

## **CONFERENCE DE PRESSE**

### **Le marché de l'électricité, un an après le vote de la loi**

**Mercredi 14 février 2001**

|                                         |
|-----------------------------------------|
| <h3><b>PRESENTATION DU DOSSIER</b></h3> |
|-----------------------------------------|

#### **Fiche n° 1 : L'action de la CRE pour favoriser la concurrence sur le marché français de l'électricité**

- 1/ - Etre à l'écoute des acteurs du marché
- 2/ - Garantir l'accès équitable aux réseaux
- 3/ - Franchir de nouvelles étapes

#### **Fiche n° 2 : Progresser vers un marché intérieur européen de l'électricité**

- 1/ - Pourquoi un réseau intérieur européen de transport d'électricité ?
- 2/ - La situation actuelle du réseau en Europe
- 3/ - L'action menée par la CRE dans le cadre européen
- 4/ - L'évolution du cadre communautaire

#### **Fiche n° 3 : La crise du secteur électrique californien**

- 1/ - Une situation d'une exceptionnelle gravité
- 2/ - Une offre et un réseau insuffisants pour satisfaire la demande
- 3/ - Une organisation du marché déficiente

## **PRESENTATION DES ANNEXES\***

**\*disponibles sur le site de la CRE : [www.cre.fr](http://www.cre.fr)**

### **Fiche 1 :**

**Annexe 1 : Courrier de la CRE aux clients éligibles du 26/10/00**

**Annexe 2 : Guide pratique du client éligible**

**Annexe 3 : Liste des fournisseurs d'électricité présents sur le marché**

**Annexe 4 : Délibération de la CRE sur les investissements de RTE en 2001**

**Annexe 5 : Marchés et évolutions des prix de gros**

### **Fiche 3 :**

**Annexe : L'organisation du secteur électrique californien**

### **Autre annexe :**

**La publication des décrets d'application de la loi du 10 février 2000 :  
Etat d'avancement**

Paris, le 14 février 2001

**L'ACTION DE LA CRE  
POUR FAVORISER LA CONCURRENCE  
SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ**

(fiche n°1)

**1/ Être à l'écoute des acteurs du marché**

**2/ Garantir l'accès équitable aux réseaux**

**3/ Franchir de nouvelles étapes**

## **1/ Être à l'écoute des acteurs du marché**

**1.1 Faciliter l'accès au marché de consommateurs éligibles**

**1.2. Développer l'échange d'informations avec les acteurs du marché**

**1.3 Favoriser la diversité de l'offre des producteurs et des fournisseurs**

**1.4 Élargir la concurrence**

**1.5 Être un médiateur efficace**

# **1/ Être à l'écoute des acteurs du marché**

## **1.1 Faciliter l'accès au marché de consommateurs éligibles**

**En transposant la directive européenne 92/96/CE de décembre 1996, la France s'est engagée, par la loi du 10 février 2000, dans une ouverture progressive du marché de l'électricité. Aujourd'hui, les clients « éligibles », dont la consommation annuelle d'électricité sur un site est supérieure à 16 GWh, peuvent s'adresser aussi bien aux producteurs installés sur le sol national qu'aux fournisseurs européens de leur choix. Une première liste des consommateurs qui se sont déclarés éligibles a été publiée à la fin du mois d'août 2000 par le Secrétariat d'Etat à l'Industrie. La Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) leur a adressé, courant octobre, un courrier (cf. annexe 1) pour exprimer son souci de veiller au bon fonctionnement du marché et exposer les services qu'elle peut leur rendre.**

A la fin de l'année dernière, près de 1300 sites éligibles représentaient environ 30% du marché, soit 150 TWh. Lorsque le seuil d'éligibilité sera porté à 9 GWh, au plus tard en 2003, plus de 3000 sites pourront potentiellement se déclarer éligibles ce qui représentera environ 34 % du marché français. Pour aider ces consommateurs à faire jouer la concurrence, la CRE a pris l'initiative de publier, à la fin du mois de décembre 2000, un « guide pratique du client éligible » (cf. annexe 2). Ce guide rassemble les informations utiles et donne des indications pour profiter au mieux de l'ouverture à la concurrence. Il sera étoffé en permanence grâce aux observations et aux expériences que les acteurs du marché voudront bien faire connaître à la CRE, notamment par l'utilisation de son site Internet [www.cre.fr](http://www.cre.fr).

## **1.2. Développer l'échange d'informations avec les acteurs du marché**

Depuis sa création, la CRE s'est attachée à recueillir sur tous sujets utiles le point de vue des opérateurs sous forme de consultations publiques (principes de tarification, dissociation comptable) ou d'auditions (soutien aux énergies renouvelables, informations commercialement sensibles).

Par ailleurs, elle met à la disposition du public un site Internet [www.cre.fr](http://www.cre.fr) qui donne à la fois les textes de base, ses propres avis ou communications et tout élément d'actualité.

Le succès rencontré par la consultation en ligne des informations relatives aux opérateurs témoigne de l'intérêt des acteurs, puisque le « guide pratique du client éligible », par exemple, a été consulté plus de 2 500 fois au cours du mois

de janvier. La proximité avec les opérateurs du marché constitue pour la CRE une priorité qu'elle s'attachera à entretenir par des communications ciblées comme celles qui viennent d'être décrites et par la poursuite des consultations publiques. L'interactivité proposée avec le site Internet et les démarches d'information spontanées des utilisateurs de réseaux sont particulièrement appréciées et encouragées. La richesse des échanges avec les acteurs constitue à tous égards un facteur clé dans la réussite de l'action menée par le régulateur.

### **1.3 Favoriser la diversité de l'offre des producteurs et des fournisseurs**

Dans le même souci d'information, la CRE offre, depuis 3 mois, sur son site Internet, la possibilité aux fournisseurs d'électricité, présents sur le marché français, de se faire connaître en s'inscrivant sur un répertoire, mis à jour régulièrement depuis mi-novembre 2000 ; une trentaine de sociétés se sont ainsi déclarées à ce jour (cf. annexe 3).

