

# Les leçons de la crise de l'énergie en Californie



*John E. Besant-Jones  
et Bernard Tenenbaum*

«C'est la déconfiture pour un État considéré dans le monde entier comme un modèle d'innovation...»

*The Economist*  
20 janvier 2001

**D**EPUIS QUINZE ANS, plus de trente pays ou régions ont réformé en profondeur leur secteur de l'électricité. Typiquement, les réformes conjuguent restructuration, privatisation et concurrence. Alors qu'elles font presque toujours l'objet d'âpres débats entre les responsables du secteur de l'électricité, elles n'ont guère suscité d'intérêt en dehors. Mais cela a changé avec l'envolée des prix, les coupures générales, les faillites de compagnies d'électricité et la possibilité de «déprivatisation» qui ont accompagné l'effondrement du programme de réforme de la Californie. À l'évidence, ce qui s'est passé en Californie n'était pas ce qui était prévu.

Il n'est pas surprenant que les responsables publics dans le monde s'interrogent. Si une réforme qui n'a pas comporté de privatisation peut déraper à ce point dans une économie aussi riche et avancée, quelles sont les chances de réussite dans des économies beaucoup moins bien pourvues qui déploient leurs réformes sur tous les fronts, y compris en privatisant? Pas étonnant non plus que les op-

posants aux réformes de ce secteur dans les pays en développement avertissent les premiers ministres et ministres de l'énergie qu'ils doivent stopper ou réduire ces réformes s'ils ne veulent pas courir au même désastre que la Californie.

On ne manque pas d'informations sur la crise californienne. Depuis un an, des milliers de pages lui ont été consacrées dans les revues spécialisées et la presse grand public. Le journaliste de *Newsweek* Robert Samuelson écrivait à propos d'une autre crise : «La difficulté n'est pas d'obtenir des informations, mais de savoir ce qu'elles signifient» (17 juillet 1995). Nous allons essayer ici de déterminer ce que la crise californienne «signifie» pour les pays en développement. Cette crise est loin d'être résolue, mais on peut d'ores et déjà en tirer certains enseignements.

## La réforme en Californie

Au début des années 90, les prix moyens de l'électricité en Californie dépassaient d'environ 50 % la moyenne pour les États-Unis. L'État traversait une crise économique et de

grandes industries menaçaient de s'installer ailleurs. Le Gouverneur et ses conseillers en conclurent qu'une réforme majeure du secteur de l'électricité s'imposait pour ramener les prix à des niveaux comparables à ceux des États voisins. Leur solution était de restructurer le secteur et de l'ouvrir à la concurrence à la vente en gros et au détail.

Au début de la réforme en 1996, trois compagnies privées — Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) et San Diego Gas and Electric (SDG&E) — avaient le monopole d'environ trois quarts des ventes au détail de la Californie. Ces trois compagnies, dites *investor-owned-utilities*, d'où leur appellation de IOU, étaient des monopoles intégrés verticalement : elles produisaient, transmettaient et distribuaient l'électricité aux consommateurs, qui n'avaient généralement pas d'autre choix pour se fournir. Les 25 % restants des consommateurs d'électricité étaient desservis par des compagnies municipales, intégrées à divers degrés.

Le programme de réforme de la Californie consistait à restructurer le secteur et à l'ouvrir à la concurrence (mais non à le privatiser, étant donné que la majeure partie était déjà privée). Ses éléments essentiels étaient les suivants :

