et du prix des écarts



Source : calcul CRE, données RTE & *Powernext* (2006)

**C » Une participation utile des acteurs étrangers**

La CRE a demandé à RTE que le mécanisme d’ajustement soit ouvert à la concurrence la plus large possible et que les règles de sélection des offres soient transparentes et économiquement efficaces.

Pour faciliter l’atteinte de ces objectifs, L'article 15-3 de la loi du 10 février 2000 dispose que tous les producteurs français dont les moyens de production sont techniquement adaptés à la gestion de l’équilibre production – consommation doivent offrir à RTE leur capacité d’ajustement.

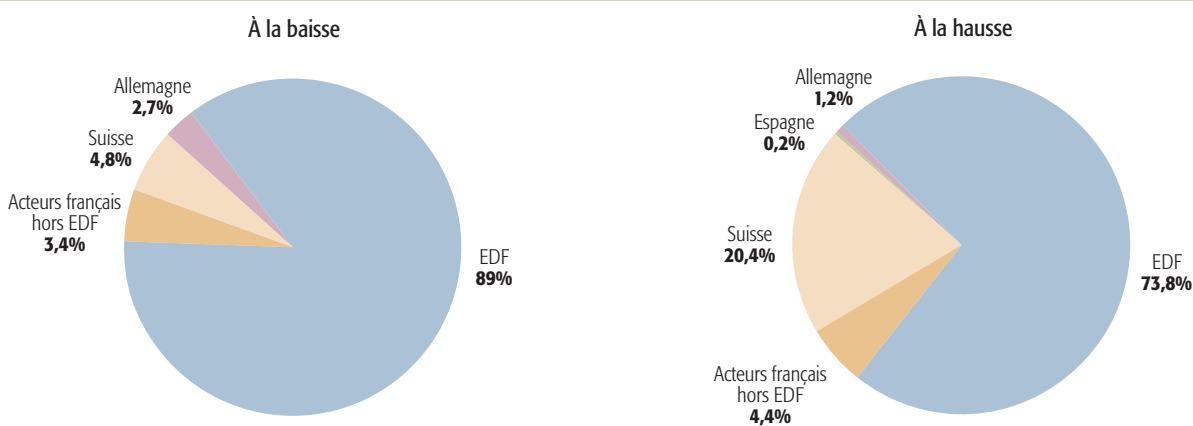
La participation des consommateurs français au mécanisme est possible mais reste marginale. L’ajustement du réseau de transport français nécessite des temps de réaction et des durées d’activation courts qui rendent économiquement inadaptées les capacités d’effacement des consommateurs sauf dans les périodes de prix très élevés.

Compte tenu de la position dominante d’EDF dans la production sur le territoire français, la CRE a estimé nécessaire, lors de la mise en place du mécanisme d’ajustement, que RTE facilite

l’accès des acteurs des pays voisins à ce mécanisme. Il est donc ouvert aux acteurs opérant depuis les frontières avec la Suisse depuis son activation en avril 2003, avec l’Angleterre et l’Espagne depuis novembre 2004, et avec l’Allemagne depuis octobre 2005.

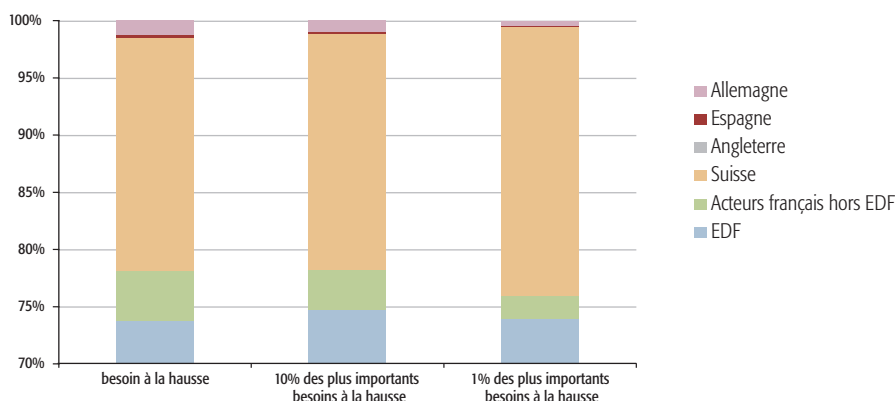
Le modèle d’échange d’ajustements utilisé repose sur la remise directe d’offres par les acteurs étrangers à RTE. Les acteurs étrangers doivent remplir auprès du GRT auquel ils sont raccordés leurs obligations en terme de programmation. Dans le cas de l’interconnexion entre l’Angleterre et la France, ils doivent aussi s’assurer qu’ils disposent de la capacité permettant la réalisation de l’échange. Ces contraintes expliquent la faible contribution des acteurs opérant depuis la frontière avec l’Espagne tandis que les échanges avec l’Angleterre sont en pratique inexistantes. En revanche, les acteurs intégrés opérant depuis la frontière avec la Suisse ont pris une part importante dans le mécanisme dès son activation. De même, les acteurs opérant depuis la frontière avec l’Allemagne se montrent actifs depuis que le mécanisme leur est ouvert (Figures 58 et 59).

› **Figure 58 : Parts de marché des acteurs de l’ajustement sur la période d’octobre 2005 à février 2006**



Source : CRE (2006)

› **Figure 59 : Parts de marché des acteurs de l’ajustement sur la période d’octobre 2005 à février 2006, pendant les périodes de déficit de production nationale**



Source : CRE (2006)

Grâce à ces procédures, la contribution des acteurs étrangers s'accroît lorsque RTE est confronté à une insuffisance de production nationale et à un besoin important d'offres à la hausse. L'apport des acteurs étrangers permet de contenir la hausse des prix des écarts facturés aux RE français lors de ces périodes de tension et d'accroître la sûreté du système électrique français à un coût qui reste maîtrisé.

