

## **Version non révisée**

### **Possibilités et défis environnementaux liés à l'évolution du marché pancontinental de l'électricité**

#### **Document de travail**

#### **Note documentaire pour la première réunion du Conseil consultatif Commission nord-américaine de coopération environnementale**

**Le 16 janvier 2001**

#### **Première réunion du Conseil consultatif**

La première réunion du Conseil consultatif sur les possibilités et les défis environnementaux liés à l'évolution du marché pancontinental de l'électricité aura lieu le mardi 16 janvier 2001 à Montréal (Québec), au Canada. Le Conseil consultatif de la Commission nord-américaine de coopération environnementale (CNACE) est présidé par l'honorable Phil Sharp et regroupe des hauts fonctionnaires et des experts du Canada, du Mexique et des États-Unis.

Le Conseil consultatif a pour mandat de conseiller la CNACE et de formuler des recommandations relativement à l'initiative concernant les possibilités et les défis environnementaux liés à l'évolution du marché pancontinental de l'électricité, initiative qui inclut la production d'un rapport. Celui-ci, que le Secrétariat est en train de préparer en conformité avec les dispositions de l'article 13 de l'Accord nord-américain de coopération dans le domaine de l'environnement, sera rédigé au cours des huit premiers mois de 2001. Un symposium sur des aspects déterminés de l'environnement et de la restructuration du secteur de l'électricité devrait avoir lieu à la fin de 2001, et c'est à ce moment-là que le Secrétariat présentera officiellement son rapport final au Conseil de la CNACE, dont les membres sont les gouvernements du Canada, du Mexique et des États-Unis.

La présente note documentaire a pour but de donner un aperçu de certains des principaux sujets dont il sera question dans le rapport du Secrétariat et de soulever certains points qui pourraient faire l'objet de discussions; elle ne se veut pas exhaustive. On trouvera des références complètes dans le rapport final.

## Table des matières

<b>Partie I – Les enjeux actuels et la croissance prévue de l'activité sectorielle .....</b>	<b>1</b>
1. L'importance du secteur de l'électricité pour l'environnement .....	1
2. Les taux actuels de consommation et taux de croissance prévus. ....	2
<i>Vue d'ensemble de l'état du marché.....</i>	<i>2</i>
<b>Partie II – La restructuration du secteur de l'électricité.....</b>	<b>4</b>
1. Les avantages de la restructuration .....	5
2. L'expérience jusqu'ici : gains en efficacité ou marchés dysfonctionnels?.....	6
<i>L'exemple de la Californie et les leçons pour les autres régions.....</i>	<i>7</i>
<b>Partie III – Les conséquences de la restructuration pour l'environnement .....</b>	<b>9</b>
1. Les problèmes liés à l'approvisionnement.....	9
<i>Le manque d'uniformité des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables.....</i>	<i>11</i>
2. Les considérations liées à la demande.....	11
3. La modélisation des conséquences de la restructuration pour l'environnement .....	12
<b>Partie IV – Les structures commerciales internationales et les questions d'accès     au marché .....</b>	<b>14</b>
1. Les questions liées au champ d'application .....	15
<b>Annexe A – Aperçu des récents travaux de modélisation.....</b>	<b>17</b>

### Liste des tableaux

Tableau 1. Production et consommation d'électricité en Amérique du Nord en 1999.....	2
Tableau 2. Taux de croissance réels et estimatifs de la consommation d'électricité en Amérique du Nord de 2000 à 2020.....	2
Tableau 3. Sources de combustibles admissibles dans le cadre d'une législation d'État proposée ou promulguée sur la restauration.....	11

## **Partie I – Les enjeux actuels et la croissance prévue de l'activité sectorielle**

### **1. L'importance du secteur de l'électricité pour l'environnement**

Le secteur de l'électricité a d'importantes répercussions sur le milieu naturel en Amérique du Nord. Ainsi, le secteur est à l'origine de 10 % du total des émissions de NO<sub>x</sub> au Canada, de 15 % du total au Mexique et d'un tiers du total aux États-Unis. Le secteur est également une importante source d'émissions de SO<sub>2</sub>, avec 22 % du total des émissions au Canada, 48 % au Mexique et 70 % aux États-Unis. Pour ce qui est du mercure, environ 4 % du total des rejets au Canada et 21 % du total des rejets aux États-Unis sont attribuables au secteur. Certaines estimations permettent de croire que le tiers des émissions totales de gaz à effet de serre (y compris le CO<sub>2</sub>) en Amérique du Nord provient du secteur.

Les divers segments et étapes du secteur de l'électricité, tels que l'extraction, le transport et le traitement de combustibles ainsi que la production, le transport et l'utilisation finale de l'énergie, donnent lieu à différents impacts sur l'environnement et chaque étape pose des défis extrêmement complexes aux responsables de l'élaboration des politiques environnementales. La présente note traite surtout des problèmes de pollution de l'air, notamment par les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub>, mais le secteur comporte une vaste gamme de défis supplémentaires pour l'environnement. Ceux-ci vont de l'incidence de l'infrastructure de transport sur la modification de l'utilisation des sols et la fragmentation des habitats (cause importante de perte de biodiversité) aux impacts environnementaux de la production d'énergie hydroélectrique.

Le secteur contribue également de façon importante aux rejets toxiques. Aux États-Unis, les entreprises de service public ont déclaré 0,5 milliard de kilogrammes de rejets toxiques, soit 22,7 % des 2,2 milliards de kilogrammes rejetés par les industries. Les principaux produits chimiques qui constituent les rejets totaux du secteur de l'électricité sont l'acide chlorhydrique (243 millions de kilogrammes), les composés de baryum (82 millions de kilogrammes) et l'acide sulfurique (77 millions de kilogrammes). La majorité des rejets d'acide chlorhydrique et d'acide sulfurique sont dans l'atmosphère; la plupart des rejets de baryum se font sur place, dans le sol.

La structure actuelle du marché du secteur pose d'énormes défis aux responsables de l'élaboration des politiques environnementales. Les défis tournent autour des niveaux d'émissions actuels, des taux prévus de croissance de la demande, de même que des choix en matière de combustibles et de technologies, pour n'en nommer que quelques-uns.

Ce n'est toutefois que maintenant que l'on commence à comprendre bon nombre de ces défis, parce qu'ils commencent à apparaître à la suite des modifications sans précédent dont font l'objet en ce moment la conception, le marché et les structures tarifaires dans les trois pays membres de l'ALÉNA (Accord de libre-échange nord-américain). La principale question que doit aborder le rapport de la CNACE visé à l'article 13 a déjà fait l'objet d'un nombre considérable d'analyses : les changements fondamentaux que connaît le secteur de l'électricité en Amérique du Nord rendront-ils la protection de l'environnement plus facile ou plus difficile, ou laisseront-ils inchangées les perspectives d'avenir des politiques environnementales?

## 2. Les taux actuels de consommation et taux de croissance prévus.

En 1999, les niveaux de consommation d'électricité en Amérique du Nord approchaient les 4 000 térawatt-heures (TWh) (voir la ventilation de la production et de la consommation au tableau 1).

**Tableau 1. Production et consommation d'électricité en Amérique du Nord en 1999**

Pays	Production (TWh)	Consommation totale (TWh)
Canada	555,9	525,7
Mexique	184,9	185,4
États-Unis	3 182,7	3 212,8

Source : Agence internationale de l'énergie, *Monthly Electricity Survey*, août 2000, totaux de 1999.

Les taux de croissance prévus de la consommation d'électricité varient selon le scénario de croissance économique utilisé. Le tableau 2 illustre les estimations de l'augmentation des taux de consommation d'électricité jusqu'en 2020 établies récemment par le *Department of Energy* (DOE, Ministère de l'Énergie) des États-Unis.

**Tableau 2. Taux de croissance réels et estimatifs de la consommation d'électricité en Amérique du Nord de 2000 à 2020**

	TWh					Croissance annuelle	Pourcentage de croissance
	2000	2005	2010	2015	2020	1997 à 2020	2000 à 2020
Canada	495	524	563	601	632	1,25	27,7
Mexique	159	202	254	310	375	3,94	135,8
États-Unis	3 360	3 647	3 909	4 155	4 350	1,24	29,5
Total	4 014	4 373	4 726	5 066	5 357		33,46

Ces projections représentent un taux de croissance absolu de la consommation égal à plus de 1 300 milliards de kilowatts-heures (kWh) jusqu'en 2020, soit une augmentation du tiers par rapport aux niveaux actuels. Étant donné l'importante relation entre la production d'électricité et les questions liées à l'environnement, les augmentations prévues posent d'importants défis à l'élaboration de politiques environnementales.

### *Vue d'ensemble de l'état du marché*

#### Canada

- La plus importante source d'énergie électrique au Canada est l'énergie hydraulique (60 %), suivi du charbon (15 %) et du nucléaire (13 %). Le gaz naturel, le mazout ou le diesel et les autres sources constituent les 11 % restants. On prévoit cependant que l'ouverture des réseaux électriques à la concurrence entraînera une importante croissance de la production d'électricité par les centrales alimentées au gaz.

- En 1997, la capacité de production était de 10 790 mégawatts (MW) et certaines estimations permettent de croire que la capacité doublera d'ici 2010.
- La moitié des provinces canadiennes — l'Ontario<sup>1</sup>, le Québec<sup>2</sup>, l'Alberta<sup>3</sup>, le Nouveau-Brunswick et le Manitoba — ont amorcé une restructuration partielle du secteur. De nombreuses provinces reportent toutefois les étapes de la restructuration à cause de la crise énergétique que connaît la Californie.