- cession obligatoire de 50 % des centrales à combustible fossile, mais sans contrat de rachat de leur production;
- participation obligatoire des IOU, en tant qu'acheteurs et que vendeurs, à des marchés spot centralisés pour les ventes en gros d'électricité la veille pour le lendemain et le jour même, administrés par une nouvelle entité appelée Power Exchange (PX);
- mise en place d'un opérateur de réseau indépendant, organisme sans but lucratif, chargé de prendre le contrôle des opérations de la grille de transmission du courant à haute tension qui continuait d'appartenir aux IOU;
- introduction de la concurrence dans les ventes au détail, donnant le choix aux consommateurs desservis par les IOU de changer de fournisseur;
- recouvrement par les IOU des coûts non amortis (dont on anticipait qu'il seraient supérieurs aux prix futurs du marché) sous forme d'un «prélèvement de transition à la concurrence» qui devait être acquitté par tous les consommateurs;
- gel des tarifs au détail après une réduction initiale obligatoire de 10 % durant la période la plus courte des deux suivantes : quatre ans, ou jusqu'à ce que les IOU aient recouvré leurs coûts non amortis. La réduction de 10 % était en grande partie annulée par le prélèvement de transition à la concurrence.

Alors que la participation au nouveau système de marché était obligatoire pour les IOU, les compagnies municipales avaient la possibilité de ne pas y participer, option que la plupart ont retenue.

## La crise

Le programme de réforme de la Californie a semblé fonctionner raisonnablement bien pendant les deux premières années.

«Le coût annuel total de l'électricité en gros pour la Californie est passé de 8 milliards de dollars en 1999 à 28 milliards en 2000, et il pourrait atteindre entre 30 et 50 milliards de dollars pour 2001.»

Mais les choses ont commencé à se gâter au milieu de 2000. Les prix du marché de gros la veille pour le lendemain ont bondi de plus de 500 % entre le deuxième semestre de 1999 et le deuxième semestre de 2000. Et durant les quatre premiers mois de 2001, ils ont continué à grimper pour atteindre en moyenne plus de 300 dollars par mégawatt-heure, soit environ 10 fois plus qu'en 1998 et 1999. En conséquence, le coût annuel total de l'électricité en gros pour la Californie est passé de 8 milliards de dollars en 1999 à 28 milliards en 2000, et il pourrait atteindre entre 30 et 50 milliards de dollars pour 2001. Pour le Gouverneur de la Californie, Gray Davis, les principaux bénéficiaires de l'augmentation des recettes étaient des producteurs d'autres États, des «pirates» et des «maraudeurs». Mais des données plus récentes montrent que les prix de gros pratiqués par des compagnies publiques d'électricité, situées en Californie et ailleurs, ont été parmi les plus élevés sur le marché. Récemment, plus de 150 avocats fortement rémunérés ont passé deux semaines

entières à Washington à négocier, en vain, pour régler les différends relatifs à des «prix excessifs» et «non-paiements».

Outre le choc subi au niveau des prix, les deux plus grandes compagnies californiennes, PG&E et SCE, n'ont pas été autorisées à répercuter la hausse des coûts de l'électricité sur leurs usagers. Avec des dettes non provisionnées de plusieurs milliards de dollars, PG&E a été poussée au dépôt de bilan en avril. Au moment où nous écrivons cet article, SCE essaie d'éviter la faillite en négociant la vente de son réseau de transmission haute tension à l'État de Californie pour lever des fonds.

Les prix élevés n'ont pas été le seul problème. La Californie a également souffert de graves pénuries d'électricité. L'hiver dernier, les Californiens ont connu les premières coupures de courant depuis des décennies, qui ont coûté plusieurs centaines de millions de dollars à l'économie.

Les autorités fédérales et celles de l'État ont essayé d'apporter différentes solutions expéditives à la crise. Plus de 100 projets de lois et résolutions ont été soumis à l'assemblée législative de la Californie. Quand les fournisseurs d'électricité, craignant de n'être pas payés, ont refusé d'approvisionner les acheteurs de Californie, l'administration et les tribunaux fédéraux ont ordonné aux producteurs de continuer à fournir du courant. Pour parer aux pénuries, un organisme d'État a commencé à acheter de l'électricité à court terme pour les consommateurs californiens et contracté des achats à prix déterminés pour le plus long terme. Comme dans bien des pays en développement dont la capacité de production est insuffisante, les pouvoirs publics californiens envisagent maintenant de réduire la tension dans tout l'État pour tirer davantage de la capacité génératrice existante. Le Gouverneur a aussi proposé que l'État achète des installations de transmission appartenant à PG&E et à SCE et crée une entreprise publique d'électricité chargée de construire de nouvelles centrales. Plus récemment, plusieurs politiciens très influents en Californie ont menacé de saisir les centrales appartenant à des sociétés privées. Il n'est sans doute pas