La publication des décrets relatifs à l'autorisation d'exploiter de nouvelles installations de production et à l'activité d'achat pour revente aux clients éligibles a permis de clarifier les règles applicables aux fournisseurs intervenant en France. Les fournisseurs susceptibles d'intervenir librement sur le marché français des clients éligibles sont donc maintenant très variés : producteurs français établis avant le 10 février 2000, nouveaux producteurs qui s'installent en France, fournisseurs (producteurs, revendeurs, négociants) installés en France ou sur le territoire d'un autre Etat membre qui en a autorisé l'existence, distributeurs non nationalisés éligibles.

Par ailleurs, le partenariat engagé entre la SNET, qui a commencé à être active sur le marché, et ENDESA, qui entrera prochainement dans son capital, ainsi que l'alliance commerciale de la CNR avec ELECTRABEL, sont de nature à diversifier l'offre en France et à familiariser les éligibles français avec de nouveaux producteurs et fournisseurs.

### **1.4 Élargir la concurrence**

**La CRE favorise toutes les mesures qui peuvent accroître la fluidité du marché.**

**A titre d'exemple, l'appel d'offre européen, pour l'achat de l'énergie de compensation des pertes techniques sur le réseau de transport, a débouché sur une fourniture désormais diversifiée puisque, à l'issue de la consultation lancée le 5 octobre 2000, Réseau de Transport d'Electricité**

**(RTE) a retenu sept fournisseurs<sup>1</sup> européens pour fournir dès janvier 2001 l'énergie nécessaire, soit 11 TWh ce qui représente près de 10% du marché ouvert à la concurrence. Cette mesure doit permettre à RTE, le gestionnaire de transport français, deuxième plus gros consommateur d'électricité après EUROTIF, d'obtenir des prix plus favorables et d'alléger ainsi le coût du transport de l'électricité en France.**

**On notera que cette mesure ouvre à la concurrence une part de marché d'un volume voisin de celui que représenterait l'abaissement du seuil de 16 à 9 GWh.**

**Par ailleurs, la CRE a alerté les pouvoirs publics sur la situation rencontrée par certains distributeurs non nationalisés (DNN) dans l'approvisionnement des clients éligibles situés dans leur zone de desserte. Les DNN qui exercent le plus souvent leur activité sous forme de régie, constituent des établissements publics, soumis au Code des marchés publics dont les délais de procédure sont incompatibles avec la pratique d'une activité concurrentielle d'achat d'électricité. La Commission a formulé le souhait que cette situation soit prise en compte dans le projet de réforme du Code des marchés, actuellement en préparation, qui prévoit déjà de dispenser certains opérateurs de réseaux, notamment les producteurs et les distributeurs d'eau, de l'application de l'ensemble des règles relatives aux marchés publics. Elle a noté avec satisfaction que le projet de code a été amendé comme elle l'a souhaité.**

## **1.5 Être un médiateur efficace**

**La CRE qui reçoit communication des contrats conclus entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux électriques publics (plus de 300 avec le gestionnaire du réseau de transport et 150 environ avec les gestionnaires des réseaux de distribution) n'a pas été saisie de différends relatifs à l'accès ou à l'utilisation des réseaux. Les difficultés rencontrées et soulevées par les utilisateurs ont en effet jusqu'à maintenant pu être réglées par la CRE rapidement en liaison avec les gestionnaires de réseaux.**

---

<sup>1</sup> **fournisseurs** : les sept fournisseurs retenus sont ATEL (Suisse), EDF (France), EGL (Suisse), ELECTRABEL (Belgique), RWE TRADING (Allemagne), SNET (France), TXU Europe (Pays-Bas).

## **2/ Garantir l'accès équitable aux réseaux**

### **2.1 Promouvoir l'accès non discriminatoire aux réseaux**

### **2.2 Garantir la transparence de l'information**

### **2.3 Maîtriser les coûts de transport de l'électricité**



## **2/ Garantir l'accès équitable aux réseaux**

**La mise en place rapide du gestionnaire du réseau de transport (RTE), structure indépendante de 8000 personnes au sein d'EDF supervisée par la CRE, a constitué une étape initiale majeure dans le processus d'ouverture qui se poursuit par le développement et la concrétisation du droit d'accès aux réseaux.**

### **2.1 Promouvoir l'accès non discriminatoire aux réseaux**

**Pour faciliter l'accès au réseau de transport électrique, des mesures importantes ont été prises en septembre dernier concernant les modalités de traitement des écarts<sup>2</sup> qui pénalisaient particulièrement les entreprises qui avaient choisi un fournisseur autre qu'EDF.**

**A la demande de la CRE, RTE, opérateur chargé de satisfaire quotidiennement l'équilibre entre l'offre de production et la demande de consommation, a relevé le seuil de tolérance des écarts de consommation de 5 à 10% et a divisé par deux le prix du règlement des écarts.**

**De plus, les consommateurs éligibles ont désormais la possibilité de se regrouper, de mutualiser leurs prévisions de consommation et d'assurer ainsi le « foisonnement<sup>3</sup> des écarts ». Cette possibilité de gestion collective des écarts offre plus de souplesse et améliore la fluidité du marché.**

**Cette gestion est confiée, au choix des consommateurs, à un « responsable d'équilibre » (fournisseur d'électricité, consommateur éligible, courtier, banque...), qui joue le rôle d'intermédiaire entre les consommateurs et le RTE, auprès duquel il garantit le règlement financier des écarts. Les contrats de « responsable d'équilibre » actuellement en vigueur, une quinzaine environ, ont un caractère expérimental, et un retour d'expérience, après les premiers mois de mise en œuvre, permettra d'améliorer le mécanisme pour mieux satisfaire encore les utilisateurs.**

---

<sup>2</sup> **Ecarts** : les écarts sont des différences constatées entre les prévisions quotidiennes de consommation des éligibles (sur lesquelles RTE se fonde chaque jour pour piloter le réseau) et les consommations réelles (dont l'excès par rapport aux prévisions conduit RTE à acheter de l'électricité supplémentaire pour assurer l'équilibre du réseau). Ils sont facturés aux utilisateurs concernés des réseaux.