#### **D » Une transparence accrue**

Depuis le début du fonctionnement du mécanisme d'ajustement, RTE publie sur son site internet des informations utiles aux offreurs d'ajustement et aux responsables d'équilibre, telles que les prévisions de consommation et marges aux pointes de consommation, les tendances et prix de l'ajustement.

Depuis le mois d'octobre 2004, cette publication est complétée par un bilan mensuel du mécanisme d'ajustement synthétisant les informations relatives aux besoins du système, aux offres appelées par RTE ainsi qu'au résultat financier du mécanisme d'ajustement.

Depuis l'hiver 2005-2006 l'information fournie aux acteurs a été enrichie par la publication des résultats de l'analyse des conditions prévisionnelles de passage de l'hiver à laquelle procède RTE.

#### **E » Un résultat financier largement excédentaire ayant donné lieu à la redistribution du surplus aux responsables d'équilibre**

Le compte ajustements-écarts recense l'ensemble des charges et produits afférents au mécanisme d'ajustement. Pour éviter d'influencer le tarif d'utilisation des réseaux, ce compte doit être le plus proche possible de l'équilibre. Toutefois, le compte ajustements-écarts présente un solde positif depuis l'activation du mécanisme. L'accumulation continue d'un excédent sur ce compte serait inéquitable pour les acteurs du mécanisme d'ajustement. En conséquence, dans sa délibération du 17 mars 2005, la CRE a demandé à RTE que l'excédent du compte pour 2003 et 2004 soit redistribué aux acteurs. Une redistribution a été réalisée en mars 2006 et a donné lieu à l'émission de 32 M€ d'avoirs auprès des responsables d'équilibre.

### **2 » Le mécanisme d'ajustement doit être amélioré**

#### **A » La délibération de la CRE du 17 mars 2005 et la définition d'un dispositif cible pour le mécanisme d'ajustement**

Dans sa délibération du 17 mars 2005 relative aux évolutions à intervenir le 1<sup>er</sup> avril 2005, la CRE a demandé à RTE « de lui proposer en décembre 2005, après consultation des acteurs de la Commission de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

(CFMA), des évolutions à apporter au mécanisme d'ajustement au cours des prochaines années, pour, d'une part, développer sa capacité à inciter les acteurs à un comportement économiquement efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation et, d'autre part, le rendre compatible avec les mécanismes d'ajustement des pays européens, dans la perspective d'une amélioration de l'intégration des marchés électriques ».

#### **B » Les propositions de RTE approuvées par la CRE dans sa communication du 22 mars 2006**

RTE a transmis à la CRE des propositions qui ont donné lieu, le 15 mars 2006, à l'audition des intervenants du mécanisme d'ajustement et des acteurs du marché concernés par le règlement des écarts afin de recueillir leurs opinions.

Considérant que les propositions de RTE allaient dans le sens des orientations définies dans sa délibération du 17 mars 2005 et n'appelaient pas d'objections de la part des acteurs auditionnés, la CRE a demandé à RTE de lui transmettre un nouveau projet de règles pour une approbation avant le 1<sup>er</sup> juillet 2006.

Ce nouveau projet doit inclure les évolutions suivantes :

- Suppression des ordres d'ajustement pour l'équilibrage production- consommation passés en J-1  
RTE programme dès la veille certains ajustements visant à compenser le déséquilibre anticipé entre injections et soutirages sur son réseau. Cette pratique conduit fréquemment à des annulations d'ordres d'ajustement à l'approche du temps réel, avec un transfert de risque sur les offreurs d'ajustement. Elle conduit aussi à des ordres d'ajustements contraires au besoin réel, qui, lorsqu'ils concernent des moyens de production peu flexibles, ne peuvent être déprogrammés en temps utile et génèrent des ajustements supplémentaires en sens inverse et donc des coûts finalement inutiles.
- Passage à 24 guichets infrajournaliers pour la programmation de la production et des échanges de blocs entre responsables d'équilibre  
Les acteurs du marché disposent de 12 guichets pour la programmation de la production et des échanges de blocs. Le délai de neutralisation associé à la programmation de la production étant de deux heures, un producteur victime d'un aléa de production peut devoir attendre jusqu'à quatre heures pour compenser la perte d'un groupe. À la suite du passage à 24 guichets, la fenêtre pendant laquelle l'acteur ne pourra intervenir pour corriger sa position alors qu'il en aurait la possibilité technique n'excédera pas trois heures, contre sept heures environ au démarrage du mécanisme en 2003.
- Suppression du délai de neutralisation imposé avant la mise en œuvre des échanges de blocs entre responsables d'équilibre

Les échanges de blocs entre responsables d'équilibre sont soumis à un délai de neutralisation d'une heure. Comme les échanges de blocs ne modifient pas la situation physique du système et ne font donc peser aucun risque sur la sûreté du système, ce délai sera supprimé.

#### C » Les études complémentaires demandées à RTE

Dans sa communication du 22 mars 2006, la CRE a demandé à RTE de mener des travaux complémentaires sur les thèmes suivants :

- Mécanismes afférents au règlement des offres d'ajustement et des écarts de responsables d'équilibre.

RTE étudiera avant le 1<sup>er</sup> mai 2006 :

- la possibilité de publier les règlements financiers relatifs à la résorption des congestions, en précisant dans quelles zones géographiques se situent les contraintes levées, dans le but d'améliorer l'information sur les contraintes apparaissant sur le réseau public de transport et les besoins de capacité de production et de transport qu'elles révèlent ;
- les solutions permettant de rétablir durablement l'équilibre du compte ajustements-écarts.

RTE se rapprochera de ses homologues étrangers pour évaluer avec eux les risques de distorsions de concurrence que les différences entre mécanismes de rémunération des offres d'ajustement et de règlement des écarts utilisés en Europe sont susceptibles d'induire.

- Mécanismes de notification des positions des acteurs et de mise en œuvre des actions d'ajustement.