surprenant qu'un constructeur de centrales indépendant ait déclaré au *Los Angeles Times* (le 27 mars 2001) : «Les producteurs jugent plus prévisible et moins risqué d'opérer dans les pays du tiers-monde qu'en Californie.»

## Des leçons pour les pays en développement

Qu'est-ce que tout cela veut dire pour les pays en développement? Les principaux enseignements, semble-t-il, ont trait à l'ordonnancement des réformes, à la conception du marché et à la réglementation.

*Dans beaucoup de pays en développement, la création d'un marché spot fondé sur les appels d'offres pour la vente en gros de l'électricité n'est pas la première réforme à accomplir.* Un élément clé de la réforme en Californie a été la création d'un marché spot concurrentiel (sur lequel les vendeurs sont libres de proposer n'importe quel prix), auquel la plupart des principaux opérateurs du secteur de l'électricité étaient tenus de participer. C'était un vaste projet qui a pris environ quatre ans et coûté plus de 100 millions de dollars à mettre en œuvre.

Bien qu'un marché spot puisse donner des signaux utiles aux consommateurs et aux investisseurs potentiels quand les conditions nécessaires (voir plus loin) sont en place, *il ne convient pas* d'en faire la plus haute priorité dans les réformes d'un pays en développement dont le secteur de l'électricité se caractérise par des prix trop faibles, des subventions croisées considérables, des sureffectifs à l'état endémique, des pertes techniques et commerciales importantes et les ingérences politiques dans toutes les décisions en matière d'opérations et d'investissement. Lors d'un récent colloque de la Banque mondiale, un consultant qui a travaillé à la réforme du secteur de l'électricité dans plus de 20 pays faisait remarquer que la plus haute priorité pour la plupart des pays en développement «n'est pas de créer un marché spot sophistiqué, mais de fixer des tarifs adéquats pour recouvrer les coûts et d'encaisser ensuite les factures». Le danger qu'il y a à essayer de créer un marché spot de type californien dans beaucoup de pays en développement est que cela représenterait une distraction très coûteuse et de longue haleine, tandis que les problèmes plus fondamentaux (qui reflètent de plus grandes inefficacités) continuent d'être ignorés. Et si l'effort de réforme échoue parce que les priorités sont mal placées, le pays pourrait manquer sa seule occasion en une génération de réaliser des améliorations majeures.

*Un marché spot fondé sur les appels d'offres pour la vente en gros ne doit être envisagé que dans certaines conditions.* Cela suppose notamment l'absence de tout obstacle réglementaire majeur à la construction de nouvelles centrales, l'absence de position dominante sur l'ensemble du marché, un système régulateur assurant que les tarifs de revente couvrent les coûts des entreprises de distribution, la disponibilité pour les acheteurs et les vendeurs d'instruments de couverture contre la volatilité des prix, un système de transmission relativement libre de goulets d'étranglement physiques, l'existence d'opérateurs sur les marchés et d'opérateurs de système indépendants des acheteurs et des vendeurs, et la présence de gros consommateurs d'électricité capables d'ajuster leur demande

## «Il est plus difficile de créer un marché spot pour l'électricité que pour d'autres produits énergétiques.»

en réponse aux fluctuations du marché spot. Certaines de ces conditions fondamentales s'imposent aussi pour des formes de concurrence plus limitée.

Mais si ces conditions ne sont pas réunies, les conséquences — telles que des pointes de prix extrêmes — sont plus notables et néfastes sur un marché spot déréglémenté. Il est en général plus difficile de créer un marché spot pour l'électricité que pour d'autres produits énergétiques, comme le pétrole et le gaz, car l'impossibilité de stocker l'électricité à un coût abordable fait de sa génération le processus de production

«juste à temps» par excellence.