## Mexique

- Au Mexique, le secteur de l'électricité est dominé par deux monopoles d'État à intégration verticale, la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE, Commission fédérale de l'électricité) et *Luz y Fuerza del Centro* (LFC, Électricité et énergie du Centre). Ces entités œuvrent dans la production, le transport et la vente d'électricité.
- En 1999, le Mexique a produit 184,9 TWh d'électricité. Entre 1999 et 2005, on prévoit que la demande croîtra de 6 % par année, ce qui représente 13 000 MW de nouvelle capacité.
- On estime qu'il faudra investir 25 milliards de dollars américains dans de nouvelles installations de production pour satisfaire l'augmentation de la demande; les nouveaux investissements prévus seront surtout dans le secteur du gaz naturel. Entre 2000 et 2010, de nombreuses centrales au charbon seront probablement converties au gaz.
- En 1992, certaines réformes de la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* (Loi sur le service public d'énergie électrique) ont créé une ouverture partielle qui a permis à des investisseurs privés, tant mexicains qu'étrangers, de participer au secteur de l'électricité. Les estimations de la contribution des exploitants privés au secteur de l'électricité du Mexique varient énormément, allant de 5 % à 30 %.
- À la fin de 1999, l'ancien gouvernement a introduit des changements plus profonds dans le secteur de l'électricité, ce qui a exigé la révision des articles 27 et 28 de la Constitution mexicaine. Les changements proposés ouvriraient le segment de la production à la concurrence,

---

<sup>1</sup> En octobre 1998, l'Ontario a adopté la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* (projet de loi 35). Le calendrier initial inclus dans la Loi prévoyait la création d'un marché concurrentiel, y compris une concurrence complète au niveau de la vente de détail, à compter de 2000. Cette date a toutefois été repoussée. Le projet de loi prévoit le démantèlement d'Ontario Hydro. L'entreprise de service public a donc cessé ses activités en avril 1999 pour être remplacée par plusieurs entités des secteurs commercial et public. Mentionnons parmi celles-ci l'*Ontario Power Generation*, qui a pris à sa charge la propriété et la responsabilité de la production d'énergie électrique, l'*Ontario Hydro Services Company*, qui a pris à sa charge la propriété et l'exploitation du transport, de la distribution et de la vente au détail de l'électricité, l'*Electric Market Operator*, qui gère l'accès ouvert et équitable au commerce. Parmi les autres entités créées à la suite du démantèlement d'Ontario Hydro, mentionnons l'*Ontario Electricity Financial Corporation*, qui est chargée de gérer et d'amortir la dette active, et l'*Electric Safety Authority*, chargée des tâches d'inspection électrique.

<sup>2</sup> Depuis mai 1997, le réseau de transport d'Hydro-Québec est ouvert à tout fournisseur d'énergie électrique, avec comme conséquence que plusieurs entités ont été reconnues comme clients autorisés en vertu du système de transport de l'entreprise. Également en mai 1997, les neuf réseaux de distribution d'électricité municipaux se sont tous vu offrir la possibilité de choisir le fournisseur de leur choix, ce qui ouvrait le marché du Québec à la vente de gros d'électricité. En novembre 1997, afin de se positionner dans le marché déréglementé de l'électricité aux États-Unis, les Services énergétiques d'Hydro-Québec ont obtenu de la FERC le statut de grossiste en énergie électrique, ce qui permettait à une filiale d'Hydro-Québec d'avoir des relations commerciales dans le marché des États-Unis et de devenir membre du *New England Power Pool* et de PJM Interconnection.

<sup>3</sup> En Alberta, la modification de 1998 à l'*Electric Utilities Act* (Loi sur les entreprises publiques de production d'électricité) a entraîné la déréglementation des producteurs d'électricité et introduit une approche graduelle à compter de 1999 dans le cas des grands clients industriels, la déréglementation complète de tous les clients étant prévue en 2001. À ce moment-là, tous les clients pourront choisir d'acheter leur électricité directement d'un producteur choisi dans le *Power Pool* de l'Alberta ou d'un détaillant autorisé d'électricité de leur choix, ou de conserver leur fournisseur actuel. Un conseil indépendant sera chargé d'exploiter le regroupement concurrentiel des installations de production de l'Alberta nouvellement créé et diverses dispositions, notamment la création d'un « expert en surveillance » du marché, ont été adoptées, qui empêcheront toute pratique anticoncurrentielle.

mais le transport et la distribution demeureront sous le contrôle de l'État. Il est également prévu que les tarifs seront gérés par l'État.

- En 2000, toutefois, les plans de restructuration exposés dans les modifications constitutionnelles proposées ont été mis en suspens en réaction aux inquiétudes manifestées par le Congrès du Mexique.

### États-Unis

- La source d'énergie électrique la plus importante aux États-Unis est le charbon (52 %), suivi du nucléaire (20 %), du gaz (15 %), de l'énergie hydraulique (8 %), du pétrole (3 %) et des autres sources (2 %). Dans certaines régions, telles que l'ECAR (*East Central Area Reliability*, ou fiabilité de la région de l'Est et du Centre), le charbon sert à satisfaire plus de 80 % des besoins d'électricité.
- La capacité actuelle des États-Unis est d'environ 3 360 TWh. On prévoit qu'elle atteindra 4 350 TWh en 2020.
- D'après les prévisions, l'utilisation du charbon pour la production d'électricité augmentera, pour atteindre 333 000 MW en 2020.
- On prévoit que la production des centrales alimentées au gaz augmentera elle aussi, pour atteindre 126 000 MW en 2010 et 212 000 MW en 2020.
- La déréglementation du secteur de l'électricité est en cours depuis 1996. Avec la publication de l'arrêté 888 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, Commission fédérale de réglementation de l'énergie), qui rend les lignes de transport des entreprises de service public appartenant au secteur privé accessibles à tous les fournisseurs, et de l'arrêté 2000 de la FERC, qui encourage les entreprises de service public possédant leur propre réseau de transport à en confier la gestion à des entités régionales d'ici la fin de 2001, environ 60 % de la population américaine habite maintenant dans des États qui ont édicté une loi sur la libre concurrence et les dispositions connexes. Le DOE fait régulièrement le point sur les nombreux changements qui surviennent dans le domaine de la restructuration dans chaque État ([http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg\\_str/tab5rev.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html)).

## **Partie II – La restructuration du secteur de l'électricité**

À la fin des années 1990, le secteur de l'électricité en Amérique du Nord a vu apparaître des lois sur la restructuration. Il existe d'importantes différences entre les trois pays membres de l'ALÉNA — le Canada, le Mexique et les États-Unis — et entre les provinces ou États de chaque pays pour ce qui est de l'ampleur et du rythme de la restructuration. En effet, il faut faire des pieds et des mains pour que la documentation suive l'évolution des plans de restructuration.

La façon dont la trajectoire actuelle, de plus en plus incertaine, de la restructuration du secteur de l'électricité influera sur la qualité de l'environnement et la politique connexe en Amérique du Nord est l'une des questions clés qui seront examinées dans le rapport de la CNACE. La restructuration du secteur crée-t-elle de nouvelles occasions de protéger l'environnement, notamment une meilleure coopération trinationale dans le domaine des politiques environnementales entre le Canada, le Mexique et les États-Unis? Ou bien, la restructuration signifie-t-elle l'imposition de nouvelles contraintes à la protection efficace de l'environnement? Ou la restructuration laissera-t-elle inchangés les défis que pose actuellement la protection de l'environnement?

On suppose généralement que la restructuration crée de nouvelles occasions de protéger l'environnement, grâce au dégroupement du secteur de l'électricité et à l'offre aux clients de choix

volontaires en matière de certification d'électricité verte par un tiers. Les possibilités qu'offrent les choix volontaires d'électricité écologique, qui s'adressent surtout au segment résidentiel, demeurent incertaines. On sait toutefois que l'intervention dans le domaine de la réglementation — en particulier les mesures fondées sur le marché telles que les plafonds d'émissions, les normes de rendement ainsi que la technologie classique de commande et de contrôle — combinée à l'introduction plus récente de normes minimales relatives au portefeuille d'énergies renouvelables a permis de dissocier les taux de production d'électricité des taux de croissance de la plupart des émissions. En d'autres termes, même si la production totale d'électricité a augmenté de façon importante en Amérique du Nord, plusieurs indicateurs clés de l'état de l'environnement ont diminué (tels que le SO<sub>2</sub>) ou sont demeurés constants (tels que les NO<sub>x</sub>).

En vertu des approches actuelles en matière de réglementation, y compris la phase II des *Clean Air Act Amendments* (CAAA, Modifications à la Loi sur l'air salubre) et le *NO<sub>x</sub> SIP Call* (obligation pour les États d'appliquer des plans de mise en œuvre relatifs aux NO<sub>x</sub>), on prévoit que les émissions diminueront encore plus. On prévoit également que l'élimination graduelle des exemptions à la réglementation relatives aux vieilles installations de production, qui ont été accordées de façon temporaire par le biais de dispositions d'antériorité, entraînera une réduction supplémentaire des émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>. Qui plus est, étant donné les progrès impressionnants réalisés en matière de politiques de gestion de la demande, en particulier les normes d'efficacité énergétique relatives aux produits, les exigences plus rigoureuses des codes du bâtiment et les mécanismes d'encouragement connexes visant à en assurer le respect, on ne sait pas encore très bien comment les responsables de l'élaboration des politiques environnementales devraient aborder la restructuration du secteur de l'électricité.

## 1. Les avantages de la restructuration

Les attentes relatives aux avantages de la restructuration et de la libre concurrence sont élevées depuis que l'idée a été mise de l'avant au cours des années 1990. On a prévu que la libre concurrence rapporterait plusieurs avantages de nature économique ou autre, notamment : 1) des stimulants liés à la concurrence qui augmenteraient l'efficacité de la production; 2) des structures de tarification plus efficaces, d'après l'hypothèse selon laquelle les marchés privés sont mieux placés que les monopoles pour gérer les risques liés au prix; 3) une concurrence dans le marché, qui stimulerait l'innovation, à la fois dans le développement de technologies et l'adaptation des produits finaux aux besoins des clients. Le troisième avantage revêt une importance particulière pour les questions liées à l'environnement parce qu'il inclut les préférences des clients pour l'électricité verte.

Selon l'une des toutes premières prévisions (en 1996) au sujet des avantages de la restructuration du secteur de l'électricité, la déréglementation entraînerait une réduction de 25 % à 30 % des tarifs, ce qui se traduirait par des économies de coûts de 80 milliards de dollars américains. Les auteurs d'une étude effectuée en 1997 estimaient que les économies possibles pouvaient varier de 112 milliards à 440 milliards de dollars américains jusqu'en 2011<sup>4</sup>. Dans une étude de modélisation effectuée en juillet 1998, le DOE estimait que le prix national moyen de l'électricité diminuerait de 14 % d'ici 2010 dans un régime concurrentiel. On estime que, en régime concurrentiel, le coût total de l'électricité livrée aux clients en 2010 serait de 32 milliards de dollars américains inférieur à ce qu'il serait en vertu du scénario prévoyant des tarifs réglementés<sup>5</sup>. Une autre analyse laisse entendre que la concurrence qui ferait suite au démantèlement des monopoles donnerait naissance à d'autres genres

<sup>4</sup> Center for Clean Air Policy, *Air Quality and Electricity Restructuring: A Framework for Aligning Economic and Environmental Interests under Electricity Restructuring*, mars 1997, Washington, D.C.

