

Étude 3. L'électricité en Amérique du Nord :
quelques-unes des répercussions
environnementales de l'ALÉNA

Table des matières – Étude 3

Acronymes et sigles	263
Remerciements	265
I. Introduction	266
II. L'enjeu et son contexte	272
A. Le contexte environnemental	272
1. Eair	273
2. Eau	275
3. Les terres	276
4. Le biote	278
B. Le contexte économique	279
C. Le contexte social	281
D. Le contexte géographique	282
III. La filière de l'ALÉNA	288
A. Les règles nouvelles introduites par l'ALÉNA	288
B. Les institutions issues de l'ALÉNA	290
C. Les courants d'échange	292
1. Le commerce de l'électricité	292
<i>a. Les échanges entre les États-Unis et le Canada</i>	293
<i>b. Les échanges entre les États-Unis et le Mexique</i>	294
<i>c. Les échanges entre le Canada et le Mexique</i>	295
2. Le commerce des combustibles	296
<i>a. Le gaz naturel</i>	296
<i>b. Le charbon</i>	298
3. Les échanges de biens d'équipement dans le secteur de l'énergie	301
D. Les courants d'investissement transfrontaliers	302
1. Mexique	303
2. Canada	305
3. États-Unis	306
IV. Les liens avec l'environnement	308
A. La production, la gestion et les techniques	308
1. Les nouvelles technologies de production	308
<i>a. L'incidence des nouvelles technologies habilitantes</i>	312
2. Les tendances dans la production d'énergie	313
<i>a. Le charbon</i>	313
<i>b. Le gaz naturel</i>	314
<i>c. L'hydroélectricité</i>	315
<i>d. Le nucléaire</i>	317
<i>e. Les sources d'énergie renouvelables</i>	319
<i>f. La cogénération, la gestion axée sur la demande et autres mesures d'efficacité énergétique</i>	323
B. L'infrastructure de transport et les services connexes	329
1. L'électricité	329
<i>a. La production</i>	329
<i>b. Le transport</i>	330
2. Le gaz naturel	333
<i>a. Canada</i>	333
<i>b. Mexique</i>	334
<i>c. États-Unis</i>	335

C. L'organisation sociale	335	
D. Les politiques des pouvoirs publics	337	
1. Électricité	338	
<i>a. Canada</i>	338	
<i>b. États-Unis</i>	339	
<i>c. Mexique</i>	340	
2. Le gaz naturel	340	
<i>a. Canada</i>	340	
<i>b. États-Unis</i>	341	
<i>c. Mexique</i>	341	
3. Le charbon	342	
4. Les politiques sur l'environnement	343	
<i>a. États-Unis</i>	343	
<i>b. Mexique</i>	344	
<i>c. Canada</i>	346	
5. Les tendances dans les politiques internationales sur l'environnement	347	
V. Les répercussions environnementales et les indicateurs	348	
A. Données concernant la pollution	352	
B. Données concernant les investissements	352	
C. Données concernant les répercussions environnementales	353	
1. L'air	353	
<i>a. Les inventaires des émissions atmosphériques et registres de qualité de l'air ambiant (SO_x, NO_x et O₃)</i>	353	
<i>b. Les matières particulaires</i>	353	
<i>c. Les gaz à effet de serre</i>	353	
<i>d. Le mercure</i>	354	
<i>e. Les métaux lourds</i>	354	
2. Les eaux	354	
<i>a. Le traitement des combustibles</i>	354	
<i>b. Les lacs et cours d'eau acidifiés</i>	354	
<i>c. Le mercure</i>	354	
3. Les terres	354	
<i>a. L'élimination des déchets</i>	354	
<i>b. Les dépôts acides</i>	355	
<i>c. Les réservoirs et les couloirs</i>	355	
<i>d. La santé de la forêt</i>	355	
D. La consommation d'énergie et l'efficacité des utilisations finales	355	
Ouvrages à consulter	356	
Annexe A	Interconnexions électriques transfrontalières entre le Canada, les États-Unis et le Mexique	361
Annexe B	Capacité installée et production par type de combustible en Amérique du Nord	364
Annexe C	Consommation d'électricité par État/province en Amérique du Nord	365
Annexe D	Exemples de tarifs d'électricité résidentiels aux États-Unis	368
Annexe E	Institutions et organisations bénévoles dans le secteur de l'électricité	369
Annexe F	Expansion planifiée ou prévue du secteur de l'électricité	373
Annexe G	Commerce de biens d'équipement et de matériels dans le secteur de l'énergie	377
Annexe H	Restructuration du secteur de l'électricité à l'échelle des États et des provinces aux États-Unis et au Canada	378