RTE étudiera avant le 1<sup>er</sup> octobre 2006 :

- la possibilité de permettre aux producteurs de compenser eux-mêmes les effets d'un aléa de production survenant sur leur parc, en s'affranchissant du système de notification par guichets ;
- l'impact de l'augmentation des possibilités d'équilibrage des responsables d'équilibre sur la liquidité du mécanisme d'ajustement et la diminution des opportunités d'échanges d'ajustement avec l'étranger dans la mesure où RTE devrait intervenir plus près du temps réel pour assurer l'équilibre entre injections et soutirages ;
- les dispositions et délais nécessaires permettant la mise en œuvre par les producteurs eux-mêmes des redéclarations des programmes de production de leurs centrales, actuellement assurée par RTE ;
- les possibilités d'améliorations du fonctionnement du marché infrajournalier permettant aux acteurs de rééquilibrer leur position au plus près du temps réel.

RTE initiera une concertation avec les acteurs en vue de clarifier la répartition des responsabilités des différentes parties prenantes dans la constitution des réserves et l'équilibre des flux.

- Mécanismes d'échanges d'énergie d'ajustement entre la France et l'étranger.

La réalisation du marché unique de l'électricité rend nécessaire l'intégration des mécanismes d'ajustement. C'est pourquoi RTE étudiera, avant le 1<sup>er</sup> octobre 2006, les possibilités d'accroître les échanges d'ajustement entre la France et ses voisins dans des conditions telles que ces échanges assurent une réduction des coûts globaux d'équilibrage et un renforcement de la sécurité d'alimentation en France.

## III \_ Le service public de l'électricité

La CRE met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements. Elle évalue chaque année les charges de service public de l'électricité et la contribution unitaire de l'année suivante.

Au cours du deuxième semestre 2005, la CRE a donné son avis au ministre chargé de l'énergie sur le choix des candidats qu'il envisageait à l'issue des appels d'offres éoliens terrestres et en mer.

L'obligation d'achat pouvait constituer une alternative pour un projet non retenu dans le cadre de l'appel d'offres éolien terrestre, par cession en parcs de moins de 12 MW, distincts au sens de la législation. Le tarif d'obligation d'achat instaurait, de fait, un plancher pour les prix proposés par les candidats à l'appel d'offres. La coexistence des deux dispositifs a nui à l'efficacité économique de la procédure de mise en concurrence.

En octobre 2005, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie sa proposition de charges de service public et de contribution unitaire (CSPE) pour 2006. Cette dernière était en baisse par rapport à 2005. Toutefois, en l'absence d'un arrêté fixant la CSPE pour 2006, la CSPE 2005 a été automatiquement reconduite pour 2006 (4,5 €/MWh), en application de la loi du 13 juillet 2005. Début janvier 2006, la CRE s'est assurée que ce montant permettait de recouvrer les charges 2006, réévaluées à la hausse pour tenir compte de l'augmentation de la rémunération de l'électricité produite par la plupart des installations de cogénération, intervenue en octobre 2005.

L'impact sur les charges 2006 de la hausse des coûts d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant des sources d'énergie renouvelable et par les installations de cogénération a été fortement amoindri par l'augmentation des prix de marché de gros pour 2006, qui servent de référence pour le calcul des coûts évités par les contrats d'achat.

## 1\_ Les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables

### 1 > Le contexte législatif et réglementaire a évolué

#### A >> Les tarifs d'obligation d'achat ont été redéfinis

Dans leur définition initiale donnée dans le décret du 10 mai 2001, les tarifs étaient égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels pouvait s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs définis à l'article 1<sup>er</sup> de la loi du 10 février 2000, en particulier, l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre.

Sur cette base, en 2001 et 2002, la Commission avait émis des avis défavorables sur les tarifs de cogénération, éolien et photovoltaïque, au motif qu'ils excédaient les bénéfices attendus et, pour les deux premières filières, qu'ils conduisaient à une rémunération excessive des opérateurs.

Depuis la loi du 13 juillet 2005, les tarifs d'obligation d'achat résultent de la prise en compte des coûts d'investissement et d'exploitation évités aux acheteurs, auxquels s'ajoute une prime correspondant à la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs ci-dessus. Le niveau de la prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

La nouvelle définition des tarifs, entrée en vigueur au 31 mars 2006, impose un réexamen de l'ensemble des tarifs en vigueur. Il en résultera des ajustements, sur lesquels la CRE devra être saisie pour avis.

#### B >> À terme, le bénéfice de l'obligation d'achat ne sera accordé qu'aux installations éoliennes implantées dans une zone de développement éolien

L'article 37 de la loi du 13 juillet 2005 crée des zones de développement de l'éolien, définies par le préfet sur proposition des communes, en fonction de leur potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Le plafond de 12 MW qui conditionnait jusqu'ici le bénéfice de l'obligation d'achat est supprimé. Les projets proposés doivent s'inscrire dans les conditions de puissance minimale et maximale définies pour la zone.

À titre transitoire, les dispositions antérieures continuent à s'appliquer pour une durée de deux ans à compter de la promulgation de la loi, soit jusqu'au 14 juillet 2007.

#### C >> Le plafond de la composante du tarif d'achat cogénération liée à la consommation de combustible a été augmenté

Au cours de l'année 2005, le prix du gaz pris en référence pour le calcul de la rémunération de l'électricité livrée par les installations de cogénération a dépassé le plafond défini par les contrats d'achat. Dès lors, pour préserver la rentabilité des installations concernées, l'article 82 de la loi de finance pour 2006 a prévu la compensation, par la CSPE, des surcoûts résultant de la modification des dispositions contractuelles, liées à la variation des prix des combustibles utilisés pour la production d'électricité par cogénération, avec effet rétroactif au 1<sup>er</sup> novembre 2005.

Pour les contrats d'achat antérieurs à la loi, le ministère de l'industrie a approuvé un avenant fixant une rémunération plafonnée à 92,5 % du prix de référence, ce qui représente une augmentation de la rémunération versée au titre de la consommation de combustible de l'ordre de 36 % par rapport au plafond précédent.