<sup>5</sup> DOE, *Supporting Analysis for the Comprehensive Electricity Competition Act*, mai 1999, Washington, D.C.

d'innovations imprévisibles à l'heure actuelle et qui ont été réprimées par l'état des projets de réglementation<sup>6</sup>.

Trois questions entre lesquelles il existe un lien étroit ont rapport aux inquiétudes que suscitent les prévisions relatives aux avantages économiques de la restructuration. Premièrement, les prévisions d'économies et d'amélioration des efficacités se matérialisent-elles de la façon prévue? Deuxièmement, en supposant qu'il y a effectivement accumulation d'avantages économiques, quelle est la meilleure façon de mesurer ces avantages par rapport aux coûts pour l'environnement? Dans un rapport produit en 1997 par le *Center for Clean Air Policy* (Centre pour une politique sur l'air salubre), on fait valoir que, même si les coûts supplémentaires relatifs aux émissions de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>2</sub> et de CO en vertu de la restructuration vont de 16 milliards à 140 milliards de dollars américains par année, les coûts économiques sont, comme on l'a mentionné plus haut, beaucoup plus élevés, ce qui entraîne d'importantes économies de coûts nettes. Troisièmement, si la restructuration ne rapporte pas les économies prévues sur le plan économique, quelles sont les incidences sur l'environnement d'un programme de projets de déréglementation qui ne serait mis en œuvre que partiellement?

Dans les toutes premières prévisions, on utilisait les mots *restructuration* et *déréglementation* pratiquement de façon interchangeable. Maintenant que le processus est en cours depuis quelques années, surtout dans l'Ouest des États-Unis, il est évident que le terme *déréglementation* était une erreur d'appellation. Les leçons tirées du secteur des télécommunications ont été parfaitement claires à cet égard : l'intervention réglementaire a augmenté au lieu de diminuer, à mesure que les monopoles de l'industrie des télécommunications étaient démantelés. Dans le même ordre d'idée, les démembrements des monopoles de l'énergie électrique et le dégroupement de différents segments du secteur risquent d'exiger une intervention *accrue* — et non moindre — des organismes de réglementation. On a supposé que l'intervention réglementaire porterait surtout sur les questions d'accès et de tarifs payés par les clients, comme ce fut le cas dans l'industrie des télécommunications. On n'avait pas prévu que l'intervention inclurait également des interventions au niveau des prix dans les marchés de gros.

## 2. L'expérience jusqu'ici : gains en efficacité ou marchés dysfonctionnels?

Le secteur de l'électricité continue de connaître des changements sans précédent dans certaines parties du Canada, du Mexique et des États-Unis; d'une situation de marchés fermés et de services d'électricité groupés, on passe à une situation d'offre de nouvelles formes de compétition. Grâce aux modifications apportées à la concurrence, les entreprises d'électricité se diversifient, tant pour ce qui est des actifs que de l'exploitation, et de nouveaux fournisseurs font leur apparition dans le marché. Il y a eu 72 fusions et acquisitions depuis 1997, et un nombre plus important de joueurs offrent maintenant des services plus diversifiés<sup>7</sup>.

Aux États-Unis, la restructuration du secteur de l'électricité est en cours depuis que le New Hampshire a été le premier à offrir un choix aux clients en 1996. Depuis la publication des arrêtés 888 et 889 de la FERC, 24 États ont promulgué des lois en matière de restructuration. En examinant de plus près les statistiques mentionnées ci-après, on découvre une façon de traduire les tendances générales en matière de restructuration dans un marché en évolution. Au milieu de 2000, on comptait aux États-Unis environ 82 millions de clients d'entreprises de service public appartenant au secteur

<sup>6</sup> *Comprehensive Review of NW Energy Systems*, remarques par Steve Kean, ENRON, 1996.

<sup>7</sup> Les joueurs dans le marché de l'électricité des États-Unis sont : 12 entreprises de service public fédérales, 26 fournisseurs d'État, 70 districts publics d'électricité, 221 entreprises de service public appartenant au secteur privé, 700 négociants en électricité (y compris des producteurs vendant leur propre électricité), 800 coopératives, 1 886 réseaux municipaux (appartenant au gouvernement) et 4 222 producteurs d'électricité autres qu'un service public.  
Source : EEI, 2000.

privé et moins de 20 millions de ces clients avaient accès à des choix en matière d'approvisionnement. À ce jour, moins de 1 million de clients ont choisi de changer de fournisseur. On prévoit que ce nombre augmentera, pour atteindre 57 millions d'ici la fin de 2002.

C'est toutefois la Californie, qui a amorcé un processus de restructuration par étapes le 1<sup>er</sup> avril 1998, qui demeure le chef de file et le cas-type pour de nombreux autres États — de même que le Canada et à un degré moindre, le Mexique — en matière de restructuration.

### ***L'exemple de la Californie et les leçons pour les autres régions***

La période de transition relative à la restructuration en Californie va jusqu'au 31 mars 2002. Durant cette période, les taux de base des clients des entreprises de service public appartenant au secteur privé devaient être gelés aux niveaux de juin 1996. Après la période de transition, il est prévu que les taux suivront les niveaux du marché. On a réglé la question litigieuse des coûts dits échoués en demandant aux clients de l'État de payer un léger supplément.

En 1998, un dirigeant de la *California Energy Commission* (Commission de l'énergie de la Californie) a mentionné que, parmi les premières leçons à tirer de la restructuration, il y avait probablement les énormes bouleversements juridiques et contractuels que l'on verrait apparaître. Deux ans plus tard, sous le coup de ces bouleversements, Gray Davis, le gouverneur de la Californie, a décrit la restructuration comme « une monstrueuse erreur de calcul » de la part des planificateurs. Il a alors déclaré que plusieurs facteurs, tels qu'une augmentation marquée de la demande, un temps froid et sec, d'importantes augmentations du prix du gaz naturel, des inculpations de mercantilisme en rapport avec le prix du combustible et la fuite d'investisseurs liée aux changements apportés à la réglementation et qui ont éliminé de nouvelles sources d'approvisionnements, semblaient ne pas avoir été évalués correctement ou prévus lorsqu'on a amorcé le processus de déréglementation. Aujourd'hui, la Californie est aux prises avec une crise énergétique caractérisée par des approvisionnements limités, des pannes, la volatilité des prix, l'indignation des clients, l'insolvabilité financière et une hostilité non dissimulée au sein des organismes de réglementation.

Ce qu'on cherche maintenant à déterminer, c'est si c'est la déréglementation qui a mené à la crise de l'électricité en Californie ou si c'est le chemin emprunté par l'État pour la mettre en œuvre. L'attention a porté dans une large mesure sur l'intervention réglementaire et l'abandon du contrôle des prix dans le marché de gros. À la mi-décembre 2000, la Pacific Gas & Electric (PG&E) a mentionné que le marché de gros d'électricité en Californie était brisé.

Ce qu'on voit maintenant apparaître, c'est une bataille non dissimulée entre les responsables de la réglementation du gouvernement fédéral et ceux de l'État. Entre-temps, les deux principales entreprises de service public de la Californie — la PG&E et la Southern California Edison — déclarent des pertes de 9 milliards de dollars américains. Dans son *Interim Opinion* (opinion provisoire) de janvier 2001, qui autorisait une majoration de 7 % à 15 % des tarifs pendant 90 jours, la *California Public Utilities Commission* (Commission des services publics de la Californie) mentionnaient que les gestes posés en décembre 2000 par la *Federal Energy Regulatory Commission* (Commission fédérale de réglementation de l'énergie) en rapport avec le plafonnement des prix dans les marchés de gros défiaient le bon sens, la logique et la loi, et que ces mesures *donnaient une telle ampleur à la crise que celle-ci mettait en cause non seulement la solvabilité des entreprises de service public, mais la liquidité même du système* (Public Utilities Commission, Déc. 01-01-018, mise en évidence ajoutée).

La question clé demeure de savoir si la situation en Californie constitue un problème au niveau du séquençage déterminé ou du choix du moment de modifier la réglementation, ou si elle permet de

croire qu'il existe des problèmes plus fondamentaux et plus génériques. L'une des analyses laisse entendre qu'il faut retenir la première hypothèse et mentionne que l'incapacité du marché de s'adapter aux changements instantanés et de s'ajuster lorsque les conditions le justifient est l'incidence la plus importante de la théorie de l'approche de choc.

L'issue des événements qui se déroulent en Californie est pertinente à plusieurs des facteurs environnementaux soulevés dans le présent rapport. Tout d'abord, la situation injecte une nouvelle incertitude dans ce qui a déjà semblé être une marche inexorable vers la restructuration et la privatisation aux États-Unis et au Canada. L'incidence de la situation en Californie sur la législation en suspens dans les autres États et provinces peut réduire ou améliorer la probabilité que l'on voie apparaître dans le domaine de l'électricité de nouveaux scénarios autres que la restructuration du marché de gros. Essentiellement, l'évolution de la situation en Californie élargit la gamme des scénarios possibles, ce qui, à son tour, multiplie le nombre des diverses questions liées à l'environnement qui sont à l'étude. Par exemple, un nombre croissant de défenseurs de l'environnement insistent de plus en plus sur le recours à des stratégies fondées sur le marché pour améliorer le pourcentage des sources d'énergie renouvelable dans les marchés de l'électricité, à des programmes d'étiquetage et de certification, à des subventions et à la réduction des coûts d'entrée dans les marchés libres. Si on change le rythme ou les perspectives d'une libéralisation soutenue du marché, il se peut que les défenseurs se couvrent en concentrant leurs efforts sur les mécanismes de réglementation, notamment les normes de rendement, les plafonds d'émissions et les portefeuilles d'énergies renouvelables prescrits (également une caractéristique de nombreux régimes soi-disant déréglementés).

D'autres encore voient une occasion émerger de la situation en Californie et font remarquer que l'État pourrait corriger certains des problèmes d'approvisionnement auxquels il est confronté en augmentant la part des sources d'énergie renouvelable. Selon ce que ces personnes affirment, cette démarche contribuerait à stabiliser la fiabilité globale de la production et à réduire la volatilité des prix. D'autres voient un marché croissant pour la production non distribuée (hors réseau) provenant d'une nouvelle génération de sources comparativement plus propres, notamment les piles à combustible et les centrales de cogénération alimentées au gaz.

