

# La crise californienne : du bon usage de la dérégulation du marché de l'électricité

**Ruptures d'approvisionnement  
et coupures d'électricité  
brutales, augmentations  
significatives de prix et faillite  
des deux principaux  
distributeurs de l'Etat : autant  
de phénomènes qui témoignent  
de la gravité de la crise  
électrique que connaît l'Etat le  
plus peuplé et le plus riche des  
Etats-Unis. Or, la Californie  
avait voulu jouer le rôle de  
précurseur dans l'ouverture de  
son secteur électrique à la  
concurrence. Comment  
expliquer qu'une des régions les  
plus développées de la planète  
se trouve victime d'une situation  
que l'on s'attend plutôt à  
rencontrer dans les pays moins  
développés ? Quelles leçons la  
France et l'Europe peuvent-elles  
tirer de cette expérience ?**

**par Raphaël Hadas-Lebel,  
membre de la Commission  
de régulation de l'électricité (CRE)**

**D**ans une situation où le prix de l'électricité était le plus élevé des Etats-Unis, la Californie a été le premier Etat - précédant même certains Etats du nord-est - à décider l'ouverture en une seule fois de la totalité du marché, jusqu'au niveau du consommateur individuel (loi AB1890 de septembre 1996) et à l'avoir mise en œuvre dès 1998. A cette fin, les autorités se sont inspirées, en l'adaptant à leur marché, du modèle de marché mis en place dès 1989 en Grande-Bretagne.

## Le processus de dérégulation en Californie

Les principales caractéristiques de cette ouverture peuvent être résumées comme suit :

- mise en place d'un marché de gros, le *California Power Exchange* (CalPX), où les industriels et les compagnies de distribution doivent s'approvisionner au jour le jour, sans possibilité de se fournir ailleurs ;
- création du gestionnaire du réseau de transport, le *California Independent System Operator* (Cal-Iso), qui doit assurer la sécurité du réseau et les échanges avec les Etats voisins, qui contrôle et exploite 75 % des lignes de transport de l'Etat (mais celles-ci ne lui appartiennent pas), qui a le statut d'organisme privé, mais à but non lucratif et est placé sous l'autorité de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ;
- séparation des activités de production et de distribution pour les trois entreprises privées desservant 85 % de la population de l'Etat (*Pacific Gas & Electric*, PG&E, *Southern California*

*Edison*, *SCE*, *San Diego & Electric*, *SDG&E*, qui, jusqu'à la loi de dérégulation de 1996, étaient intégrées ; elles ont été tenues de vendre au moins 50 % de leurs actifs de production et de placer leurs actifs de transport sous l'autorité de Cal-Iso ; durant la période de transition, qui s'achève le 31 mars 2002, ces trois compagnies sont contraintes de vendre la totalité de l'électricité qu'elles génèrent sur le marché *spot* CalPX et d'acquiescer la totalité de leurs besoins sur ce même marché ; elles perdent, de plus, le monopole des services auxiliaires (comptage et facturation) ;

- gel des tarifs au consommateur final pour les trois distributeurs jusqu'en mars 2002, à un niveau suffisamment élevé pour leur permettre de recouvrer les « coûts échoués » (1) pour un montant qui a été initialement évalué à 26,4 milliards de dollars ; en réalité, SDG&E devait récupérer ses coûts échoués dès mai 1999, mettant un terme par anticipation au gel de ses tarifs ; perdant de vue le principe de la liberté du marché, les autorités tentaient ainsi de protéger le consommateur final en imposant des plafonds rigides (*price cap*) pour les prix de la distribution ;

- création d'un secteur de la production indépendante (non intégré aux distributeurs ou aux régies municipales), n'ayant aucun lien avec la clientèle finale, et constitué d'un petit nombre d'opérateurs (*AES*, *Reliant*, *Southern Duke*, *Destec*, *Enron*...), dont les actifs de production proviennent pour l'essentiel de la vente des centrales appar-

(1) Coûts dus au manque à gagner des compagnies du fait de la perte de rentabilité de certains de leurs investissements passés.

tenant initialement aux trois distributeurs, et qui représentent 81 % des capacités non intégrées.