<sup>3</sup> **Foisonnement** : l'écart calculé pour un ensemble d'opérateurs est inférieur à la somme des écarts pris séparément car les erreurs de prévisions ne vont pas toutes dans le même sens.

**Au cours du premier semestre, il est convenu que RTE, avec le concours des utilisateurs du réseau, propose un mécanisme d'ajustement destiné à se substituer au barème provisoire et à révéler un prix de règlement des écarts issu des coûts d'ajustement observés sur ce marché.**

**La CRE a par ailleurs constaté des différences de traitement des coûts de raccordement des réseaux de distribution au réseau de transport. Elle demande que tous les distributeurs bénéficient, au plus tard fin 2001, des mêmes conditions financières de raccordement.**

## **2.2 Garantir la transparence de l'information**

**La transparence de l'information concernant les caractéristiques détaillées de leurs propres consommations (courbe de charge, dépassements de puissance, durée des coupures ...) est une exigence légitime des utilisateurs du réseau. En attendant qu'un examen précis des conditions et des délais de mise à disposition des utilisateurs des informations délivrées par les appareils de mesure et de contrôle des consommations d'énergie ait pu être mené, la CRE a demandé aux gestionnaires des réseaux que l'accès des clients éligibles aux dispositifs permettant actuellement de procéder à la télérelève soit maintenu. Des solutions conformes aux obligations légales et contractuelles des gestionnaires (confidentialité, validation et diffusion des données) et des utilisateurs de réseaux, sont attendues et seront mises en œuvre au cours du premier semestre 2001.**

## **2.3 Maîtriser les coûts de transport de l'électricité**

La CRE a procédé pour la première fois à l'approbation du programme d'investissements que RTE lui a soumis en application de l'article 14 de la loi. Le montant global de ce programme, 722,76 Millions d'Euros pour l'année 2001, correspond à une stabilisation par rapport au montant probable pour l'année 2000. La délibération (cf. annexe 4), disponible sur [www.cre.fr](http://www.cre.fr) expose le détail des investissements par catégories (grand transport, réseaux régionaux, développement, renouvellement...). Au début du mois de juillet 2001, le Directeur de RTE présentera un point d'exécution du programme ainsi approuvé.

Il faut noter que l'impact éventuel, en termes d'investissements, du programme de sécurisation des réseaux destiné à prévenir les conséquences du retour des tempêtes comparables à celles de décembre 1999, n'a pas été inclus. Il fera, le moment venu, l'objet d'un budget modificatif qui sera soumis à l'approbation de la CRE.

Afin de disposer des éléments susceptibles d'éclairer sa délibération, la CRE a procédé à une consultation publique qui a généré des contributions d'origines diverses (autorités concédantes, industriels, fédérations professionnelles,...), centrées sur des problèmes concrets rencontrés par les utilisateurs du réseau. L'intérêt de cette consultation conduira la CRE à la renouveler lors du prochain programme d'investissements.

### 3/ Franchir de nouvelles étapes

3.1 Proposer la tarification de l'accès aux réseaux

3.2 Définir des principes de séparation comptable

3.3 Superviser la mise en place du « marché spot »

### 3/ Franchir de nouvelles étapes

#### 3.1 Proposer la tarification de l'accès aux réseaux

**Le tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont toujours ceux mis en place à titre provisoire par EDF en 1999. Depuis la consultation publique menée avant l'été 2000, la CRE attend toujours la publication du décret qui lui permettra de proposer le tarif. Dans l'intervalle, la CRE a pu affiner ses propositions et approfondir la prise en compte de difficultés particulières en liaison avec diverses catégories d'utilisateurs.**

#### 3.2 Définir des principes de séparation comptable

**La loi du 10 février 2000 (art. 25) prévoit qu'EDF, les DNN et la CNR doivent tenir et publier des comptes séparés au titre de la production, du transport et de la distribution d'électricité, ainsi que, le cas échéant, au titre de leurs autres activités.**

**Afin d'orienter les travaux préparatoires des opérateurs, la Commission a formulé, le 22 juillet 2000, des recommandations aux opérateurs qui étaient invités à lui soumettre leurs projets de principes comptables avant le 22 septembre 2000. Conformément à la loi, les projets reçus ont été soumis au Conseil de la Concurrence qui a indiqué, dans un avis rendu public le 27 décembre 2000, qu'il n'était pas en mesure de recommander à la CRE d'approuver les propositions présentées par les opérateurs. Dans sa délibération du 11 janvier 2001, la CRE a constaté que les principes qui lui ont été proposés étaient trop lacunaires et imprécis pour lui permettre de se prononcer valablement.**

**Dans le souci de permettre aux opérateurs de préparer leurs comptes dissociés pour l'année 2000, la CRE sera donc amenée à préciser les principes généraux de dissociation comptable afin que les opérateurs puissent à nouveau saisir la Commission de leurs propositions. La CRE saisira alors à nouveau le Conseil de la Concurrence des propositions nouvelles soumises sur ces bases avant de délibérer sur leur approbation. La CRE sera particulièrement attentive, dans cet examen, à la protection des intérêts des clients non éligibles, qui seraient les premières victimes de subventions croisées.**

### **3.3 Superviser la mise en place du « marché spot »**

La CRE a constaté que la loi du 10 février 2000 rend possible la mise en place d'un marché spot de l'électricité en autorisant clairement l'achat pour revente d'électricité, même si elle en encadre la pratique.