Comme la crise en Californie est loin d'être terminée, on ne voit pas très bien comment elle se réglera ou les leçons qu'en tireront les autres autorités législatives. Il ne fait pas de doute que la situation en Californie se propagera aux autres territoires confrontés aux mêmes défis. Au Canada, par exemple, depuis l'annonce de la déréglementation, l'Alberta fait face à des problèmes similaires à ceux que connaît la Californie : les prix de gros ont triplé, il y a peu de nouvelles augmentations de la capacité de production en cours de réalisation, les prix du gaz naturel demeurent élevés. En réaction, le gouvernement de l'Alberta a introduit — comme l'a fait celui de la Californie — un plafond sur les tarifs, bien qu'il ne s'applique qu'aux petits clients de détail, les fonds publics servant à réduire l'écart entre les prix de gros et les prix de détails. Parmi les incidences économiques évidentes de la création d'une structure tarifaire à deux volets, mentionnons le fait que les entreprises qui ne jouissent pas de subventions compensatoires sont relativement désavantagées sur le plan concurrentiel. Quant à l'Ontario, on s'attend généralement à ce que les tarifs augmentent après un gel de cinq ans. Cependant, vu les capacités d'approvisionnement et la diversité des sources d'énergie utilisées dans la province, on ne prévoit pas que celle-ci se retrouvera aux prises avec la crise liée aux prix que connaissent l'Alberta et la Californie. Bien que l'Ontario ait annoncé qu'elle passera entièrement à un marché concurrentiel, l'échéance de novembre 2000 a été reportée, quelque peu indéfiniment.

### **Partie III – Les conséquences de la restructuration pour l'environnement**

Vu la complexité des problèmes liés au secteur de l'électricité et la vitesse à laquelle celui-ci change en Amérique du Nord, il n'existe aucun moyen idéal d'aborder la façon d'évaluer les incidences de la restructuration sur l'environnement. On a tenté ci-après de répartir ces problèmes complexes en trois grandes catégories. De toute évidence, toutefois, il existe d'importantes relations entre ces catégories, à commencer par la question de savoir si l'innovation technologique qui consiste à respecter des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables est dictée par la demande des clients, les occasions d'approvisionnement ou un prolongement de la législation de l'environnement. Qui plus est, l'évolution des indicateurs de la qualité de l'environnement — telle que l'exprime l'évolution des émissions de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>x</sub> et de mercure (Hg) provenant des sources d'électricité — joue de toute évidence un important rôle de rétroaction dans l'évolution des fonctions d'approvisionnement et de demande.

Quiconque aborde ces problèmes très complexes doit également avoir à l'esprit ce qu'on a appelé la « carte blanche » dans le devenir des sources renouvelables d'énergie et des initiatives fondées sur les prix relativement aux mécanismes du Protocole de Kyoto. Selon la croyance populaire, les engagements envers la réduction des émissions totales de gaz à effet de serre en vertu du Protocole améliorent la viabilité économique des énergies de remplacement. Bien que les engagements actuels dans le secteur de l'environnement concernent surtout la réduction des émissions de SO<sub>x</sub>, de NO<sub>x</sub> et autres, les démarches en vue d'abaisser les émissions de CO<sub>2</sub> risquent de faire basculer les calculs économiques radicalement en faveur des ressources énergétiques renouvelables.

Compte tenu du fait que la VI<sup>e</sup> Conférence des Parties (à La Haye, à la fin de 2000) n'a pas réussi à aller de l'avant pour ce qui est des composants opérationnels des engagements pris à Kyoto en 1997, les projets dans le secteur du climat demeurent quelque peu en suspens. Néanmoins, les entreprises et les pays du monde entier ont reconnu que nous sommes dépendants du carbone à l'échelle de la planète, et les interventions dans ce domaine influenceront inévitablement sur les questions d'investissement et celles liées à la tarification dans le secteur de l'électricité.

#### **1. Les problèmes liés à l'approvisionnement**

Un des points encore en litige de la restructuration du secteur de l'électricité est l'incidence qu'aura toute modification spectaculaire des régimes de réglementation sur les nouveaux investissements dans le secteur. Au moment de leur introduction, les plans de restructuration ont suscité une inquiétude généralisée au sujet d'un gel profond des investissements de capitaux dans le secteur. Il y a cinq ans, le DOE des États-Unis prévoyait la faillite de certaines des plus grandes entreprises de service public et des pertes de revenu pouvant atteindre 30 %. En outre, on prévoyait que le flux de nouveaux capitaux dans le secteur diminuerait pour deux raisons : les coûts dits échoués et l'incertitude face à la réglementation.

Le meilleur moyen à utiliser pour régler le problème des coûts dits échoués demeure l'objet de travaux intenses, notamment la détermination des incidences sur l'environnement d'une aide financière accordée aux entreprises relativement à ces coûts qui se traduirait par une majoration des tarifs payés par les clients. Comme dans toute intervention liée à des subventions, de telles mesures créent une série de distorsions dans la structure des prix et le marché. En 1995, on estimait à 135 milliards de dollars américains les coûts dits échoués pour l'industrie aux États-Unis. En 2000, le chiffre est tombé à 19 milliards de dollars grâce à diverses mesures, notamment la vente par les entreprises de service public d'environ 26 milliards de dollars d'obligations à rembourser au moyen de majorations de tarifs. Bien que le problème des coûts dits échoués ait été l'obstacle le plus

important pour ce qui était d'attirer de nouveaux investissements de capitaux, certaines estimations récentes permettent de croire que le problème a diminué de façon importante.

Le second problème, l'incertitude au sujet de la réglementation, persiste et risque même de prendre de l'ampleur après la crise énergétique en Californie, ce qui a amené plusieurs autorités territoriales à reporter la question. On a mentionné l'incertitude au sujet de la réglementation comme l'une des causes de la réticence des investisseurs, ce qui risque en fin de compte d'éclipser le problème extrêmement épineux des coûts dits échoués. On a vu un exemple de la réaction des investisseurs à l'incertitude au sujet de la réglementation après la publication en avril 1994 des propositions du Budget des dépenses principal: les valeurs boursières ont alors chuté de 30 % en Californie. L'industrie s'est plaint du fait que, en l'absence de règles précises régissant le fonctionnement des marchés déréglementés, il était peu probable que de nouveaux capitaux soient injectés dans le secteur.

Par contraste, l'Ontario a annoncé en 2000 qu'elle investirait environ 3 milliards de dollars canadiens dans de nouveaux projets de production d'électricité, ce qui indique chez les investisseurs un niveau de confiance élevé dans le marché. Au même moment, la situation dans les autres provinces canadiennes en ce qui a trait aux niveaux d'investissement dans de nouveaux projets ne se compare d'aucune façon à celle de l'Ontario. Et même dans cette province, où la stabilité du prix des combustibles et les capacités de production permettent de satisfaire aisément les augmentations prévues de la demande, certains analystes ont prédit que les tarifs augmenteraient de 20 % entre 2001 et 2003, à moins qu'on fixe des règles claires qui réaffirmeront la confiance des investisseurs<sup>8</sup>. Étant donné cette incertitude, certains analystes se sont également demandés si les investissements annoncés se traduiraient réellement par de nouvelles sommes.

Étant donné l'augmentation prévue de la demande dans les trois pays membres de l'ALÉNA, les courants d'investissements sont essentiels pour le secteur. Il est également très important de savoir si les nouveaux capitaux seront investis dans des centrales modernes — et, pratiquement par définition, moins polluantes — ou si l'incertitude des investisseurs (combinée à la certitude absolue des augmentations de la demande) entraînera le report des investissements de capitaux et prolongera par conséquent la vie des vieilles centrales, qui sont généralement plus polluantes.

Les incidences sur l'environnement du prolongement de la vie des anciennes centrales ont été analysées de façon élaborée. Manifestement, elles dépendront en grande partie de la situation réglementaire dans laquelle les vieilles centrales fonctionnent<sup>9</sup>. Par exemple, dans une analyse de la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (Association nationale des commissaires à la réglementation des services publics), on estime que, si les vieilles centrales devaient respecter les normes modernes d'émissions de polluants et si les clauses d'exemption pour les vieilles installations polluantes et moins rentables étaient abolies, les coûts supplémentaires de mise en conformité avec les niveaux d'émissions permis seraient de 9,2 milliards de dollars américains par année, ce qui se traduirait par une augmentation de 4 % des tarifs de détail. On estime que les avantages pour l'environnement d'une réglementation identique pour les vieilles et les nouvelles centrales sont

---

<sup>8</sup> « Canada Wary of the Pitfalls of Electricity Deregulation, » *Financial Times of London*, 6 et 7 janvier 2001, p. 2.

<sup>9</sup> Il est possible que l'on voit apparaître des refuges pour pollueurs ou des halos de pollution, c'est-à-dire des endroits où des grappes de centrales énergétiques, soit relativement plus polluantes, soit relativement moins polluantes, se concentrent dans des territoires où les sources d'énergie sont abondantes et le climat de la réglementation, plus relâché. À l'heure actuelle, des restrictions structurales dans l'exploitation du réseau d'interconnexion nord-américain, notamment plusieurs goulots d'étranglement et autres défaillances de l'infrastructure, limitent ces théories. Ces considérations pourront toutefois devenir importantes à l'avenir, à mesure que le réseau d'interconnexion s'agrandira.

énormes, y compris une réduction estimée de 75 % des émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> (c.-à-d. de 7,3 millions de tonnes de SO<sub>2</sub> et de 3,3 millions de tonnes de NO<sub>x</sub>).<sup>10</sup>

Les nouveaux investissements de capitaux dans les ressources énergétiques renouvelables sont destinés à s'ajouter aux investissements dans la capacité de production moderne, mais courante. Étant donné l'agitation qu'a connue le marché récemment, on ne sait pas très bien quel sera le sort des investissements dans le domaine de l'énergie renouvelable. Plusieurs États américains ont introduit des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables fondées sur la réglementation et comportant des exigences de pourcentage minimal appelées à augmenter progressivement. Pour que ces normes soient respectées, il faudra investir de nouveaux capitaux dans les technologies d'énergie renouvelable, telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la biomasse.