*Commencer par des formes de concurrence plus limitée pouvant aboutir à un marché spot fondé sur les appels d'offres.* Du fait que les conditions préalables à un marché spot fondé sur les appels d'offres pour l'électricité ne sont pas faciles à remplir, les autorités des pays en développement devraient envisager d'autres formes de concurrence plus limitée, susceptibles de déboucher ultérieurement sur un marché spot concurrentiel déréglémenté. Par exemple, des marchés spot fondés sur les coûts ont été mis en place avec succès dans plusieurs pays d'Amérique latine. Sur ce type de marchés, les producteurs doivent offrir un prix égal à leur coût de production effectif ou estimatif. Les deux grands avantages de ce type de marchés sont qu'il assure une plus grande protection contre la domination du marché et qu'il s'inscrit assez naturellement dans le prolongement des systèmes préexistants qui servent à déterminer l'ordre de production au moindre coût parmi les générateurs appartenant à des systèmes publics d'électricité intégrés verticalement.

Un marché spot fondé sur les coûts n'exclut pas le passage à un marché fondé sur les appels d'offres une fois que les conditions préalables sont réunies. Mais il faut reconnaître que les choix du pays sont en partie définis par sa taille. Il peut être simplement impossible d'établir des marchés spot fondés sur les appels d'offres qui soient suffisamment compétitifs dans la grosse centaine de pays dont la capacité de production installée est inférieure à 1.000 mégawatts sans construire des interconnexions importantes avec les pays voisins pour accroître la taille du marché.

Le modèle de l'acheteur unique présente une autre forme de concurrence sans marché spot. L'électricité est fournie intégralement par une entité spécialement mandatée pour remplir cette fonction, qui est aussi le vendeur exclusif aux distributeurs et autres gros utilisateurs. Cette approche entrouvre la porte à la concurrence qui n'intervient que pour des achats ponctuels de produits relativement bien définis — à savoir la fourniture d'électricité pour la consommation de base, moyenne ou de pointe pendant une période spécifiée. Il n'y a pas de concurrence entre les producteurs sur une base horaire ou journalière.

Bien que ce modèle soit plus facile à suivre, l'inconvénient est que l'acheteur unique est généralement une entreprise publique qui n'est souvent pas un acheteur compétent. L'acheteur unique peut aussi être enclin à céder aux pressions exercées par les autorités politiques en signant des contrats d'achat d'élec-

*Un marché de l'électricité concurrentiel ne saurait être viable si les réglementations de l'environnement et de l'économie empêchent l'offre de répondre à la demande.* Une des principales défaillances de la réforme en Californie a été que l'offre n'a pas pu répondre à la demande. Après une période de faible augmentation au début des années 90, la demande d'électricité s'est redressée à la fin des années 90 avec l'expansion de Silicon Valley. L'offre n'a toutefois pas beaucoup augmenté durant les années 90 parce que : 1) l'incertitude quant au nouveau marché de l'électricité a dissuadé les investisseurs de bouger jusqu'à ce que la structure et la réglementation du nouveau marché soient finalisées en 1996; et 2) l'attribution de permis de construire de nouvelles centrales a souffert de délais excessivement longs. Les économistes ont tendance à oublier que même le marché le mieux conçu est voué à l'échec si les réglementations économiques et environnementales empêchent une réaction rapide du côté de l'offre.

La Californie a des normes environnementales très rigoureuses. Cependant, le problème ne tenait pas tant aux normes qu'à la manière dont elles ont été appliquées. En effet, la délivrance des permis nécessaires à l'installation de nouvelles centrales a pris deux fois plus de temps en Californie que dans n'importe quel autre État. Les systèmes juridiques et politiques de la Californie ont permis aux résidents proches des sites d'installation proposés et aux groupes de défense de l'environnement de bloquer ou de retarder considérablement le processus de permis de construire pour la plupart des nouvelles centrales. En conséquence, l'offre a stagné tandis que la demande ne cessait d'augmenter.