Le modèle choisi pour introduire la concurrence se caractérise donc, pour l'essentiel, par la mise en place d'un système de bourse journalier et obligatoire pour les distributeurs, qui les prive de toute protection contre la volatilité des prix (interdiction de contrats de couverture à terme) et qui crée, au moins durant la phase transitoire de cinq ans, une déconnexion entre les prix d'approvisionnement des distributeurs sur CalPX et les prix payés par leurs consommateurs.

Le système ainsi mis en place en Californie s'insérait dans le cadre plus général des recommandations définies par la FERC (décrets 888 et 889), qui fixaient quelques principes communs (démembrement des *utilities*, séparation entre production, transport et distribution, concurrence au niveau de la production et de la vente aux clients éligibles, mise en place d'un marché de gros), mais qui laissaient à chaque Etat la responsabilité de définir les modalités et le rythme de mise en place de la dérégulation. Il en est résulté un éclatement du système, qui se caractérise à la fois par une absence de coordination entre Etats, quant aux mécanismes communs de formation des prix de gros, et par un enchevêtrement des responsabilités fédérales et des compétences des Etats, fort peu commode en cas de crise.

## Déséquilibre durable entre l'offre et la demande

La situation dans laquelle se trouve aujourd'hui le secteur électrique californien résulte de multiples causes liées, notamment, aux modalités de mise en œuvre de la dérégulation qui viennent d'être rappelées. Mais face à une demande croissante, c'est l'insuffisance criante d'investissements en production et en réseau de transport qui en est la cause essentielle.

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, ne pouvait qu'accroître 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 la Silicon Valley), alors que l'essentiel de la production de l'Etat est localisé dans le sud.

Dans le cadre de la restructuration, la *California Public Utilities Commission* (CPUC) avait incité, par des primes à la réduction des coûts, les trois *utilities*

**Face à une demande croissante, c'est l'insuffisance criante d'investissements en production et en réseau de transport qui est la cause essentielle de la pénurie**

privées à ne pas investir, afin de faire mieux apparaître que la dérégulation atteignait son objectif. La CPUC avait 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 disposent de multiples moyens pour refuser l'implantation de centrales sur le territoire de leur commune. On est passé du syndrome NIMBY (*not in my backyard*, c'est-à-dire « rien près de chez moi ») au syndrome BANANA (*Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anyone*, soit « ne construire absolument rien nulle part, près de qui que se soit »).

La réglementation environnementale de la Californie est la plus rigoureuse des Etats-Unis et a conduit la *California Energy Commission* à refuser des nombreux projets de centrales ; en 1999 et 2000,

cinq projets seulement ont été acceptés sur vingt-cinq présentés.

Pendant ce temps, des capacités en ordre de marche restaient inemployées, faute de disposer d'autorisations d'émissions polluantes dont elles avaient épuisé le quota.

A ces éléments, qui ont joué de façon défavorable sur la couverture des besoins électriques, s'est ajoutée une vive tension sur le prix du gaz naturel qui intervient comme combustible pour plus de la moitié des centrales californiennes. Les prix du gaz ont, en effet, littéralement explosé en 2000 à travers les Etats-Unis, sous l'effet de l'indexation avec le pétrole, mais également de la forte croissance de la demande de gaz à destination du marché électrique. Entre les mois de janvier 2000 et 2001, le prix moyen du gaz aux Etats-Unis est passé de 3,3 à 8,92 dollars/MBTU et atteignait plus de 12 dollars en début de cette année en Californie, entraînant une augmentation importante des coûts de production.

Mais ces facteurs conjoncturels n'ont fait qu'anticiper ou aggraver une crise qui, ainsi qu'on l'a vu, apparaissait inéluctable, en raison de l'absence d'investissements en moyens de production et en infrastructures de réseau de transport, depuis près de dix ans, qui sont les causes profondes du déséquilibre entre l'offre et la demande.