Étant donné que les coûts en capital relatifs à la plupart des installations de production d'énergie électrique renouvelable ont tendance à être plus élevés que ceux relatifs aux formes d'énergie non renouvelable et vu la rareté des capitaux, l'un des arguments veut que les nouveaux flux de capitaux vers l'énergie renouvelable soient peu probables. On avance toutefois comme contre-argument que, du fait qu'une partie importante de la volatilité des prix est due à l'augmentation du prix des carburants (c.-à-d. qu'elle est extérieure à tout facteur réglementaire), les perspectives d'avenir pour les énergies de remplacement sont bonnes, vu qu'elles ne coûtent rien, ou presque rien, en carburant.

Au mois de décembre 2000, 163 MW de nouvelle capacité renouvelable avaient été mis en place aux États-Unis pour répondre aux besoins en électricité verte; une capacité additionnelle de 290 MW était soit en construction, soit annoncée officiellement. L'énergie éolienne et l'énergie solaire sont les sources d'énergie renouvelable les plus répandues, et l'énergie éolienne représente une partie importante de la capacité totale. On a annoncé d'ambitieux programmes d'augmentation des capacités actuelles d'énergie éolienne et différentes autorités territoriales appuient les normes prescrites relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables de différentes façons. Par exemple, le DOE a annoncé au milieu de l'an 2000 un plan prévoyant que 5 % de la production totale d'électricité au pays ferait appel à l'énergie éolienne. Une des parties importantes du plan stipulait que 5 % de tous les besoins en électricité du gouvernement fédéral seraient satisfaits au moyen de l'énergie éolienne d'ici 2010.

### ***Le manque d'uniformité des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables***

En vertu des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables, un certain pourcentage des kilowatts-heures livrés par les fournisseurs d'électricité de détail doit provenir de ressources énergétiques renouvelables. Trois points valent la peine d'être notés. Premièrement, les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables ne sont pas un mécanisme directement lié à des objectifs de protection de l'environnement, c'est-à-dire que, contrairement aux plafonds d'émissions et aux autres objectifs quantitatifs de performance environnementale, elles permettent d'obtenir une production d'électricité relativement plus propre en comparaison de celle que l'on obtient à partir des sources d'énergie non renouvelables. L'ampleur des avantages pour l'environnement dépend des types de ressources énergétiques renouvelables admissibles inclus dans les dispositions, de même que du pourcentage-seuil des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables. Généralement, on peut percevoir ces normes comme un moyen de soutenir l'industrie naissante des centrales électriques qui utilisent une source d'énergie renouvelable. Les normes semblent donc constituer un objectif à long terme des politiques environnementales par opposition à un objectif direct de qualité de l'environnement.

---

<sup>10</sup> National Association of Regulatory Utility Commissioners, *Grandfathering and Environmental Comparability*, juin 1998.

Deuxièmement, il n'existe aucune définition standard de ce qui constitue une ressource énergétique renouvelable (voir le tableau 3). D'après les lignes directrices provisoires de la *National Association of Attorneys General* (Association nationale des procureurs généraux), l'utilisation d'électricité verte doit se conformer à certains critères, notamment la preuve que :

Pour ce qui est de la production et du transport effectifs d'électricité et de l'élimination des combustibles épuisés, le produit, les services ou l'entreprise comptent principalement (à raison d'au moins \_\_ %) sur des sources de combustibles (durables) de réapprovisionnement; il n'y a aucun rejet de substances nocives dans l'environnement; de plus, les activités de l'entreprise ne suscitent aucune autre inquiétude importante relativement à l'écosystème ou à l'utilisation du sol.

Troisièmement, les exigences relatives aux portefeuilles énergétiques varient selon la région. Par exemple, celles du Maine stipulent que pas moins de 30 % des sources de l'électricité vendue au détail doivent être des sources renouvelables (au plus tard en 2000). En Arizona, environ 1,1 % du portefeuille énergétique de l'État doit provenir de sources d'énergie renouvelables (au plus tard en 2007).

La CNACE est en train de créer une base de données que l'on pourra interroger en ligne et qui contiendra de l'information sur les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables et des définitions de l'énergie renouvelable tirées des lois sur la restructuration du secteur de l'électricité (<http://www.cec.org/databases/certifications>). La base comprendra également des données sur les critères relatifs aux programmes volontaires de certification d'électricité verte par un tiers, de même que des lignes directrices relatives au marketing environnemental. Étant donné la quantité et la diversité des définitions de l'énergie renouvelable et de l'information sur les normes relatives aux portefeuilles énergétiques, la base de données est destinée à servir de source d'information à entrée unique, au moyen de laquelle on pourra comparer des sources d'énergie admissibles, des pourcentages de portefeuilles et les critères des programmes de certification.

**Tableau 3. Sources de combustibles admissibles dans le cadre d'une législation d'État proposée ou promulguée sur la restauration**

	Solaire	Éolienne	Hydrau- lique	Pile à combus- tible	Géo- thermique	Vagues et marées	Biomasse	Gaz de sites d'enfouis- sement	Gaz de digesteurs de boues	Ordures ménagères	Combus- tion de vieux pneus	Cogéné- ration	Autres critères
Arizona	X	X	<5 MW		X		De l'État	X	X				
Arkansas	X	X					X	X		X			
Californie	X	X	<30 MW		X	X	X	X	X	X <sup>5</sup>	X		
Caroline du Sud	X	X	Faible hauteur d'eau		X		X <sup>6</sup>	X <sup>8</sup>		X			
Connecticut	X	X	X <sup>2</sup>	X			X <sup>6</sup>	X	X	X			
D.C.	X	X	X		X	X	X		X				
Delaware	X	X	X		X		X	X					
Illinois	X	X	X <sup>3</sup>				X <sup>7</sup>						
Iowa	X	X	<100 MW		X		X			X			
Kansas	X	X	X				X	X					
Maine	X	X	X	X	X	X	X			X		X	Toutes <100 MW
Maryland	X	X	X		X	X	X	X		X			
Massachusetts	X	X	Au fil de l'eau	X		X	A faible taux d'émis- sions	X		X			
Michigan	X	X	X		X		X	X		X			
Missouri	X	X					X	X <sup>9</sup>					Écolo- giques et durables
Nevada	X <sup>1</sup>	X			X		De l'État						
New Jersey	X	X	<30 MW	X	X	X	X <sup>6</sup>	X					
Nouveau-Mexique	X	X	X	X <sup>2</sup>	X			X	X				Peu ou pas polluantes
Oklahoma	X	X	X		X		X <sup>6</sup>	X <sup>8</sup>		X			
Pennsylvanie	X	X	Faible hauteur d'eau		X		X <sup>6</sup>	X <sup>8</sup>		X			
Rhode Island	X	X	<100 MW <sup>3</sup>	X			X <sup>6</sup>						
Texas	X	X	X		X	X	X	X					
Vermont	X	X	<80 MW <sup>4</sup>				X <sup>7</sup>	X					Toutes <80 MW

Source : Base de données sur l'électricité de la CNACE.

- |   |  |   |   |
|---|--|---|---|
| 1 | Sauf l'énergie héliothermique.                     | 6 | Durable.  |
| 2 | Autorisée en vertu de la CWA ou de la CEAA.        | 7 | Agriculture, récoltes, déchets de sylviculture. |
| 3 | Aucune nouvelle construction ou agrandissement.    | 8 | Et provenant d'une mine.                        |
| 4 | Autorisée et certification de la qualité de l'eau. | 9 | Et lagunes.                                     |
| 5 | Combustible non fossile.                           |   |   |

## 2. Les considérations liées à la demande

Au moins de juillet 2000, six États américains offraient de l'électricité verte : la Californie, la Pennsylvanie, le Massachusetts, le New Jersey, le Maine et le Connecticut. On a mis en place environ 88 MW de nouvelles capacités utilisant des ressources énergétiques renouvelables, expressément dans le but d'alimenter les marchés concurrentiels d'électricité écologique, tant au niveau de détail qu'au niveau de gros. De ce total, d'après une étude du *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, Laboratoire national des énergies renouvelables) réalisée en décembre 2000, environ 54 MW servent à alimenter la Californie, la Pennsylvanie, la Nouvelle-Angleterre et New York, et la capacité restante est commercialisée dans le nord-ouest par la Bonneville Power Administration. On prévoit ajouter aux États-Unis environ 82 MW de capacité d'énergie renouvelable pour satisfaire les augmentations de la demande.

Lorsqu'on examine ces chiffres dans le contexte de marchés concurrentiels, le défi manifeste consiste à comprendre la différence entre la fourniture d'électricité verte que dicte la demande et celle que dicte l'offre. Quand on suppose que le passage des clients à l'électricité écologique est dicté par la demande, la question est alors de savoir si, de façon générale, la volatilité actuelle des tarifs incitera les clients à choisir ce type d'électricité.

L'une des hypothèses qui peut servir de guide en rapport avec le fait d'offrir aux consommateurs la possibilité d'opter pour de l'électricité verte est celle selon laquelle un pourcentage mesurable du nombre total de clients achètera de l'électricité de ce type si elle est disponible. De nombreuses études de marché mesurent l'intérêt des clients pour l'électricité écologique et leur volonté d'en payer le prix. On peut trouver une des revues les plus utiles des études de marché dans les mises à jour faites par le NREL, notamment la cinquième édition de ces études (2000). Les tendances générales révélées par les enquêtes passées permettent de croire que les clients résidentiels manifestent régulièrement un grand intérêt pour les choix en matière d'électricité verte. Les mêmes enquêtes laissent également entendre que l'intérêt est plus faible chez la clientèle d'affaires.

Les constatations faites dans le cadre des études de marché sont renforcées par les résultats des études pilotes sur l'électricité verte. Par exemple, une étude pilote de quatre municipalités du Massachusetts a permis de constater que 31 % des participants résidentiels avaient choisi l'option écologique, en comparaison de 3 % des clients commerciaux.