La CRE est favorable à la mise en place rapide en France d'un marché organisé (marché spot) de l'électricité. Complémentaire des transactions bilatérales, un tel marché est susceptible de favoriser le développement de la concurrence dans la transparence, notamment en créant une référence de prix fiable et en permettant, à terme et dans une deuxième étape, aux opérateurs de se protéger des risques de prix par la création de produits dérivés de couverture des risques. La mise en place de ce mécanisme de marché doit donner des indications sur les prix de gros, dont tout porte à croire qu'ils ont connu une baisse sensible ces derniers mois en France. Saisie par la société EURONEXT d'un projet de « marché spot » de l'électricité, la CRE, dans sa délibération du 14 décembre 2000, s'est déclarée favorable au modèle qui lui a été présenté, tant du point de vue de la description des acteurs susceptibles d'y intervenir que sur les principes de fonctionnement qui garantissent une bonne articulation entre les transactions commerciales et leur exécution physique, sans se prononcer sur les aspects économiques et financiers du projet.

La CRE, qui observe attentivement les expériences en cours (cf. annexe 5), continuera à suivre le projet au cours des étapes ultérieures de son développement.

Paris, le 14 février 2001

**PROGRESSER  
VERS UN MARCHÉ INTÉRIEUR EUROPÉEN  
DE L'ÉLECTRICITÉ**

(fiche n°2)

**1/ Pourquoi un réseau intérieur européen de transport d'électricité ?**

**2/ La situation actuelle du réseau en Europe**

**3/ L'action menée par la CRE dans le cadre européen**

**4/ L'évolution du cadre communautaire**





# **1/ Pourquoi un réseau intérieur européen de transport d'électricité ?**

**1.1 Parce qu'un réseau étendu permet à un consommateur d'accéder à davantage de fournisseurs**

**1.2 Parce que l'accès à un réseau étendu, maillé et interconnecté, est un facteur clef de la sécurité**

## **1/ Pourquoi un réseau intérieur européen de transport d'électricité ?**

### **1.1 Parce qu'un réseau étendu permet à un consommateur d'accéder à davantage de fournisseurs**

Le développement des réseaux de transport et de leurs interconnexions, en vue de constituer un réseau européen, est la condition essentielle à l'émergence d'un marché européen de l'électricité. En effet, la possibilité pour un consommateur de faire jouer la concurrence à l'échelle européenne, en échappant à l'étroitesse de marchés nationaux souvent dominés par un opérateur historique, dépend entièrement de la possibilité de faire transiter physiquement l'électricité depuis n'importe quel producteur vers n'importe quel consommateur, dans des conditions de sûreté, de qualité et de coût satisfaisantes. A ce titre, le développement du maillage des réseaux et des interconnexions, comme l'amélioration et l'homogénéisation des normes les régissant, sont autant de facteurs clés du développement de la concurrence.

### **1.2 Parce que l'accès à un réseau étendu, maillé et interconnecté, est un facteur clef de la sécurité**

Un réseau large et interconnecté permet à toute installation de production qui y est connectée de prendre la relève de n'importe quelle autre installation connectée au même réseau qui serait défaillante. Au plan européen, un tel réseau permettrait donc une réelle économie d'échelle, du point de vue des capacités de secours globalement nécessaires, induisant une baisse des coûts et donc une baisse des prix du transport de l'électricité. Le développement du réseau européen interconnecté ne dispense cependant pas de veiller à l'adéquation de l'offre globale à la demande globale.

## **2/ La situation actuelle du réseau en Europe**

## **2/ La situation actuelle du réseau en Europe**

Les systèmes électriques européens ont été conçus comme des systèmes autonomes et les connexions internationales n'avaient pas été prévues pour favoriser les flux commerciaux mais pour répondre au besoin de secours mutuel entre les producteurs historiques, puis pour procéder à des échanges entre différentes périodes horosaisonnnières. Malgré l'existence de ces interconnexions et de règles communes de gestion, seules les liaisons sur la « plaque continentale » (Benelux, Allemagne, Suisse, France) garantissent une circulation à peu près fluide. En revanche, si les connexions vers la France permettent un accès sans restriction au marché français, les liaisons depuis la France sont congestionnées avec les « péninsules électriques » (Royaume-Uni, péninsule Ibérique, Italie), limitées avec le nord, et de faible capacité et archaïques avec l'est de l'Europe.

La définition de conditions harmonisées d'accès au réseau et de gestion des congestions doit être une priorité des Etats membres, éventuellement coordonnée par l'Union européenne. Pour atteindre cet objectif, la lutte contre la multiplicité des gestionnaires de réseaux dans un même pays, source d'opacité, constitue cependant un préalable. Un mouvement se dessine déjà parmi les régulateurs européens pour assurer un fonctionnement fluide du marché européen de l'électricité. Il faut espérer qu'il conduira à développer les nouvelles interconnexions nécessaires.

### **3/ L'action menée par la CRE dans le cadre européen**

#### **3.1 La suppression des goulots d'étranglement**

#### **3.2 La tarification transitoire des transits purs transfrontaliers**

### **3/ L'action menée par la CRE dans le cadre européen**

La CRE participe aux discussions et dispositifs en cours de négociation au niveau européen dans le cadre du Conseil des Régulateurs Européens d'Électricité (CEER).

#### **3.1 La suppression des goulots d'étranglement**

Il n'existe pas de congestion aux frontières de l'extérieur vers la France, ce qui permet de dire que, théoriquement, l'ensemble des clients éligibles français pourraient acheter leur électricité à l'étranger s'ils y trouvaient intérêt ; par contre, des contraintes de capacités existent de la France vers l'extérieur, particulièrement fortes vers l'Espagne et l'Italie.