Les contrats d'achat cogénération postérieurs à la loi du 10 février 2000 sont soumis à un tarif arrêté par les ministres chargés de l'économie et de l'industrie, après avis de la CRE. Une modification des dispositions de ces contrats liée à la variation des prix des combustibles ne peut intervenir sans modification de l'arrêté tarifaire.

Cette hausse de la rémunération se traduit par une augmentation des coûts d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération de 199 M€ pour 2006, ce qui correspond à une hausse des surcoûts d'achat financés par la collectivité de 128 M€.

## 2 Les appels d'offres lancés ont été instruits

La CRE a instruit les appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre du dispositif national de soutien aux énergies renouvelables (Tableau 11).

Dans son avis du 28 juillet 2005, la CRE a préconisé de déclarer sans suite l'appel d'offres portant sur les centrales éoliennes en mer. En se fondant sur des critères ne figurant pas au cahier des charges, le ministre avait saisi la Commission sur son choix de retenir les 2<sup>e</sup> et 7<sup>e</sup> projets du classement établi préalablement par la CRE. Celle-ci a considéré que les conditions de l'appel d'offres n'étaient pas respectées. Elle a souligné le caractère inutilement coûteux de cette filière en comparaison des alternatives utilisant des sources d'énergie renouvelable (centrales utilisant la biomasse, éoliennes terrestres...), dont le potentiel est loin d'être pleinement exploité en France. Le ministre a choisi de ne retenir que le mieux classé des deux projets initialement envisagés.

Le 9 novembre 2005, un avis favorable a été rendu sur le choix des offres que le ministre proposait de retenir au terme de l'appel d'offres portant sur des centrales éoliennes terrestres, qui respectait le classement issu de l'évaluation de la CRE (Figure 60). Cinq des sept projets retenus présentent un prix inférieur au tarif d'obligation d'achat (sur la base des hypothèses d'indexation et d'actualisation prises en compte pour l'évaluation des offres).

Pour un projet, le fait d'être retenu à ce stade de la procédure ne préjuge pas de sa réalisation effective.

## 2 Les charges de service public de l'électricité

La CRE évalue chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public de l'électricité, le nombre de kWh soumis à contribution et la CSPE qui en résulte.

La CSPE finance :

- les surcoûts dus à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat, contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000, appels d'offres) ;
- les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) : la Corse, les départements d'Outre-mer (DOM), Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles bretonnes de Molène, Ouessant et Sein ;
- les charges supportées par les fournisseurs liées à la mise en œuvre de la tarification de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux consommations en France. La loi du 3 janvier 2003 prévoit une exonération des kWh contributeurs pour les autoproducteurs à hauteur de 240 GWh et un plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation. L'article 67 de la loi du 13 juillet 2005 a introduit, au bénéfice des sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, un plafonnement égal à 0,5 % de leur valeur ajoutée, applicable à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006.

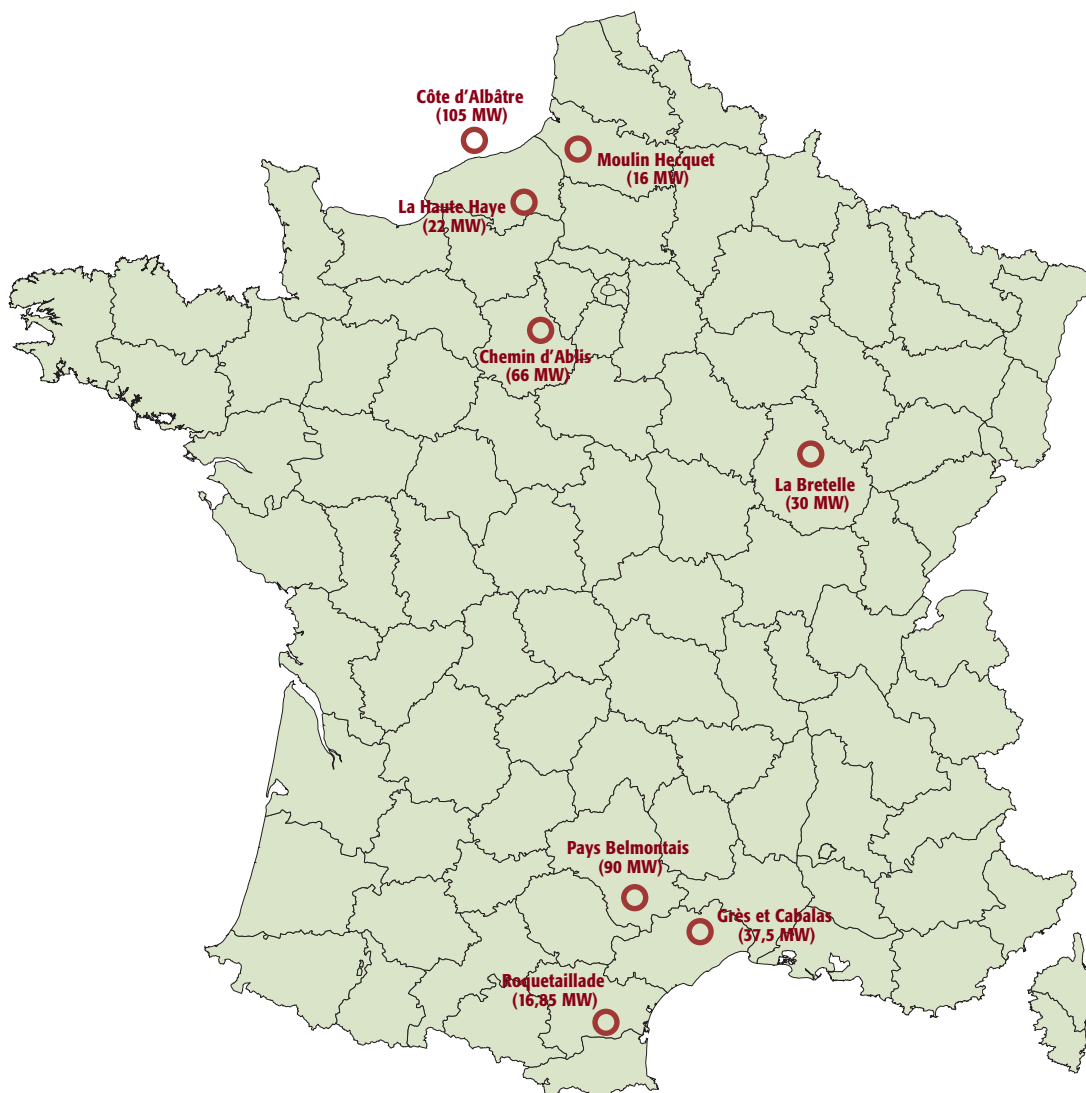
Par décision du Conseil d'État du 13 mars 2006, la CSPE a été qualifiée, à l'instar du fonds de service universel des télécommunications, d'impôt dont le contentieux relève de la compétence de la juridiction administrative.