Les programmes de certification de l'électricité verte font toutefois la promotion auprès de la clientèle d'affaires des possibilités d'approvisionnement qui s'offrent aux institutions. Certains des grands acheteurs institutionnels qui satisfont déjà une partie de leurs besoins d'électricité avec de l'énergie verte sont MCI, Toyota, la *Los Angeles Airport Authority* (Administration aéroportuaire de Los Angeles), Time Warner, l'*US Postal Service* (Service postal des États-Unis), la Ville de Chicago. Quiconque examine les schémas de réponse relatifs aux études de marché doit avoir à l'esprit la façon d'agir des acheteurs des grands organismes. Par exemple, 62 % des répondants au cinquième sondage d'opinion national mené en 2000 par la *Sustainable Energy Coalition* (Coalition des énergies durables) souhaitaient que le DOE accorde une priorité élevée au financement de l'énergie renouvelable. Des sondages effectués en 1999 et en 2000 en Caroline du Nord ont révélé que 51 % des clients participants avaient mentionné vouloir acheter de l'électricité propre et que 11 % d'entre eux avaient indiqué être prêts à payer 20 \$ de plus par mois pour ce type d'énergie.

Ce sont là deux exemples d'un nombre croissant d'études de marché qui indiquent que, lorsqu'on leur offre le choix, non seulement les clients choisissent l'électricité plus propre, mais ils semblent également prêts à payer plus cher pour de l'énergie verte. La série de mises à jours sur les études de marché préparée par le NREL en 1999 montre régulièrement chez les utilisateurs résidentiels une

préférence marquée pour l'électricité écologique. Voici quelques-uns des points saillants du rapport du NREL :

- Entre 50 et 95 % des clients résidentiels disent être prêts à payer un modeste supplément de prix pour de l'énergie renouvelable.
- La relation entre la volonté de payer et l'augmentation des prix laisse voir les caractéristiques suivantes : 70 % des clients sont prêts à payer au moins 5 \$US par mois pour des ressources énergétiques renouvelables, 38 % sont prêts à payer 10 \$US par mois et 21 % sont prêts à payer 15 \$US par mois. L'étude du NREL, mentionne qu'il est probable que toutes les études présenteront le même schéma de résultats.
- Essentiellement, les données actuelles permettent de croire à une volonté encore plus grande chez les clients de payer plus cher pour de l'électricité renouvelable dans une situation de marché concurrentiel comme la restructuration. L'étude du NREL a révélé que les réponses des clients pourraient être plus importantes lorsque ceux-ci ont à choisir entre la renonciation à des diminutions de tarif — l'une des issues prévues de la restructuration — et le paiement d'un supplément par rapport aux tarifs actuels pour de l'électricité verte.

L'une des dures leçons tirées des études de marché sur la volonté de payer, c'est le grand écart que l'on constate entre ce que les gens disent qu'ils feront et ce qu'ils font en réalité. Barbara Farhar (1996) suggère une règle empirique raisonnable : un taux de réponses positives de 10 % de la part des clients pour ce qui est de leur volonté de payer se traduit par 1 % de clients qui se convertissent à l'électricité écologique<sup>11</sup>.

Étant donné l'écart entre les réponses des consommateurs au sujet de leur volonté de payer et les décisions qu'ils prennent effectivement, on ne sait pas encore très bien si la volatilité des tarifs liée à la restructuration rend le marché de l'électricité verte encore plus difficile. En d'autres mots, à la lumière des augmentations de tarifs de 7 % à 15 % annoncées en janvier 2001 par la *California Public Utilities Commission* et vu les prévisions d'augmentations tarifaires supplémentaires après la période initiale de 90 jours, il est raisonnable de supposer que la perspective que les clients aient à payer un supplément qui s'ajouterait aux augmentations tarifaires actuelles créera de nouveaux obstacles pour l'électricité verte.

### **3. La modélisation des conséquences de la restructuration pour l'environnement**

On trouve de plus en plus de documents dans lesquels on cherche à évaluer les impacts de la restructuration sur l'environnement à l'aide de la modélisation et d'outils de prévision (voir l'annexe A). Les efforts de modélisation ont certains éléments en commun, à commencer par l'observation du fait que la restructuration du secteur de l'électricité ne modifie que peu ou pas l'environnement. Dans des circonstances idéales, la restructuration peut également comporter des avantages environnementaux positifs, et ce, à peu de frais. Les facteurs les plus répandus de l'amélioration de l'environnement découlent de gains d'affectation supposée et autres gains en efficacité, combinés à la possibilité pour les consommateurs d'acheter de l'électricité verte.

L'énoncé des incidences environnementales (EIE) publié par la FERC en avril 1996 a été l'une des toutes premières études des répercussions de la restructuration sur l'environnement. À l'aide de différents scénarios, l'EIE concluait que la restructuration n'aurait que peu ou pas d'impacts défavorables sur l'environnement. Comme point de référence quelconque pour les analyses

---

<sup>11</sup> Cet écart suit de près l'étiquetage des produits écologiques plus généralement. Martin Wright a remarqué qu'il existait un monde entre ce que les gens disent aux sondes être prêts à faire (payer des suppléments de prix pour des produits plus écologiques) et ce qu'ils font en pratique (hausser les épaules et se procurer le produit bon marché).

subséquentes, les constatations de l'EIE de la FERC ont été en grande partie reconfirmées. L'EIE a toutefois attiré des critiques en raison des hypothèses sous-jacentes qu'on y trouvait. Par exemple, comme l'énoncé suppose que les changements qui découleraient de la restructuration ne concerneraient que les prix et non les capacités de transport, il se peut que les répercussions sur l'environnement aient été sous-évaluées.

Il est difficile de modéliser les répercussions sur l'environnement dans le secteur de l'électricité et ce, pour plusieurs raisons. Premièrement, les modélisateurs doivent examiner les changements économiques découlant de la déréglementation et déduire de ces changements dans les prix relatifs ceux qui risquent d'être dictés par les modifications apportées à la réglementation et/ou les modifications secondaires des normes de performance environnementale. Il est difficile de formuler des hypothèses au sujet des répercussions sur la tarification et des réactions probables du marché, étant donné le nombre de problèmes concurrents, divergents et turbulents qui caractérisent le secteur. Parmi ceux-ci, mentionnons : l'augmentation prévue de la demande; la volatilité des prix; le rythme et le coût de l'innovation technologique; les répercussions de la réglementation sur l'environnement [en particulier la phase II des CAAA, le *NO<sub>x</sub> SIP Call*, le *NSR* (New Source Review) appliqué aux centrales actuelles et les exigences de l'*Ozone Transport Commission* (OTC, Commission sur le transport d'ozone) des États-Unis, ainsi que leurs contreparties canadiennes et mexicaines]; les modifications apportées à l'infrastructure de transport, notamment la tarification des services de transport; le rôle des services accessoires dans un marché déréglementé et leur incidence sur les prix. De plus, les modèles doivent incorporer les modifications probables aux interventions en matière de réglementation autres que celles liées à l'environnement, notamment les modifications apportées à la politique sur la concurrence et les questions de droit fiscal.

Étant donné le nombre de variables avec lesquelles on doit jongler, les limites des travaux de modélisation sont évidentes. Et pourtant, les modèles sont des outils très utiles. Ils aident à structurer des données très complexes d'une façon logique sur le plan intérieur; en outre, ils permettent d'obtenir des ordres de grandeur relatifs à la trajectoire de la modification de l'environnement en fonction de diverses hypothèses.

Par conséquent, le rapport de la CNACE s'inspirera des résultats obtenus à l'aide de différents modèles pour permettre de comprendre les répercussions possibles de la restructuration sur l'environnement. On trouvera à l'annexe A un aperçu de certaines des constatations clés que permettent de faire les modèles actuels. Il est utile de noter que les résultats des efforts de modélisation peuvent varier énormément. Selon certains modèles, la restructuration n'entraîne que peu ou pas de coût pour l'environnement, mais il y a effectivement des gains pour l'environnement grâce à l'efficacité (p. ex., le modèle POEMS de 1998). D'autres modèles permettent de croire que certaines émissions augmentent de façon négligeable, en particulier celles de *NO<sub>x</sub>* (NESCAUM, 1998). Deux points communs ressortent toutefois des constatations que permet la modélisation :

1. Si les plafonds quantitatifs d'émissions demeurent fixes, la déréglementation ne devrait pas influencer sur la qualité globale de l'environnement, du moins pour ce qui est des émissions soumises à un plafond. Dans le cas des indicateurs environnementaux qui ne sont pas soumis à des plafonds, tels que le *CO<sub>2</sub>*, il est difficile d'estimer les impacts sur l'environnement.
2. Plusieurs exercices de modélisations suscitent des inquiétudes au sujet de l'augmentation possible des émissions de *NO<sub>x</sub>* que pourrait entraîner la restructuration.

Lorsqu'on prépare une recherche documentaire et un commentaire sur les travaux de modélisation récents, notamment l'exercice soutenu par la CNACE en 2000, il est utile de s'inspirer des leçons tirées des récents travaux d'évaluation des répercussions de nature plus générale de la libéralisation du commerce sur l'environnement. Le fait d'inclure les leçons tirées de ce domaine a comme

avantage de faire intervenir une compréhension intuitive des répercussions secondaires ou produites par le prix de la *libéralisation* du marché sur l'environnement — c'est-à-dire de la façon de procéder pour évaluer la modification de l'environnement qui a lieu durant une période de transition et est dictée par les changements apportés à la politique et à la réglementation. On a élaboré dans l'arène environnementale un cadre utile d'évaluation des évolutions dynamiques; il comprend les catégories suivantes :

- *Effets d'échelle*. — Les répercussions sur l'environnement d'une augmentation absolue de l'activité économique (c'est-à-dire la production totale d'électricité).
- *Effets technologiques* — La manière dont les avancés dans la production de technologies dissocient les taux de croissance de la production des taux de modification environnementale.
- *Effets réglementaires* — Le rôle que la législation de l'environnement et les autres législations — notamment la politique sur la concurrence et les lois fiscales — jouent dans le rendement du secteur et les résultats en matière d'environnement.
- *Effets du produit* — Le rôle que les initiatives concernant la demande, notamment les normes d'efficacité fondées sur le produit et une demande accrue pour des programmes volontaires de certification par un tiers, jouent dans la qualité de l'environnement.
- *Effets de composition* — Une considération plus éloignée, liée aux modifications du produit intérieur brut (PIB) et à la façon dont la croissance des revenus modifie la composition de la production économique totale (p. ex., de la fabrication à l'intensité des services en tant que fonction de la croissance du PIB par habitant).