Du côté espagnol, il convient en premier lieu d'optimiser les liaisons existantes. Un ensemble de mesure des gestionnaires de réseaux français et espagnols conduit d'ores et déjà à augmenter la capacité d'échange garanti de la France vers l'Espagne de l'ordre de 40% dès la fin de l'année 2001. Pour gérer les congestions qui subsistent cependant en l'absence de lignes nouvelles, un système de mise aux enchères des capacités d'interconnexion sera mis en place, après concertation entre gestionnaires de réseaux et sous réserve que le gouvernement espagnol procède aux modifications réglementaires nécessaires.

Pour l'interconnexion franco-italienne, les actions unilatérales de la partie italienne n'ont pas encore permis des progrès de même nature. La CRE, qui estime que les capacités de transport réellement disponibles de la France vers l'Italie sont très supérieures aux 2 100 MW attribuées par les Italiens, a demandé à RTE de mettre en place un mécanisme provisoire d'allocation forfaitaire d'un volume que RTE a fixé dans un premier temps à 2400 MW. Le mécanisme prévoit que RTE propose aux opérateurs intéressés une capacité de transit garantie, sur l'interconnexion France-Italie, selon une procédure transparente et équitable. En cas d'excédent du volume total des demandes par rapport à la capacité disponible garantie, RTE attribuera cette capacité au prorata des demandes. Le gestionnaire du réseau de transport français, après information des réseaux publics de transport italiens et suisses, procédera à l'attribution ferme des capacités disponibles à compter du 1<sup>er</sup> mars 2001 jusqu'à la fin de l'année.

Le cas de l'interconnexion avec la Grande-Bretagne a été réglé par un accord entre les gestionnaires de réseau français et britannique, mettant en place un mécanisme d'enchères qui garantit un accès équitable et non discriminatoire à l'interconnexion. Cet accord, en cours d'examen conjoint par le régulateur britannique (OFGEM) et la CRE qui devraient le valider, a donné lieu à un appel

d'offre pour une durée de trois ans dans le sens France-Angleterre. 650 MW ont déjà été alloués à deux clients, à un prix moyen d'environ 32 000 Livres par MW et par an (soit environ 4 ctsF/kWh).

Dans ces trois cas, c'est le principe de non-discrimination de l'accès au réseau qui a guidé les décisions de la CRE.

### **3.2 La tarification transitoire des transits purs transfrontaliers**

La fluidité des transactions entre un fournisseur dans un pays et un consommateur final dans un autre pays non limitrophe repose également sur la rémunération et la juste répartition des coûts d'usage des réseaux des pays tiers traversés, pour satisfaire ces échanges (transits purs transfrontaliers). A cette fin, les gestionnaires de réseaux réunis au sein d'ETSO<sup>4</sup> ont calculé le montant global de ces coûts afin que des compensations financières puissent s'effectuer, à la charge des exportateurs, entre gestionnaires de réseaux, au vu des transits internationaux observés et des coûts associés mis en œuvre.

Sur cette question, la CRE a souhaité adopter une position qui respecte les orientations du Conseil Européen de l'Energie du 30 mai 2000, qui excluaient de taxer chaque transaction d'exportation. Le choix, pour le régulateur français, est de contribuer le plus possible au développement de la concurrence entre fournisseurs sur le territoire français. Le principe retenu par la CRE consiste donc à faire payer l'ensemble des exportateurs français au prorata de l'énergie qu'ils exporteraient sur la période considérée (en principe l'année 2001), en application du système transitoire de rémunération des flux de transit purs proposé par ETSO<sup>5</sup> au 5<sup>ème</sup> forum de Florence. Compte tenu de la balance largement excédentaire du système français, la contribution qu'il devra supporter s'élève à 537 MF soit 82 Millions d'Euros. Il reviendra aux exportateurs d'imputer cette charge sur l'ensemble de leurs clients.

La CRE reste en effet totalement opposée à l'instauration d'une surtaxe de 2 euros par MWh appliquée à chaque transaction d'exportation comme la prévoient l'Allemagne et la Belgique.

Cette perspective a d'ailleurs déjà dissuadé des industriels français d'importer de l'électricité en provenance d'Allemagne. Appliquée en France, cette dernière méthode se traduirait par une augmentation de la facture de transport des utilisateurs du réseau de transport électrique français de 2,2 % en

---

<sup>4</sup> ETSO : European Transmission System Operators (association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité) est une association, créée le 1<sup>er</sup> juillet 1999, qui regroupe les différents gestionnaires de réseaux de transport d'électricité de l'union européenne.

moyenne. La CRE maintient par conséquent sa préférence en faveur du mécanisme de mutualisation qui entraînerait pour le dispositif transitoire, une hausse moyenne des tarifs infiniment plus indolore de moins de 0,34 %. Ce choix est, en définitive, le plus susceptible de contribuer au développement de la concurrence entre fournisseurs sur le territoire français.

La CRE estime que ce système transitoire est imparfait et elle souhaite que soit rapidement adopté un système définitif plus opérationnel, dont le financement repose de façon plus équilibrée sur les exportateurs et les importateurs.



#### **4/ L'évolution du cadre communautaire**

#### **4/ L'évolution du cadre communautaire**

Actuellement, l'intervention de l'Union européenne constitue une bonne illustration du principe de subsidiarité : elle est limitée à l'adoption de directives définissant un cadre d'action, que chaque Etat a adaptées à ses spécificités, et renvoie la conduite de l'action à des régulateurs nationaux invités à coordonner leurs politiques sur les sujets transnationaux (transits, interconnexions). A l'instar d'autres régulateurs, la CRE estime que cette méthode, choisie pour l'ouverture des marchés de l'énergie (électricité et gaz), est particulièrement opportune.