Tableau II : Appels d'offres instruits en 2005

Appel d'offres	Date limite d'envoi des offres à la CRE	Nombre de projets	Instruction CRE (rapport de synthèse et fiches d'instruction)	Avis CRE sur le choix envisagé par le ministre	Arrêtés d'autorisation d'exploiter (ministre)
Centrales éoliennes en mer	13 août 2004	11 (une offre rejetée)	Délibération du 13 janvier 2005	Avis défavorable du 28 juillet 2005	13 octobre 2005 (1 projet)
Centrales éoliennes à terre	30 janvier 2005	14 (deux offres rejetées)	Délibération du 28 avril 2005	Avis favorable du 9 novembre 2005	7 décembre 2005 (7 projets)

Source : CRE

› Figure 60 : Répartition régionale des projets éoliens retenus



Source : CRE

**1 › La loi a modifié le mode de calcul du coût évité pour les ELD**

La loi du 13 juillet 2005 a modifié le mode de calcul du coût évité aux ELD par les contrats d'achat: pour les ELD ayant exercé leur éligibilité, le coût évité se détermine en fonction du poids respectif du tarif de cession et des prix de marché dans leur approvisionnement effectif (hors contrats d'achat); pour les autres ELD, le tarif de cession constitue l'unique référence.

Cette nouvelle disposition a été prise en compte par la CRE dans la mise à jour de décembre 2005 des règles de la comptabilité appropriée à établir pour la déclaration de charges de service public.

**2 › Les charges constatées au titre de 2004 sont très proches de la prévision**

La CRE a procédé en 2005 au calcul des charges de service public effectivement supportées par les opérateurs au titre de 2004 (Figure 61).

Ces charges ont été évaluées à partir des déclarations des opérateurs basées sur une comptabilité appropriée contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, dans le cas des régions, par leur comptable public. Les règles de cette comptabilité avaient été mises à jour par la CRE en décembre 2004.

La CRE s'est assurée de la bonne exploitation par EDF et Électricité de Mayotte (EDM) des moyens de production et des systèmes électriques des ZNI, ainsi que de la cohérence des données physiques et financières présentées par EDF et les ELD sur les contrats d'achat.

Les charges constatées au titre de 2004 s'élèvent à 1 533,4 M€, dont 1 510,7 M€ pour EDF, 16,4 M€ pour les ELD et 6,3 M€ pour EDM. Elles sont très proches de la prévision établie à 1 536,4 M€ en 2003.

### 3 Les charges prévisionnelles au titre de 2006 sont en hausse de 4 % par rapport aux charges constatées au titre de 2004

Les charges prévisionnelles au titre de 2006 ont été évaluées à partir des charges constatées au titre de 2004 et des prévisions des opérateurs, en tenant compte de la nouvelle disposition de la loi de finances pour 2006 (cf. page 102).

Pour 2006, le tarif d'achat prévisionnel moyen de la cogénération est de 95 €/MWh pour les contrats antérieurs à la loi du 10 février 2000, à comparer au tarif moyen effectivement constaté en 2004 de 77,4 €/MWh.

Cette augmentation, associée à la hausse des coûts des combustibles (+45%) et de la consommation (+9,3%) dans les ZNI entre 2004 et 2006, entraîne une augmentation des charges de 4,2 % entre 2004 et 2006 (Tableau 12 et figure 62).

L'augmentation des prix de marché de l'électricité observée depuis 2002 ne s'est pas toujours traduite par une diminution des surcoûts dus aux contrats d'achat (Figure 63). Ce paradoxe apparent résulte de la prise en compte progressive, à partir de 2003, des centrales hydrauliques d'EDF dans le périmètre de l'obligation d'achat (loi du 3 janvier 2003) et, en 2006, du relèvement du tarif d'achat cogénération (conséquence de la loi de finances pour 2006).

**Tableau 12 : Comparaison des charges prévisionnelles au titre de 2006 et des charges constatées au titre de 2004**

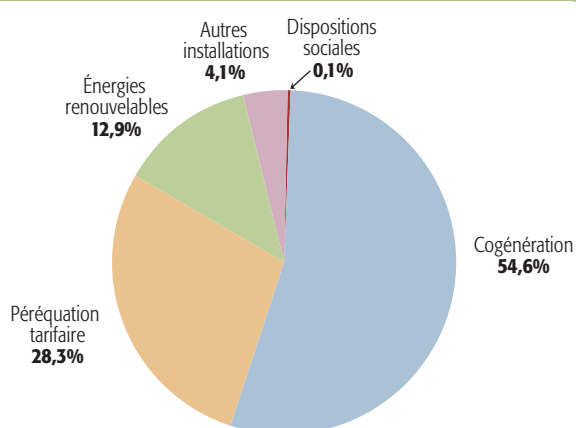
	Charges constatées au titre de 2004 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2006 (M€)	Justification de l'évolution
Contrats d'achat*	1 097,9	994,0	Hausse du tarif d'achat cogénération de 18 €/MWh, compensée par une hausse du prix de marché moyen pondéré de 19 €/MWh
Péréquation tarifaire**	433,5	559,5	Hausse des prix du fuel de 29 % Hausse de la consommation de 9,3 %
Dispositions sociales	2,0	47,8	En 2004, préparation de l'entrée en vigueur de la « tarification de première nécessité » au 1 <sup>er</sup> janvier 2005
<b>Total</b>	<b>1 533,4</b>	<b>1 601,3</b>	

\* Hors zones non interconnectées (ZNI) et Mayotte.