## Un mode inadéquat d'organisation du marché

Si le déficit des capacités de production rendait inévitables les ruptures d'approvisionnement et le rationnement de la fourniture, le mode d'organisation choisi pour ouvrir le marché a aggravé considérablement la situation. Dans

une situation de pénurie, le fonctionnement du *Power Exchange* ne pouvait, en effet, conduire qu'à une explosion des prix de gros de l'électricité. Cette prise en tenaille des gros distributeurs, avec, d'un côté, l'envol des prix de gros et, de l'autre, le gel des prix aux consommateurs finals, les a conduits inmanquablement vers la

**La prise en tenaille des distributeurs, entre l'envol des prix de gros et le gel des prix aux consommateurs finals, les a conduits inmanquablement vers la faillite**

faillite : à la crise d'approvisionnement en électricité de la Californie s'est ajoutée une crise financière d'une ampleur exceptionnelle.

Afin de favoriser le développement des pratiques d'économie de marché, la loi californienne AB 1890 a, en effet, disposé que les trois distributeurs privés ne peuvent se fournir qu'auprès de la bourse cali-

forquoise 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 une situation de pénurie de l'offre, le dernier MW retenu ne pouvait être que très cher, alourdissant la facture globale pour les distributeurs. 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 ainsi 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*.

A quoi s'est ajouté le risque de comportements spéculatifs qui font actuellement l'objet d'investigations par les autorités, de manipulation du marché, 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 pouvait faire monter le prix de la facture globale par un prix du dernier kW offert, gonflé artificiellement. Une autre possibilité pour un producteur consistait à limiter son offre en bourse pour la

porter sur le marché d'ajustement. On s'est ainsi interrogé sur certains arrêts de centrales pour « entretien » : à un moment de forte tension sur les prix, ces arrêts ressemblent fort à des techniques de manipulation du marché. Lorsque la demande est forte, le ges-

tionnaire du réseau de transport californien, Cal-ISO, 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. Ces manœuvres pouvaient être facilitées par un marché de la production de type oligopolistique, avec sept 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 bénéficiera à tous. Il n'y a toutefois eu jusqu'à présent aucune preuve avérée de collusion ou de manipulation. Même s'il n'est pas possible d'affirmer avec certitude qu'il y a eu un véritable cartel de producteurs organisant sciemment la rareté de l'offre, la seule certitude est que le marché n'a pas fonctionné à l'optimum de fluidité.

Le processus a été enfin aggravé par un mode inadéquat de régulation. Une analyse prospective aurait permis de mettre en lumière les deux causes centrales de la tension 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. Or, le mode de régulation adopté n'a pas donné les signaux utiles au consommateur qui a été « anesthésié » du fait du maintien de la stabilité des prix de détail, tandis que les produc-

teurs se sont enrichis de façon absolument anormale, et que 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 aurait sans doute généré 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 les pénuries d'énergie serait alors intervenu en amont du processus de dégradation observé. La crise a pour résultat paradoxal, alors qu'elle résulte pour partie de considérations de protection de l'environnement, de conduire à créer en urgence de nouvelles centrales au fuel, très polluantes. Ainsi, la multiplicité des responsabilités de régulation a empêché des prises de position cohérentes et s'est avérée particulièrement préjudiciable. 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 a été amené à prendre bien en retard.

## Quelques leçons à tirer de la crise

Les événements en cours montrent que la dérégulation du secteur électrique en Californie a produit des effets qui sont à l'opposé des objectifs recher-

chés de baisse des tarifs et d'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, faute pour les autorités de s'être préoccupées de l'adéquation entre l'offre, y compris les capacités d'importation d'électricité des Etats voisins, et l'évolution de la demande d'électricité.

Résultat à peine paradoxal de la crise ainsi constatée : la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC), revenant sur une position qui fut longtemps la sienne, a décidé, en juin 2001, de renforcer son régime de contrôle des prix de gros de l'électricité dans tout l'ouest des Etats-Unis (onze Etats, y compris la Californie).