**Une harmonisation accrue du rôle des instances de régulation (qui n'existe pas en Allemagne) et dont les pouvoirs sont très inégaux selon les pays, une institutionnalisation légère au niveau communautaire de leur rôle (suggérée par le Livre Vert sur le modèle des régulateurs des Télécoms), seraient de nature à améliorer significativement la construction du marché unique de l'électricité et du gaz. Une pareille harmonisation pourrait également être recherchée pour la définition des « missions d'intérêt général » (en France, « de service public ») et leur financement : l'inégalité des périmètres couverts par de telles missions, selon les pays et l'hétérogénéité de leur financement (par le budget de l'Etat ou par les consommateurs de l'énergie) sont sources de distorsions de concurrence.**

**A cet égard, les dispositions prises pour développer le service public, les politiques de développement des énergies nouvelles et d'économie d'énergie ou d'amélioration de l'environnement sont tout à fait compatibles avec l'établissement d'un marché unique de l'électricité ; mais si les coûts de ces politiques sont répercutés sur le prix du kWh, il convient qu'ils soient les moins élevés possibles (le soutien aux énergies renouvelables notamment devrait, en l'attente d'un régime de certificats verts, reposer de préférence sur des appels d'offre que sur des prix imposés dans le cadre d'obligations d'achat), qu'ils soient harmonisés et qu'ils apparaissent de façon claire dans les factures d'électricité. Dans le cas contraire, l'ouverture des marchés à la concurrence serait considérée comme engendrant une augmentation des prix de l'électricité ou bien, risquerait de créer une incitation forte à la diminution de la qualité.**

Paris, le 14 février 2001

|                                                              |
|--------------------------------------------------------------|
| <p><b>LA CRISE DU SECTEUR ELECTRIQUE<br/>CALIFORNIEN</b></p> |
|--------------------------------------------------------------|

(fiche n° 3)

**1/ Une situation d'une exceptionnelle gravité**

**2/ Une offre et un réseau insuffisants pour satisfaire la demande**

**3/ Une organisation du marché déficiente**

**1/ Une situation d'une exceptionnelle gravité**

La Californie est le premier Etat à avoir décidé l'ouverture du marché de détail en 1996 (entérinée par la loi AB1890 de septembre 1996) et l'avoir mise en œuvre dès 1998, en une seule fois sur la totalité du marché. Les événements actuels montrent que la déréglementation du secteur électrique en Californie a produit des effets qui sont à l'opposé des objectifs recherchés de baisse des tarifs et amélioration de la qualité de service au consommateur final. Le secteur électrique californien s'est enfoncé dans une crise sans précédent qui n'a cessé de s'intensifier depuis neuf mois, faute, pour les autorités, de s'être préoccupé de l'adéquation entre l'offre, y compris les capacités d'importations d'électricité des Etats voisins, et l'évolution de la demande d'électricité.

### **1/ Une situation d'une exceptionnelle gravité**

**Le 17 janvier 2001, l'état d'urgence a été déclaré en Californie suite à l'annonce d'un nouvel état d'alerte de niveau 3 correspondant à des réserves inférieures à 1,5%. Après plus de 40 alertes de niveau 1 et 2 lancées depuis juin 2000, les premières coupures à grande échelle se sont finalement produites. Plusieurs centaines de milliers de californiens ont ainsi été touchés à San Francisco, dans la Silicon Valley et à Sacramento.**

Une mesure, au départ temporaire et finalement prolongée en janvier, a été prise pour contraindre les producteurs d'autres Etats à vendre leur électricité en Californie malgré le risque d'insolvabilité de leurs acheteurs.

Dans un contexte de manque de capacités de production, le prix du MWh sur le marché de gros a progressé de 50 à 300 dollars entre mai et décembre 2000. En janvier, il a dépassé les 700 dollars hors périodes de pointe.

La hausse du prix du gaz naturel, passé en un an de 2,5\$/Mbtu à près de 10\$/Mbtu, a contribué à accroître la pression sur les prix de l'électricité, ce combustible représentant en effet plus de 50% de la production totale de l'électricité de l'Etat de Californie.

L'impact économique n'est pas encore visible mais dans une région qui tire l'ensemble de la croissance des Etats-Unis, les conséquences sur l'économie américaine pourraient être sensibles. Un groupement d'industriels de la Silicon Valley et le constructeur de processeurs Intel ont menacé de quitter la Californie si le gouvernement ne trouvait pas rapidement une solution à l'approvisionnement électrique de la région. Déjà une papeterie, GEORGIA-PACIFIC CORP, a fermé, mettant au chômage 800 personnes au début du mois de décembre en raison du coût trop élevé de l'électricité.



## 2/ Une offre et un réseau insuffisants pour satisfaire la demande

### 2.1 Une stagnation des investissements face à une demande croissante

### **2.2 L'Etat de Californie a freiné la construction de nouvelles capacités depuis 10 ans**

## 2/ Une offre et un réseau insuffisants pour satisfaire la demande

### 2.1 Une stagnation des investissements face à une demande croissante

**La situation dans laquelle se trouve le secteur électrique californien semble être le résultat de multiples facteurs, mais il apparaît clairement que c'est l'insuffisance criante d'investissements en production et en réseau de transport depuis bientôt 10 ans qui en est la cause essentielle.**

En effet, depuis dix ans, aucune centrale de taille conséquente n'a été construite dans l'Etat. Sur les cinq dernières années la production a augmenté d'à peine 2% alors que la demande, soutenue par une forte croissance économique et démographique, a progressé de plus de 10%. Entre 1996 et 1999, les pics de consommation ont augmenté de 5 522 MW alors que seuls 672 MW en nouvelles capacités ont été installés.

L'état du réseau de transport, également vétuste, accentue les risques de congestions et de coupures de courant qui touchent principalement la Californie du nord, où se concentre une forte demande (région de San Francisco et de Silicon Valley) alors que l'essentiel de la production de l'Etat est localisé dans le sud.

De plus, l'Etat de Californie, qui importe selon les années entre 16 et 27% de sa consommation d'électricité, peut de moins en moins compter sur les importations des Etats voisins du nord-ouest (Oregon, Washington) et de l'ouest (Nevada, Arizona) qui doivent faire face à l'augmentation de leur propre consommation et au déficit d'apports hydrauliques enregistré en 2000. Enfin, des conditions climatiques défavorables sont intervenues, l'été 2000 relativement chaud et l'hiver actuel particulièrement rigoureux ont, en effet, entraîné une augmentation sensible de la demande d'électricité en Californie et plus globalement dans les Etats de l'ouest américain.