\*\* Surcoûts de production + surcoûts contrats d'achat dans les ZNI et Mayotte.

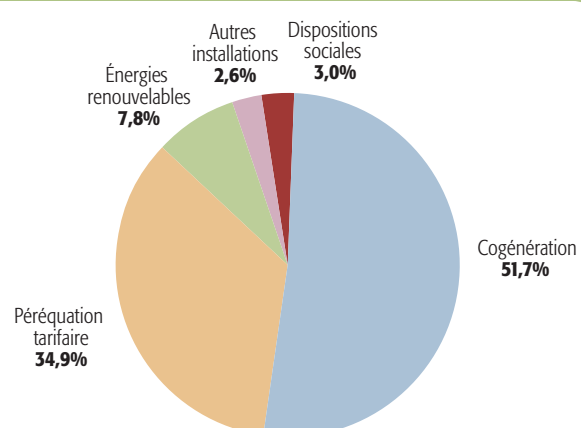
Source : CRE

› **Figure 61 : Répartition par origine des charges constatées au titre de 2004**



Source : CRE

› **Figure 62 : Répartition par origine des charges prévisionnelles au titre de 2006**



Source : CRE

Les charges relatives aux dispositions sociales correspondent aux frais de mise en place de la tarification de première nécessité entrée en vigueur en 2005.

#### 4 Les charges prévisionnelles 2006 sont en baisse de 3 % par rapport à 2005

Les charges prévisionnelles 2006 incluent les charges prévisionnelles au titre de 2006 ainsi que l'écart entre les charges constatées et les contributions recouvrées en 2004.

La CRE a adressé au ministre chargé de l'énergie, le 5 octobre 2005, sa proposition relative aux charges prévisionnelles et à la contribution unitaire pour 2006, pour un montant en baisse égal à 4,2 €/MWh, contre 4,5 €/MWh en 2005.

En l'absence d'arrêté fixant la contribution au service public de l'électricité pour 2006, la CSPE de l'année 2005 a été automatiquement reconduite pour 2006, en application de l'article 54 de la loi du 13 juillet 2005.

Les charges de service public de l'électricité prévisionnelles 2006, réévaluées pour tenir compte, dans les charges prévisionnelles au titre de 2006, des dispositions introduites fin décembre 2005 par la loi de finances pour 2006, s'élèvent à 1 684,7 M€ (Tableau 13).

#### 5 La CSPE reste stable en 2006

La CRE s'est assuré que la CSPE 2005, appliquée à l'assiette de contribution prévisionnelle pour 2006, permettait de recouvrer les charges prévisionnelles 2006.

La loi du 13 juillet 2005 a instauré :

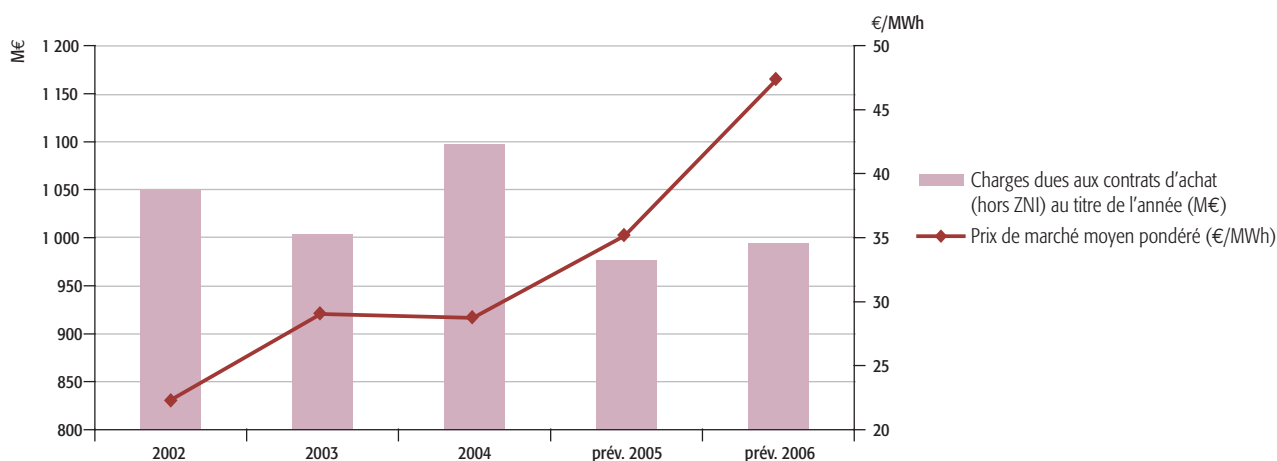
- un plafonnement de la CSPE, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006, au bénéfice des sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh, à hauteur de 0,5 % de leur valeur ajoutée. L'impact de la coexistence de ce nouveau plafonnement avec celui pré-existant de 500 000 € par site de consommation est estimé à un volume supplémentaire d'exonération de CSPE égal à 9 TWh pour 2006 ;
- deux mesures concernant la taxation/détaxation de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération vendue/achetée dans un autre État membre de l'Union européenne. La conséquence de ces mesures sur l'assiette de contribution, l'une impactant celle-ci à la hausse et l'autre à la baisse, est peu significative.