#### **Partie IV – Les structures commerciales internationales et les questions d'accès au marché**

Selon les prévisions, le commerce transfrontalier de l'électricité en Amérique du Nord croîtra au cours des deux prochaines décennies. Il existe déjà des liens étroits entre les États-Unis et le Canada, dont les réseaux de transport comportent déjà plus de 100 interconnexions, dont environ 36 sont des interconnexions de gros d'une capacité totale de 18 900 MW. Les exportations du Canada vers les États-Unis sont de l'ordre de 45 000 MW par année et la quantité d'électricité importée des États-Unis par le Canada varie, mais elle est de l'ordre de 7 000 MW à 10 000 MW. La majorité des maillages mettent en cause les réseaux de transport des États-Unis et de l'Ontario. Au niveau organisationnel, les réseaux d'électricité canadiens et américains sont intégrés par l'entremise du *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de fiabilité de l'électricité) et de ses 10 conseils régionaux.

Par contraste, les connexions entre les réseaux américains et mexicains sont limitées. Le principal exportateur au Mexique est CFE, qui exporte de l'énergie électrique vers le nord, en Californie (de même qu'à Belize). Les capacités d'interconnexion actuelles peuvent traiter environ 900 MW d'échanges. Il est difficile de synchroniser les réseaux maillés, parce que la principale partie du réseau maillé du Mexique n'est pas raccordée au réseau maillé du nord-ouest mexicain ni à celui des États-Unis. Les échanges entre les États-Unis et le Mexique sont concentrés dans la région de la Californie et de la Baja California, et au Texas (El Paso Electric Co.). Le rapport de la CNACE sur l'électricité en Amérique du Nord publié en 1999 contient le détail des interconnexions actuelles et inclut les défis que présente la synchronisation entre les trois partenaires de l'ALÉNA.

On prévoit de façon générale que, à mesure que l'ALÉNA et les autres liens dans les domaines de l'économie et des transports resserreront les liens entre les trois économies nord-américaines, le commerce de l'électricité prendra de l'ampleur et les perspectives économiques d'une interdépendance continentale en matière d'énergie électrique s'amélioreront. Certaines prévisions (Hill, 2000) laissent entendre que les exportations d'électricité de l'Ontario vers les États-Unis

pourraient augmenter au point d'atteindre 8 TWh d'ici 2002. D'autres prévisions permettent de croire que le réseau de service public du Mexique finira par être raccordé aux installations communes du Texas.

Comme dans tout secteur, l'augmentation des échanges internationaux conduit à examiner l'accès aux marchés et le champ d'application des règles. Étant donné l'importance primordiale d'une gamme de mesures environnementales qui non seulement influent sur la production, mais risquent également d'avoir une incidence sur différents réseaux maillés dans le secteur de l'électricité ou de conditionner l'accès à ces réseaux, la dernière section du rapport de la CNACE examinera une série de questions liées au commerce et à l'environnement.

Le paragraphe 10(6) de l'ANACDE inclut des mesures visant à prévenir les différends commerciaux liés à l'environnement. Il est important de noter d'abord qu'il n'existe aucun problème commercial entre les pays membres de l'ALÉNA relativement au commerce transfrontalier de l'électricité. Et pourtant, plusieurs questions valent peut-être la peine d'être examinées. Parmi celles-ci, mentionnons : 1) le rôle important que jouent les normes environnementales et les normes d'efficacité énergétique dans les avis d'obstacles techniques au commerce liés aux normes de produits; 2) les répercussions du manque d'uniformité des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables des différentes autorités gouvernementales, si ces différences peuvent servir à conditionner l'accès au marché et si ce conditionnement risque de soulever des problèmes en matière de règles commerciales; 3) si l'expérience en politique internationale en matière d'environnement et de commerce liée à une harmonisation vers le haut des normes joue un rôle dans la façon dont chaque secteur d'activité en Amérique du Nord aborde la protection de l'environnement.

## 1. Les questions liées au champ d'application

La portée exacte de l'application de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT) et de l'Accord général sur le commerce des services (AGCS) de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) à l'industrie de production de l'énergie électrique n'a toujours pas été déterminée. La question centrale est de savoir si la production d'énergie électrique constitue un service ou un procédé de fabrication. L'énergie électrique est intangible, qualité qui a toujours servi à classer des articles comme services. Qui plus est, on ne peut pas stocker l'électricité de façon efficiente et elle doit être consommée au moment où elle est produite, ce qui est une autre caractéristique d'un service.

Par ailleurs, les centrales thermiques servent à transformer matériellement en électricité l'énergie présente dans divers combustibles. Cette transformation matérielle est typique d'un procédé de fabrication. Dans une étude entreprise récemment par l'*International Trade Commission* (Commission du commerce international) des États-Unis, à la demande de l'*US Trade Representative* (USTR, Représentant commercial des États-Unis), on a défini l'industrie de production d'énergie électrique de manière à y inclure certains domaines fondamentaux, notamment la production d'énergie électrique<sup>12</sup>. On ne sait pas encore très bien si cette demande de classification de l'USTR est une indication de la position que celui-ci adoptera face à la question de savoir si l'électricité est un bien ou un service dans les négociations à venir dans le cadre de l'AGCS.

À la présente étape initiale de l'étude de la CNACE, on suppose néanmoins que l'électricité est un bien. Les indices voulant que l'électricité soit régie par le GATT et qu'elle soit considérée comme un bien par bon nombre des membres de l'OMC sont corroborés par son inclusion dans la liste des engagements envers le GATT 1994 de la plupart des principaux partenaires commerciaux, tels que les États-Unis, l'Union européenne et le Canada (elle n'est toutefois pas incluse dans la liste du Japon ni

---

<sup>12</sup> *Electric Power Services: Recent Reforms in Selected Foreign Markets*, enquête n° 332-411, publication 3370 de l'USITC, novembre 2000, p. 1.

dans celle du Mexique). Ces listes contiennent les engagements tarifaires des membres de l'OMC relativement aux biens. Il se peut que l'AGCS ait en ce moment un certain rapport avec les services liés à l'électricité, mais cette application est toutefois limitée. Par exemple, les listes de l'AGCS des États-Unis n'incluent à l'heure actuelle que les services accessoires à la distribution d'énergie qui sont inclus dans le secteur appelé « autres services commerciaux »<sup>13</sup>.

Le chapitre 6 de l'ALÉNA traite des produits énergétiques et des produits pétrochimiques de base. Le troisième paragraphe de l'article 602, qui traite de la portée et du champ d'application, stipule que les biens et les activités liés aux produits énergétiques et aux produits pétrochimiques sont régis par les dispositions de l'ALÉNA<sup>14</sup>. Le premier paragraphe du même article précise que le chapitre 6 « s'applique aux mesures qui y sont énoncées en ce qui concerne les produits énergétiques et les produits pétrochimiques de base originaires des territoires des Parties, ainsi qu'en ce qui concerne l'investissement et le commerce transfrontières des services associés à ces produits ». Les biens précis faisant l'objet de la disposition sont énumérés dans le paragraphe 2 et incluent notamment l'énergie électrique du fait qu'elle est classifiée en vertu du chapitre 27.16 du Système harmonisé<sup>15</sup>. On peut donc conclure que l'électricité comme telle est considérée à l'heure actuelle comme un bien en vertu de l'ALÉNA.

---

<sup>13</sup> Les États-Unis d'Amérique, Liste des engagements précis, ACGS/SC/90, 15 avril 1994.

<sup>14</sup> Le paragraphe 3 de l'article 603 renvoie également à l'annexe 602.3, qui introduit des réserves et des dispositions spéciales acceptées par le Mexique relativement à l'application de l'ALÉNA aux activités et aux biens liés aux produits énergétiques et aux produits pétrochimiques. L'État mexicain se réserve plusieurs activités stratégiques, dont l'une est la fourniture d'électricité en tant que service public (y compris la production, le transport, la transformation, la distribution et la vente d'électricité). L'annexe inclut également des dispositions au sujet des activités des installations de production d'électricité et des investissements dans ces installations.

<sup>15</sup> Voir l'article 602, paragraphe 2 h).

## Annexe A – Aperçu des récents travaux de modélisation

Parmi les études de modélisation qui seront mentionnées dans le rapport de la CNACE, on retrouve les documents suivants :

### A. *Air Quality and Electricity Restructuring (Center for Clean Air Policy)*

- Lorsqu'il existe des plafonds d'émissions fixes, la restructuration ne mène à aucune augmentation des émissions liées aux services publics. Par définition, les plafonds quantitatifs préviennent toute augmentation au delà du plafond. Combinée avec les programmes d'échange d'émissions comme le programme concernant le SO<sub>2</sub>, la restructuration permet d'atteindre les objectifs en matière d'émissions de manière économique.
- Quand il n'existe aucun plafond d'émissions, il est probable que la restructuration fait augmenter les émissions de NO<sub>x</sub>. Par exemple, dans l'État de New York, la modélisation montre que celles-ci augmentent de 11 % à 18 % durant la saison d'ozone l'été.
- L'augmentation de la production au moyen d'installations qui ne sont soumises à aucun plafond, soit en raison d'une augmentation de la charge nationale, soit en raison de l'augmentation des ventes interrégionales, fait augmenter les émissions en cas de restructuration. L'augmentation de la production dans le Midwest des États-Unis au moyen de centrales qui sont moins coûteuses, plus polluantes et ne sont soumises à aucun plafond fait augmenter les émissions de NO<sub>x</sub><sup>16</sup>.
- Que la concurrence joue au niveau de détail ou au niveau de gros ne modifie en rien la quantité nette d'émissions.

### B. *POEMS Modeling Results for Renewable Portfolio Standards (RPS) and Carbon Dioxide Emissions* (Résultats de la modélisation POEMS quant aux normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables et aux émissions de dioxyde de carbone).

Dans ses prévisions de 1998, le DOE des États-Unis note que la restructuration est susceptible de produire plusieurs avantages pour l'environnement. Parmi les points saillants du *Policy Office Modeling System* (POEMS, Système de modélisation du Bureau des politiques), qui établit un lien entre le *National Energy Modeling System* (NEMS, Système national de modélisation du rendement énergétique) et TRADELEC (un modèle d'électricité élaboré expressément pour les besoins de l'évaluation des marchés concurrentiels d'électricité), on trouve les points énumérés ci-après et liés aux agencements de combustibles et aux résultats en matière d'environnement.