### **2.2 L'Etat de Californie a freiné la construction de nouvelles capacités depuis 10 ans**

Suite à la restructuration, la California Public Utilities Commission (CPUC) a incité, par des primes à la réduction des coûts, les trois *utilities* privées à ne pas investir afin de montrer que la dérégulation atteignait son objectif. La CPUC a également abandonné dans les années 90 le programme *Integrated Resource Planning* de couverture des risques financiers des



nouvelles centrales et n'a approuvé aucune des propositions répondant aux appels d'offres des *utilities* pour de nouvelles capacités de production.

Au niveau local, les élus municipaux ont de multiples moyens pour refuser l'implantation de centrales sur le territoire de leur commune. On est passé du syndrome NIMBY<sup>6</sup> (not in my backyard) au syndrome BANANA<sup>7</sup> (Built Absolutely Nothing Anywhere Near Anyone). La réglementation environnementale de Californie est la plus drastique des Etats Unis et a conduit la California Energy Commission à refuser des nombreux projets de centrales (ces deux dernières années, 5 projets ont été acceptés sur 25 présentés).

---

<sup>6</sup> **Nimby** : pas dans mon jardin

<sup>7</sup> **Banana** : ne rien construire, nulle part, près de qui que ce soit

### **3/ Une organisation du marché déficiente**

**3.1 Des distributeurs pris en tenaille entre les prix de gros libres et des prix aux consommateurs finals gelés par la loi**

**3.2 Un système de bourse journalier et obligatoire pour les distributeurs privés**

**3.3 Le soupçon d'une manipulation du marché par les producteurs**

**3.4 Un mode d'ouverture du marché inadéquat**

### **3/ Une organisation du marché déficiente**

#### **3.1 Des distributeurs pris en tenaille entre les prix de gros libres et des prix aux consommateurs finals gelés par la loi**

Les trois principaux distributeurs à statut privé (IOU ou investor-owned utilities) SOUTHERN CALIFORNIA EDISON (SCE), PACIFIC GAS & ELECTRICITY (PG&E), SAN DIEGO GAS & ELECTRICITY (SDG&E) ont été contraints, dans le cadre de la dérégulation du marché, d'acheter et de vendre sur la bourse de l'électricité CalPX, à des prix déterminés en temps réel, par un système d'enchères (marché spot), c'est à dire sans qu'ils aient la possibilité d'acheter leur électricité par le biais de contrats de gré à gré, à long terme, leur permettant de se couvrir contre les risques de trop fortes hausses des prix spot.

Aujourd'hui les deux plus gros distributeurs PG&E et SCE sont en situation de faillite. Le troisième grand distributeur californien, SDG&E qui a récupéré ses coûts échoués<sup>8</sup> dès 1999, a, par contre, pu répercuter sur ses clients finals la hausse des prix de gros de l'électricité. Ainsi, les clients de SDG&E situés dans les comtés de San Diego et du sud d'Orange, ont vu leur facture d'électricité tripler en quelques mois durant l'été 2000. En septembre, une mesure d'urgence des législateurs californiens a cependant ré-instauré un prix plafond de 6,5 cents/KWh.

#### **3.2 Un système de bourse journalier et obligatoire pour les distributeurs privés**

Afin d'assurer des pratiques d'économie de marché, la loi californienne AB 1890 a disposé que les trois distributeurs privés ne peuvent se fournir qu'auprès de la bourse californienne d'électricité Power Exchange. Un jour à l'avance, les distributeurs indiquent sur une base horaire le nombre de MW qu'ils souhaitent acheter, en fonction de leur prévision de consommation pour le lendemain. Le Power Exchange regroupe les demandes et indique aux producteurs le nombre de MW à pourvoir. Les offres des producteurs sont classées par ordre de prix croissant, quand la capacité demandée est atteinte, le prix du dernier MW retenu est appliqué à tous les autres. Dans la situation actuelle de pénurie de l'offre, le dernier MW retenu est très cher et fait monter la facture globale pour les distributeurs.

---

<sup>8</sup> **Coûts échoués** : coûts résultant des politiques choisies ou imposées aux opérateurs historiques avant l'ouverture du marché qui ne peuvent pas être couverts par les conditions du marché ouvert à la concurrence.

### **3.3 Le soupçon d'une manipulation du marché par les producteurs**

Le marché apparaît manipulable dans la mesure où les jours de forte demande, un producteur est quasi certain de vendre l'ensemble de sa production ; outre son volume garanti, il peut faire monter le prix de la facture globale par un prix du dernier KW offert gonflé artificiellement. Une autre possibilité pour un producteur consiste à limiter son offre en bourse pour offrir sur le marché d'ajustement. Lorsque la demande est forte, le gestionnaire du réseau de transport californien, Cal-ISO (CALIFORNIA INDEPENDANT SYSTEM OPERATOR) est en situation de pénurie et achète pour ajuster l'offre à la demande l'énergie offerte par les producteurs quel qu'en soit le prix.

Le marché de la production est de type oligopolistique avec 7 producteurs qui détiennent 81% du marché et qui pourraient assez facilement s'entendre soit sur les volumes afin de se répartir le marché, soit sur le prix maximal qui bénéficierait à tous. Cependant, il n'y a jusqu'à présent aucune preuve de collusion ou de manipulation. La seule certitude est que le marché ne fonctionne pas à l'optimum de fluidité.