Tableau 13 : Composition des charges de service public prévisionnelles 2006 par opérateur

	A : charges prévisionnelles au titre de 2006 (cf. page 105)	B : charges constatées 2004 (cf. page 104)	C : charges prévisionnelles au titre de 2004	D : charges prévisionnelles 2004	E : contributions recouvrées au titre de 2004 (cf. page 108)	F : reliquat charges 2002 et 2003	Charges de service public pour 2006 A+(B-C)+(D-E)+F
Électricité de France	1 554,7	1 510,7	1 512,3	1 712,0	1 633,2	5,7	<b>1 637,6</b>
Entreprises locales de distribution	26,3	16,4	14,3	13,4	11,6	0,0	<b>30,2</b>
Électricité de Mayotte	20,3	6,32	9,8	9,8	9,8	-0,2	<b>16,7</b>
<b>Total</b>	<b>1 601,3</b>	<b>1 533,4</b>	<b>1 536,4</b>	<b>1 735,2</b>	<b>1 654,6</b>	<b>5,6</b>	
						Frais de gestion Caisse des dépôts et consignation	0,256
						<b>Total charges prévisionnelles 2006</b>	<b>1 684,7</b>

Source : CRE

Figure 63 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré



Source : CRE

Sur la base d'une consommation nationale prévisionnelle de 460,5 TWh (hors pertes) et d'un volume d'exonération de la CSPE de 91,5 TWh pour 2006 (soit 20 % de la consommation nationale), une CSPE de 4,5 €/MWh permet le recouvrement des charges prévisionnelles 2006 (Figures 64 et 65).

### 6 La CRE a effectué un contrôle de la comptabilité appropriée d'EDF en Corse et dans les DOM

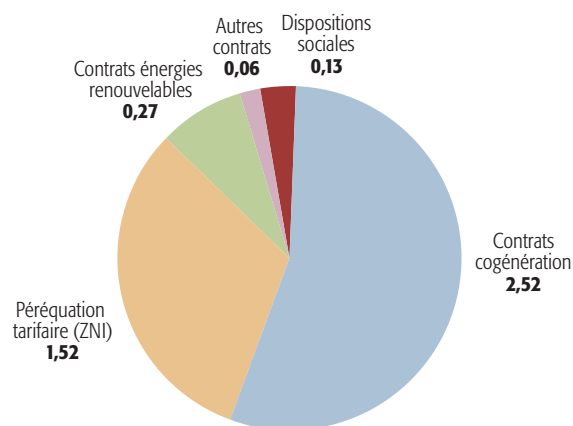
La comptabilité appropriée tenue par les opérateurs pour la déclaration de leurs charges de service public est contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La loi du 10 février 2000 prévoit que la CRE peut faire contrôler la comptabilité appropriée des opérateurs par un organisme indépendant, le coût du contrôle étant à la charge de l'opérateur concerné.

Pour s'assurer de l'exactitude des montants déclarés par EDF au titre des surcoûts de production supportés dans les ZNI en 2004, la CRE a fait contrôler, fin 2005, chaque composante des coûts de production et des recettes déclarés en Corse et dans les 4 DOM.

Cet organisme a vérifié le respect des principes de dissociation comptable définis par la CRE, la véracité des informations produites par EDF, l'existence et la conformité des factures et pièces justificatives s'y rapportant, ainsi que la rigueur des processus internes de contrôle mis en place au sein de l'entreprise.

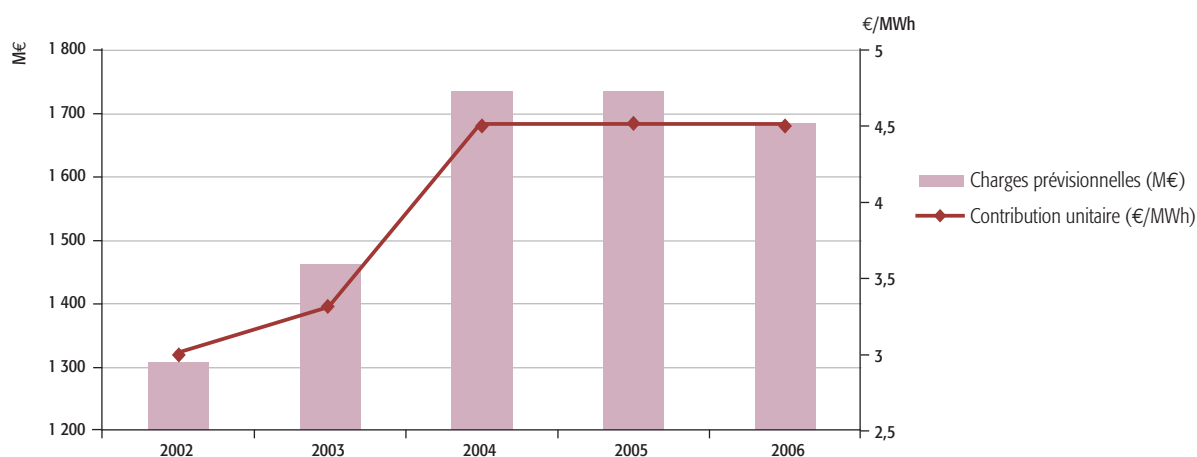
Les résultats de ce contrôle ont été fournis début 2006 à la CRE. Ils seront pris en compte dans le cadre du prochain exercice d'évaluation des charges de service public.

› Figure 64 : Constitution de la CSPE 2006 (€/MWh)



Source : CRE

› Figure 65 : Évolution des charges totales prévisionnelles / évolution de la contribution unitaire



Source : CRE

### 3\_ Le recouvrement de la CSPE

#### 1 > Le recouvrement de la CSPE 2004 s'est déroulé correctement

La contribution au service public de l'électricité a été facturée par EDF au titre de 2004 jusqu'en décembre 2005 (consommations de décembre 2004). Certaines contributions auprès de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) au titre de 2004 ont été recouvrées après le 31 janvier 2005, dernière échéance réglementaire, du fait de la défaillance de contributeurs.

Au 31 décembre 2005, le recouvrement de la CSPE au titre de 2004 était quasiment terminé. L'écart entre les sommes recouvrées et celles qui auraient dû l'être, c'est-à-dire les charges prévisionnelles 2004, s'élève à 32 M€. Cet écart s'explique en grande partie par l'arrondi de la CSPE 2004 de 4,57 €/MWh à 4,5 €/MWh.