---

<sup>16</sup> La préoccupation au sujet d'une augmentation possible des émissions des vieilles centrales auxquelles la déréglementation permet d'accéder à l'infrastructure de transport et qui peuvent compétitionner uniquement en fonction du prix a toujours été un sujet de discussion central. On trouve par exemple dans l'étude sectorielle de 1999 de la CNACE, *L'électricité en Amérique du Nord*, la mise en garde suivante :

Le facteur le plus important sur le plan de l'environnement, en ce qui concerne l'électricité nord-américaine, réside dans ce qu'il adviendra des 300 gigawatts (GW) et plus de capacité de production non utilisée dans les centrales au charbon. Ces centrales fournissent actuellement plus de la moitié de l'énergie électrique produite aux États-Unis et représentent environ 35 % de la capacité installée totale en Amérique du Nord et approximativement deux fois la capacité installée combinée du Mexique et du Canada. [...] Si l'avantage concurrentiel associé à ces normes plus faibles se révèle décisif [sur un marché concurrentiel], les centrales américaines alimentées au charbon pourraient aller jusqu'à accroître leur production d'un tiers en réponse à la croissance de la demande continentale, à l'ouverture de nouveaux marchés et à de nouvelles pressions concurrentielles.

Ainsi, ce scénario envisage une poussée soudaine à court terme de la production des vieilles centrales au charbon qui submergerait les concurrents soumis à des règles plus strictes [...].

- La production d'électricité à partir de ressources visées par les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables va presque tripler. L'augmentation est en grande partie dictée par les gouvernements et le système suppose qu'une disposition relative au plafonnement des coûts — qui fixerait la limite du prix des crédits en matière d'énergie renouvelable — serait mise en application. Selon les prévisions, l'objectif proposé par l'administration, soit 7,5 % de ce que prévoient les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables, ne serait pas atteint parce que certains détaillants opteraient pour des crédits de remplacement. On parviendrait de plus en plus souvent à atteindre les objectifs fixés dans les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables si on pouvait réduire les coûts de production grâce à l'innovation technologique.
- Les émissions de CO<sub>2</sub> seront réduites de 40 %, soit d'un équivalent en carbone de 60 millions de tonnes métriques, d'ici 2010.
- Il n'y a aucune modélisation des émissions de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>2</sub> prévues parce que les plafonds d'émissions énoncés dans les CAAA et les mesures connexes — notamment les limites de la phase II relatives aux NO<sub>x</sub>, les restrictions saisonnières énoncées dans la *1998 Ozone Transport Region* (OTR, Région de transport d'ozone), et d'autres mesures — doivent être en vigueur, peu importe les modifications des capacités de production totales.

### C. *Evidence of Increased Environmental Pressure (NESCAUM)*

Cette étude effectuée en janvier 1998 examinait les répercussions d'une déréglementation plus poussée du secteur de la production d'énergie électrique sur la pollution de l'air<sup>17</sup>. Voici quelques-uns des points saillants de l'étude :

- D'après divers facteurs, qui concernaient surtout les élasticités croisées relatives au combustible, mais qui incluaient la déréglementation, la demande d'électricité en gros à bas prix a entraîné aux États-Unis l'augmentation de la production des centrales alimentées au charbon assujetties à une réglementation moins rigoureuse. L'étude (qui s'appuie sur des données de 1996 et de 1997) mentionne que l'augmentation des ventes de gros a été rendue possible par l'augmentation de la production des centrales thermiques alimentées au charbon.
- Les émissions des entreprises de service public ont augmenté de façon importante pendant que la restructuration du secteur de l'électricité était en cours. Le rapport fait référence en particulier aux données de 1996 sur les émissions de NO<sub>x</sub>.
- L'infrastructure de transport actuelle est capable d'absorber une importante augmentation des transferts d'électricité, permettant ainsi à de l'électricité peu coûteuse et très polluante de circuler vers de nouveaux marchés.

### D. Modèle de la CNACE : augmentation des émissions

On a obtenu un ensemble contrastant d'estimations à l'aide d'un modèle beaucoup moins perfectionné et robuste que le modèle POEMS de 1998. Le modèle *Front of the Envelope* (FOE) commandité par la CNACE est un outil relativement accessible utilisé pour pondérer des répercussions choisies de modifications apportées à la réglementation des marchés d'électricité en Amérique du Nord et, en particulier, pour déterminer la façon dont la qualité de l'environnement serait modifiée.

On utilise différents paramètres pour évaluer les impacts sur l'environnement. Dans le modèle de la CNACE, on applique trois scénarios : déréglementation minimale, déréglementation moyenne et déréglementation complète. On utilise également trois agencements de sources d'énergie

<sup>17</sup> NESCAUM, *Air Pollution Impacts of Increased Deregulation in the Electric Power Industry: An Initial Analysis*, juillet 1998.

différents : un premier scénario dans lequel l'agencement des sources demeure le même (statu quo); un scénario optimiste en vertu duquel la part d'électricité produite par des centrales alimentées au gaz naturel augmente de 1 %; un scénario moins optimiste qui prévoit une augmentation de 1 % de la part du charbon dans les ressources énergétiques. Le modèle de la CNACE inclut un grand nombre d'hypothèses et de paramètres de contrainte additionnels. Parmi les principales constatations faites à l'aide du modèle de la CNACE en 2000, on retrouve ce qui suit :

- La déréglementation fait augmenter les émissions totales de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub> en Amérique du Nord, essentiellement à cause d'un transfert de la production d'électricité entre les régions. Celle-ci augmente dans les régions où les prix de l'énergie sont relativement bas et diminue dans celles où ils sont élevés. Il y a transfert de production à la fois vers des régions relativement propres et des régions relativement polluantes. L'augmentation des émissions dans les régions polluantes est toutefois beaucoup plus importante que la diminution résultant du transfert vers les régions plus propres.
- L'augmentation de la part du gaz naturel dans la combinaison de combustibles contribue à compenser l'augmentation des émissions due à la déréglementation.
- La réduction des émissions perd de l'ampleur à mesure que la déréglementation du marché de l'électricité s'amplifie. Une augmentation de 1 % de la part de l'électricité produite par des centrales thermiques au charbon entraîne une augmentation des émissions dans toutes les régions et dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.
- La diminution des coûts marginaux entraîne l'augmentation de la production totale d'électricité et celle des émissions. Parce que les différences entre les estimations à long terme et celles à court terme sont tout simplement des valeurs absolues plus importantes des élasticités de l'offre et de la demande, les configurations mentionnées plus haut sont tout simplement exacerbées à long terme, c'est-à-dire que c'est davantage à long terme qu'à court terme que la déréglementation fait augmenter les émissions.

#### E. Production d'énergie électrique en Ontario : répercussions de la libéralisation du commerce d'électricité sur l'environnement

Les travaux de modélisation exécutés par Hill & Associates fait appel à deux éléments constitutifs : l'*Utility Fuel Economics Model* (UFEM, Modèle de l'économie des combustibles des services publics) et le *National Power Model* (NPM, Modèle national de l'électricité). L'intégration des modèles se fait de façon séquentielle. Le NPM modélise la répartition de la production des centrales dans des conditions optimales sur le plan économique (avec contraintes réglementaires et autres) et la production totale est entrée dans l'UFEM. Celui-ci évalue alors les choix en matière de nouveaux combustibles ou d'assainissement — y compris les constellations technologiques et de nouveaux combustibles — qui sont ensuite réintroduits dans le modèle NPM.

Les travaux de modélisation exécutés par PHB Hagler Baily font appel à un modèle GE MAPS pour estimer les modifications du réseau d'électricité Eastern Interconnection des États-Unis, l'Ontario étant inclus, pour la période de 2005 à 2012. Le modèle utilise deux scénarios :

1. *Le scénario de référence* suppose la mise en œuvre de la phase II des CAAA. En 2000, les émissions de dioxyde de soufre étaient limitées à 0,55 kg par million de BTU et le plafond des émissions de NO<sub>x</sub> était de 0,18 à 0,21 kg par million de BTU, selon le type de chaudière en cause. Dans le cas des 11 États membres de l'OTC, on a imposé des réductions additionnelles d'émissions. Le scénario de référence suppose que l'Ontario impose un plafond d'émissions de 175 000 tonnes métriques dans le cas du SO<sub>2</sub> et de 58 000 tonnes dans le cas des NO<sub>x</sub>. (Depuis qu'on a fixé les paramètres de l'étude, le gouvernement de l'Ontario a effectivement imposé des plafonds de 158 000 et de 55 000 tonnes métriques dans le cas des émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>, respectivement.

2. Le scénario NAAQS suppose que les États prennent des engagements plus rigoureux envers la réduction du transport d'ozone en vue d'atteindre les objectifs énoncés dans les normes nationales de qualité de l'air ambiant (NAAQS).

Parmi les résultats obtenus à l'aide des scénarios contrastants exécutés en vertu du modèle, on constate que, en comparaison du scénario de référence, le scénario NAAQS fait augmenter les coûts en capital et les coûts d'exploitation de 1 milliard de dollars américains par années jusqu'en 2007 (ces coûts s'ajoutent aux coûts d'atténuation de la phase II des CAAA). Au niveau agrégé, l'augmentation aura une incidence marginale sur le total des coûts de production aux États-Unis. Les coûts supplémentaires sont toutefois concentrés dans le Midwest, où le charbon domine, et dans le sud-est des États-Unis.

Portant surtout sur la région ECAR (fiabilité de la région de l'Est et du Centre), l'étude mentionne que, même avec la mise en œuvre de la phase II des CAAA, on ne prévoit aucune réduction importante des émissions de SO<sub>2</sub>, vu l'ampleur du stockage relatif au SO<sub>2</sub> accumulé en vertu des engagements de la phase I (environ 9 millions de tonnes métriques en 1999). Lorsque les crédits d'émissions de SO<sub>2</sub> accumulés auront été épuisés et qu'on aura construit de nouveaux épurateurs entre 2002 et 2007, les émissions des centrales au charbon de la région ECAR chuteront en raison des contraintes imposées par la phase II. Par contraste, les émissions de NO<sub>x</sub> des centrales au charbon diminuent immédiatement d'environ 12 % lorsque la phase II est mise en œuvre.

Le modèle permet de croire que les transferts d'électricité de la région ECAR à d'autres régions pourraient diminuer de plus de 50 % par rapport à un niveau de référence de 28 TWh en 1998 à moins de 13 TWh en 2010. Le modèle suppose que la principale raison de la diminution tient aux limites imposées par les États au transport régional d'ozone, limites qui entreront en vigueur avant 2005.