Alors qu'elle avait longtemps soutenu que le contrôle des prix du marché de gros aurait pour effet de décourager la construction de nouvelles centrales, la Commission a dû se résoudre à conférer aux autorités californiennes de régulation le pouvoir de fixer le prix de gros de l'électricité pour l'ouest du pays, non seulement en période de crise, mais même en période normale.

Au cours du premier semestre de 2001, l'Etat de Californie avait dépensé plus de 7 milliards de dollars pour acheter du courant aux producteurs privés sur le marché *spot*. L'opérateur du réseau californien devra désormais fixer tous les jours le prix maximal du marché *spot*, qui demeure le prix de référence, selon une formule prenant en compte, outre la demande et le coût du charbon et du gaz, le coût marginal de fonctionnement des centrales les moins performantes. Le plan ainsi retenu vise à permettre aux producteurs de récupérer leurs coûts fixes et leurs coûts de capital, tout en maintenant les prix à un niveau raisonnable au regard des conditions du marché, excluant toute surcharge de prix injustifiée.

Mais il ne s'agit là que de mesures transitoires en attendant que puisse être rétabli l'équilibre entre offre et demande, ce qui demandera plusieurs années.

Pour le reste, et s'agissant du système de dérégulation retenu en 1996, beaucoup de critiques ont dénoncé l'absence d'encadrement des prix du marché de gros, l'enrichissement sans cause des producteurs et l'interdiction faite aux distributeurs de passer des contrats bilatéraux d'approvisionnement à long terme pour se prémunir contre la volatilité des prix du marché

de gros. D'autres ont contesté le gel des prix de détail, qui n'a pas permis d'envoyer, à travers une augmentation des prix, un signal d'alerte propre à convaincre non seulement les consommateurs, mais aussi les différentes autorités compétentes, qu'en l'absence de toute nouvelle construction de centrales, l'approvisionnement en électricité de la Californie allait progressivement devenir insuffisant.

Au-delà de ces diverses appréciations, on peut rappeler, au titre des leçons à retenir :

- que le fonctionnement d'un marché de gros de l'électricité ne peut jouer son rôle et émettre des signaux pertinents si, d'une part, le nombre d'acteurs

n'est pas suffisant pour assurer un véritable jeu concurrentiel et si, d'autre part, on n'autorise pas la cotation de fournitures à terme, permettant au *pool* de traduire sous forme de prix la vision que le marché se fait des conditions futures de l'équilibre offre/demande ;

- que l'obligation de se fournir uniquement sur un marché de gros au jour le jour (à la différence de *pools* européens), s'ajoutant à l'interdiction de couverture à terme, fausse gravement le fonctionnement d'un marché ;

- que les prix payés par les clients des distributeurs doivent être en rapport avec les prix d'approvisionnement que supportent les distributeurs ; le « signal prix » doit être perçu par le client résidentiel, mais cela suppose qu'on ait protégé les clients contre une volatilité extrême des prix du marché de gros, d'une part en permettant notamment aux distributeurs de passer des contrats bilatéraux à long terme avec des producteurs, et d'autre part, en prenant les dispositions empêchant les producteurs d'exploiter abusivement des situations tendues sur l'équilibre offre / demande ;

- qu'en définitive, aucun modèle de marché ne peut empêcher un déséquilibre entre l'offre et la demande de s'instaurer si les projets d'équipement de centrales de production sont durablement bloqués par les autorités politiques et administratives ou par les oppositions locales.

## Une crise californienne est-elle concevable en Europe ?

Il faut faire preuve, en la matière, d'une certaine circonspection, car le marché européen est loin d'être uniforme. S'agissant de ce qu'il est convenu d'appeler la « plaque continentale » (France, Allemagne, Suisse, notamment), les perspectives peuvent apparaître rassurantes. Des surcapacités réelles existent dans plusieurs pays, notamment la France, et le système pourrait bénéficier du régime de mutualisation qui y est pratiqué. Eu égard aux perspectives actuelles de croissance de la demande, ces surcapacités devraient permettre de faire face à la demande des années à venir.