Ce taux élevé de recouvrement résulte de la recherche de contributeurs défaillants entreprise en 2005, qui a permis

d'identifier des sites de consommation non directement raccordés au réseau public et des autoproducteurs qui n'avaient pas déclaré leur CSPE en 2003 et 2004 (Tableau 14).

#### 2 > Le recouvrement de la CSPE 2005 est en cours

Le recouvrement de la CSPE due au titre de 2005 se poursuit : EDF, ERD et RTE facturent encore de la CSPE 2005 et tous les contributeurs auprès de la CDC n'ont pas procédé à leur règlement. Toutes les ELD supportant des charges en 2005 ont été totalement compensées.

Le bilan de la CSPE 2005 recouvrée au 1<sup>er</sup> mars 2006 permet d'envisager un taux de recouvrement final élevé (Tableau 15).

Le tableau 16 présente le nombre de sites ayant déclaré leur CSPE 2005 auprès de la CDC. Le nombre d'autoproducteurs redevables de la CSPE se stabilise. Le nombre de consommateurs est en légère augmentation du fait de l'installation de nouveaux sites ou de la transformation d'un raccordement au réseau public en raccordement sur réseau privé.

**Tableau 14 : Résultat de la recherche de sites contributeurs défaillants**

	Nombre	CSPE recouvrée au titre de 2003	CSPE recouvrée au titre de 2004	CSPE remboursée <sup>(3)</sup> 2003-2004	TOTAL CSPE recouvrée nette 2003-2004
<b>Sites de consommation<sup>(1)</sup></b>					
Sites contributeurs identifiés	46				
Sites en attente de déclaration	5				
Sites ayant déclaré	41	1 308 159	2 102 478	126 772	3 283 865
<b>Autoproducteurs<sup>(2)</sup></b>					
Sites contributeurs identifiés	10	615 343	823 334	155 339	1 283 338
<b>Total général</b>					<b>4 567 203</b>

(1) Sites de consommation reliés à un site raccordé au réseau public.

(2) Sites de production sous obligation d'achat consommant « physiquement » « tout ou partie de l'électricité vendue ».

(3) Bénéfice d'une exonération.

Source : CRE (2006)

**Tableau 15 : État du recouvrement de la CSPE 2005 au 1<sup>er</sup> mars 2006**

	TWh	M€
<b>Contributions non recouvrées au titre de 2005 au 1<sup>er</sup> mars 2006</b>		<b>156,8</b>
CSPE 2005 à créditer au 01/03/06	27,1	121,8
Arrondi de la contribution unitaire 2005 de 4,58 à 4,5 €/MWh		30,0
Impayés au 01/03/06		5,0

Source : CRE (2006)

**Tableau 16 : Synthèse des déclarations et paiements à la CDC au 1<sup>er</sup> mars 2006**

	2003	mise à jour 2003 <sup>(1)</sup>	2004	2005
<b>Nombre d'autoproduleurs ayant déclaré à la CDC</b>	<b>115</b>	<b>133</b>	<b>144</b>	<b>107/143</b>
Nombre réel de paiements <sup>(2)</sup>	21	30	31	31
CSPE payée (M€)	1,6	2,2	3,6	3,5
<b>Nombre de consommateurs ayant déclaré à la CDC</b>	<b>50</b>	<b>97</b>	<b>115</b>	<b>85/123</b>
Nombre réel de paiements <sup>(3)</sup>	42	70	84	70
CSPE payée (M€)	4,2	5,2	7,6	7,1

(1) Suite notamment à la recherche de sites.

(2) Les autoproduleurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh et du plafonnement à 500 000 euros.

(3) Les consommateurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh d'un producteur qui le fournit sur le même site et du plafonnement à 500 000 euros.

Source CRE

### Encadré 26 : Traitement des défauts de déclaration et de paiement de la CSPE

Les procédures concernant les défauts de déclaration et de paiement de la CSPE sont définies par l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et les articles 16 et 17 du décret modifié n° 2004-90 du 28 janvier 2004.

#### Défaut de paiement par un redevable<sup>(1)</sup> ou un contributeur<sup>(2)</sup> :

L'article 5 de la loi précitée prévoit qu'en cas de défaut ou d'insuffisance de paiement dans un délai de deux mois à compter de la date à laquelle la CSPE est due, la CRE adresse au contributeur défaillant une lettre de rappel assortie d'une pénalité de retard, dont le taux est fixé à 10 % du montant de la contribution due. À l'issue de cette mise en demeure, une sanction administrative peut être prononcée dans les conditions prévues par l'article 41 de la loi précitée, si la défaillance de paiement persiste.

#### Défaut de production d'un état récapitulatif ou d'une déclaration :

La CRE doit d'abord constater le défaut de production par un redevable ou un contributeur de l'état récapitulatif ou de la déclaration avant de mettre en demeure ce dernier, par lettre recommandée avec accusé de réception, de produire l'état récapitulatif ou la déclaration et d'effectuer, le cas échéant, le paiement de la CSPE due à la Caisse des dépôts et consignations (article 16 du décret précité).

Si le redevable ou le contributeur n'obtempère pas, la CRE peut diligenter les procédures de recouvrement contentieux (article 17 du décret précité).

(1) Un redevable, au sens de l'article 10 du décret précité, est un fournisseur ou un gestionnaire de réseau qui recouvre la CSPE auprès de clients finals. Il doit établir périodiquement un état récapitulatif de la CSPE qu'il a recouvrée et verser la somme concernée à la Caisse des dépôts et consignations.

(2) Un contributeur, au sens de l'article 8 du décret précité, est un consommateur final. S'il est alimenté par le réseau public, la CSPE lui est facturée par son fournisseur ou son gestionnaire de réseau. S'il n'est pas alimenté par le réseau public, il doit faire une déclaration de la CSPE due et procéder à son paiement auprès de la Caisse des dépôts et consignations.