La régulation de l'achat d'électricité est aussi cruciale pour le fonctionnement d'un marché de gros. Comme on l'a noté plus haut, l'autorité de régulation de la Californie interdisait aux grands distributeurs de signer des contrats à long terme avec des fournisseurs potentiels. En réalité, les distributeurs étaient contraints d'acheter court et de vendre long. Le fait que les distributeurs devaient «aller nus» sur le marché spot (dans l'interdiction où ils se trouvaient de se couvrir contre les fluctuations de prix) les rendait particulièrement vulnérables à la moindre imperfection du marché. Mais des problèmes d'offre se sont posés même dans des pays où les distributeurs sont autorisés à s'engager dans des contrats de longue durée. Par exemple, les distributeurs argentins n'ont eu aucune incitation à acheter de l'électricité aux termes de contrats de longue ou moyenne durée du fait que la réglementation en vigueur limite la répercussion des coûts d'achat de l'électricité selon un indice saisonnier des prix du marché spot prévisibles. En général, on ne pourra pas compter sur l'offre d'électricité à moins que l'autorité régulatrice ne donne aux acheteurs d'incitations à utiliser toutes les formules d'achat, au lieu de les cantonner au marché spot.

*La gouvernance des systèmes de transmission et des opérateurs du marché doit être à l'abri de l'intervention des participants au marché et doit empêcher l'impasse.* Dans toute organisation, la gouvernance se rapporte aux décisions, à ceux qui les prennent, à leur application et à la manière dont les conflits sont résolus. Dans un secteur de l'électricité concurrentiel, les opérateurs du système de transmission et du marché doivent être à même de prendre des décisions indépendamment des participants au marché pour assurer l'égalité d'accès, sans discrimination, au réseau haute tension et au marché.



**John E. Besant-Jones (à droite) est économiste principal, et Bernard Tenenbaum est spécialiste principal-énergie, au Département de l'énergie et de l'eau du Bureau du Vice-Président de la Banque mondiale chargé de l'infrastructure et du développement du secteur privé.**

On peut assurer directement l'indépendance en interdisant aux participants au marché de détenir une participation chez un opérateur du système ou du marché et en exigeant que les membres du conseil d'administration ne soient pas des participants au marché (c'est-à-dire ne soient pas parties prenantes). Ce n'est pas ce qu'a fait la Californie, optant pour un conseil composé de parties prenantes dans l'idée que l'indépendance pouvait être assurée par la dissemination des voix entre des représentants d'intérêts commerciaux en concurrence. Mais ce système a échoué pour au moins deux raisons : les administrateurs étaient trop nombreux (25 membres votants dans chaque conseil), et ils pouvaient se heurter au veto d'une ou de deux classes de participants au marché. En conséquence, les décisions importantes sont souvent tombées dans l'impasse. Théoriquement, le régulateur pouvait intervenir pour débloquer la situation. Mais cela n'a pas été possible en pratique parce qu'il y avait deux régulateurs, relevant l'un de l'État et l'autre de l'administration fédérale, et ils étaient souvent en désaccord. L'exemple de la Californie donne à penser que des conseils formés de parties prenantes ne fonctionneront que si leur taille est limitée, si les règles de vote garantissent que leurs décisions ne peuvent pas être dictées par une ou deux classes de participants et si un seul régulateur peut intervenir en cas d'impasse. **F&D**

*Le présent article est tiré d'une étude plus détaillée, «California Power Crisis—Lessons for Developing Countries», publiée en avril 2001 par le Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique, programme conjoint de la Banque mondiale et du Programme des Nations Unies pour le développement, et par le Conseil de la Commission technique de l'énergie et des mines de la Banque mondiale. Cette étude est disponible sur le Web à l'adresse suivante : <http://www.worldbank.org/html/fpd/energy>.*