### **3.4 Un mode d'ouverture du marché inadéquat**

Une analyse prospective aurait permis de mettre en lumière les deux causes à l'origine de la tension et de l'augmentation constatée sur les prix de gros : d'une part, la hausse exogène des prix du gaz et du fuel ( 53 % de la production californienne provient de centrales à hydrocarbures), d'autre part, la situation de pénurie de l'offre en Californie. Le mode de régulation adopté n'a pas donné les signaux utiles au consommateur : le consommateur a été « anesthésié » du fait du maintien de la stabilité des prix de détail, les producteurs se sont enrichis de façon absolument anormale, les distributeurs ont été ruinés. *In fine*, le contribuable californien sera amené à supporter la sortie de crise puisque c'est l'Etat de Californie qui est obligé de se substituer aux distributeurs en faillite pour acheter de l'électricité.

Si, au contraire, les augmentations des prix de gros avaient été répercutées intégralement sur les consommateurs, la situation aurait été jugée intolérable beaucoup plus tôt et susceptible de générer plus rapidement des comportements économes en électricité. Un débat aurait alors pu s'engager sur les causes réelles de la crise, à savoir un manque de capacité de production du fait, notamment, d'une politique de protection drastique de l'environnement. L'arbitrage entre la construction de centrales ou le manque d'énergie serait alors intervenu en amont du processus de dégradation observé.

En conclusion, la multiplicité des responsabilités de régulation a empêché des prises de position cohérentes et s'est avérée particulièrement préjudiciable. Il convient en outre de souligner que même une ouverture du marché convenablement menée et régulée, ne dispense pas de la nécessité de disposer d'une autorité chargée d'étudier les perspectives d'adéquation, à moyen et long terme, de l'offre et de la demande et de prendre, le cas échéant, les dispositions pour éviter les crises ; dispositions du genre de celles que le Gouverneur de Californie envisage de prendre, avec retard.

## **L'organisation du secteur électrique californien**

### **L'organisation du marché**

Le marché californien de l'électricité est constitué :

- d'un **marché de gros CALPX** où les industriels et les compagnies de distribution s'approvisionnent au jour le jour sans possibilité de se fournir ailleurs,
- d'un **marché de détail** permettant à tous les clients résidentiels de choisir librement leur fournisseur dans la liste accréditée par la CPUC (California Public Utility Commission) composée actuellement de 16 « suppliers »

### **Les régulateurs**

La **Federal Energy Regulatory Commission (FERC)** est une agence fédérale, elle édicte les règles et contrôle sur tous les Etats-Unis le marché de gros ainsi que le transport d'électricité inter-Etats. A propos de la crise en Californie, la FERC considère que la solution réside dans une meilleure organisation du marché de gros dont le fonctionnement doit être suffisamment efficace et fluide pour permettre le choix au client final. La FERC « républicaine » est farouchement opposée au « price cap » mis en place sur le marché de gros. Elle estime que le signal prix doit être perçu par le client résidentiel, même si elle concède que le client résidentiel devrait être protégé contre la volatilité extrême des prix de gros.

Le **Gouverneur de Californie**, Gray Davis, ratifie les lois votées par le parlement de l'Etat et nomme entre autres les commissaires de la CPUC et le Procureur Général.

La **California Public Utilities Commission (CPUC)** régule, en Californie, les activités de production, de distribution et de transport, dans différentes industries de réseaux, dont l'électricité.

Enfin, la **California Energy Commission** n'intervient pas directement dans la régulation du marché électrique mais joue un rôle que lui a conféré la loi AB1890 (assembly bill) dans le développement et le financement des énergies renouvelables.

## **Les opérateurs**

Le **California Independent System Operator (Cal-ISO)** est le gestionnaire du réseau de transport de Californie, en fonction depuis 1998. Il contrôle et exploite 75% des lignes de transport de l'Etat, mais elles ne lui appartiennent pas. Il doit assurer la sécurité du réseau et les échanges avec les Etats voisins. Il est de statut privé mais à but non lucratif et indépendant de la CPUC et est placé sous l'autorité de la FERC.

Le **Power Exchange (PX)** est la bourse d'électricité de Californie. Elle organise les échanges et est censée garantir leur régularité (« prix justes et raisonnables ») et travaille en étroite collaboration avec le Cal-ISO. Elle est privée et à but non lucratif.

## **Les producteurs**

Les principaux producteurs sont indépendants, représentant un tiers des centrales de Californie et 81% des capacités non intégrées à des distributeurs ou possédées par les régies municipales. Ce sont de grandes compagnies : AES, Reliant, Southern Duke, Destec ... Leurs actifs de production proviennent pour l'essentiel de la vente des centrales appartenant initialement aux 3 *utilities*, imposée par la régulation.

## **Les distributeurs**

**Il y a trois distributeurs privés en Californie desservant 85% de la population de l'Etat : Pacific Gas & Electric(PG&E), Southern California Edison (SCE), San Diego & Electric (SDG&E). Jusqu'à la loi de dérégulation de 1996, ces entreprises étaient intégrées. Elles ont dû vendre une part importante de leurs actifs de production et placer leurs actifs de transport sous l'autorité du Cal-ISO. Il existe également des régies municipales mais elles possèdent leurs propres actifs de production et n'achètent donc pas (ou peu) auprès du Cal-PX et ne sont pas soumises à la réglementation de la CPUC.**

## **Les élus californiens**

Les élus californiens ont pour souci principal de protéger le consommateur final, estimant que les producteurs ont déjà reçu leur dû avec le

maintien des prix de vente au détail et le recouvrement des coûts échoués. Des mesures radicales se dessinent puisque la législature californienne a voté une mesure temporaire, autorisant l'Etat de Californie à acheter, à travers une agence publique, l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de l'Etat. Une enveloppe de 400 millions de dollars a ainsi été votée à cet effet, couvrant les achats de quelques semaines seulement. Pour le long terme, un projet de loi, actuellement à l'examen évoque diverses options, dont la création d'une société publique, un programme d'économies d'énergie et une enveloppe budgétaire d'un milliard de dollars, visant à assurer la stabilité des prix et l'approvisionnement de l'Etat, à travers notamment la construction de nouvelles centrales.