La situation est plus incertaine pour les îles et péninsules électriques. Les capacités atteignent certaines limites en Scandinavie, le marché italien est structurellement importateur, et l'Espagne constitue un sous-marché partiellement isolé, du fait des insuffisances des interconnexions transfrontières. Plus généralement, la production hydraulique en Norvège et en Espagne est marquée par une forte sensibilité aux changements climatiques.

Il est vrai que plusieurs pays (Espagne, Italie) procèdent à la modernisation de leur appareil de production, même si des divergences existent quant au choix des combustibles à utiliser. Les coûts de production, qu'il s'agisse de centrales nucléaires ou de centrales au gaz, eu égard aux contrats à long terme en vigueur pour l'approvisionnement en gaz dans l'Union européenne, devraient connaître en principe une certaine stabilité. Si les perspectives de renforcement des capacités des réseaux, notamment des interconnexions, restent encore incertaines, des progrès ont été accomplis dans les conditions d'accès à ces réseaux transfrontières et dans la tarification du transport sur ces réseaux.

Quant aux conditions de l'ouverture en cours du marché européen de l'électricité, les règles résultant de la directive de l'Union européenne en date du 19 décembre 1996 ont su, dans l'ensemble, éviter certaines des

faiblesses constatées en Californie. L'ouverture du marché à la concurrence a été progressive. Même si certains pays ont préféré – au moins en droit – ouvrir leur marché à 100 %, les tarifs de l'électricité vendue aux clients non éligibles demeureraient encore souvent contrôlés par les pouvoirs publics. Si le processus de création

de bourses d'échanges d'électricité se développe de façon satisfaisante, permettant ainsi de faire émerger un prix marginal d'approvisionnement quotidien, le recours à ces bourses n'est que facultatif et coexiste avec la possibilité pour les divers acteurs (producteurs, distributeurs, consommateurs) de négocier des contrats d'approvisionnement propres à favoriser une stabilisation des relations commerciales. Enfin et surtout, tous les pays européens ont, à l'exception de l'Allemagne qui s'en tient aux

**Il convient de veiller à ce qu'une autorité compétente apprécie dans chaque pays les perspectives d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité**

autorités traditionnelles de suivi de la concurrence, institué une instance spécifique de régulation du marché.

Un nouveau projet de directive européenne impose même que le régulateur puisse forcer les gestionnaires de réseau de transport à investir dans le réseau en cas d'insuffisance.

Il reste que l'Europe n'est pas à l'abri de tout danger. Des difficultés ponctuelles ne sont pas à exclure, du moins à l'extérieur de la plaque continentale, eu égard, ainsi qu'on l'a vu, à la viscosité des connexions électriques sur certains réseaux transfrontières. Il faudra apprécier, au cours des années à venir, les conditions de mise en œuvre de la déréglementation, notamment les conditions dans lesquelles fonctionnent les bourses d'échanges ou les marchés d'ajustement, les effets sur les prix de certaines obligations au titre des énergies

renouvelables ou du service public, l'articulation entre le niveau national et le niveau européen quant aux modalités de la régulation. Il conviendra, enfin, de veiller à ce qu'existe dans chaque pays une autorité compétente pour apprécier la situation et les perspectives d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité ; la directive européenne en préparation confère ce rôle à l'autorité de régulation. En France, la loi a institué une programmation pluriannuelle des investissements afin de permettre au gouvernement de prendre les dispositions nécessaires pour prévenir les pénuries. Des processus analogues sont prévus dans le nouveau projet de directive européenne.

Ainsi, pour peu que les décisions appropriées soient prises à temps quant à la mise en place de nouvelles capacités de production à plus long terme, on peut estimer que la réorganisation du système électrique en Europe a, pour l'essentiel, pris un bon départ. ●