Liste des figures

Figure 1	Production d'électricité par type de combustible au Canada, 1994	283
Figure 2	Production d'électricité par type de combustible aux États-Unis, 1994	284
Figure 3	Production d'électricité par type de combustible au Mexique, 1994	284
Figure 4	Accroissement total prévu de la capacité de production d'électricité des États-Unis, par type de technologie, de 1996 à 2005	310
Figure 5	Technologie choisie pour la nouvelle capacité de production au Mexique, de 1998 à 2006	310
Figure 6	Accroissement prévu de la capacité canadienne entre 1996 et 2010	311
Figure 7	Zones actuelles et prévues de non conformité avec les normes de l'EPA concernant l'ozone	345
Figure 8	Liens entre le commerce, le secteur de l'énergie et l'environnement	349
Figure H-1	Restructuration de l'industrie aux États-Unis	380

Liste des tableaux

Tableau 1	Capacité installée de production d'électricité en Amérique du Nord, 1995-1996	282
Tableau 2	Consommation d'électricité en Amérique du Nord	285
Tableau 3	Tarifs d'électricité industriels en Amérique du Nord, 1996	287
Tableau 4	Le commerce de l'électricité en Amérique du Nord	292
Tableau 5	Le commerce du gaz naturel en Amérique du Nord	298
Tableau 6	Le commerce de la houille maigre en Amérique du Nord	301
Tableau 7	Coûts en capital et coûts d'exploitation représentatifs des technologies des énergies renouvelables	320
Tableau 8	Production d'électricité aux États-Unis à partir de sources d'énergie renouvelable, par source, 1992-1996	322
Tableau 9	Comparaison de l'incidence des programmes d'efficacité énergétique en Amérique du Nord	324
Tableau 10	Évolution de la production de charbon aux États-Unis	343
Tableau 11	Limites d'émission imposées au Mexique pour les polluants visés par la loi	345
Tableau A-1	Interconnexions entre les États-Unis et le Mexique	361
Tableau A-2	Interconnexions entre les États-Unis et le Canada	362
Tableau B-1	Capacité installée et production : combustibles fossiles, nucléaire, hydroélectricité	364
Tableau B-2	Capacité installée et production : énergies renouvelables	364
Tableau C-1	Consommation d'électricité au Canada	365
Tableau C-2	Consommation d'électricité aux États-Unis	366
Tableau C-3	Consommation d'électricité au Mexique	367
Tableau D-1	Tarifs d'électricité de sociétés américaines, par rang	368
Tableau E-1	Données statistiques de la MAPP pour les États-Unis et le Canada	372
Tableau F-1	Ajouts de capacité prévus au Canada, par province	373
Tableau F-2	Ajouts de capacité planifiés au Mexique : plan d'expansion de la CFE	374
Tableau F-3	Ajouts de capacité planifiés au Mexique, par État, 1996-2006	375
Tableau F-4	Structure de la capacité actuelle et planifiée de la CFE, 1995-2006	375
Tableau F-5	Ajouts de capacité prévus aux États-Unis, par État	376
Tableau G-1	Échanges mexicains avec les États-Unis et le Canada, produits choisis du secteur de l'énergie	377
Tableau G-2	Échanges américains avec le Mexique et le Canada, produits choisis du secteur de l'énergie	377
Tableau G-3	Échanges mexicains de produits du secteur de l'énergie avec des pays choisis	378
Tableau H-1	Lois promulguées par dix États américains pour la restructuration du secteur de l'électricité	379
Tableau H-2	Restructuration de l'industrie à l'échelle des États américains	381

Acronymes et sigles

ACE	Association canadienne de l'électricité
ALÉ	Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis
ANIQ	<i>Asociación Nacional de la Industria Química</i> (Association nationale de l'industrie chimique)
BANCOMEXT	<i>Banco Nacional de Comercio Exterior</i> (Banque nationale de commerce extérieur)
BPA	Bonneville Power Administration (Administration de l'électricité de Bonneville) (États-Unis)
BPC	biphényles polychlorés
CCEA	Commission de contrôle de l'énergie atomique (Canada)
CFE	<i>Comisión Federal de Electricidad</i> (Commission fédérale de l'Électricité)
CLT	construction-location-transfert
CO ₂	dioxyde de carbone
CONAE	<i>Comisión Nacional para el Ahorro de Energía</i> (Commission nationale pour la conservation de l'énergie)
CRE	<i>Comisión Reguladora de Energía</i> (Commission de réglementation de l'énergie)
DOE	<i>Department of Energy</i> (ministère de l'Énergie) (États-Unis)
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (Administration de l'information sur l'énergie) (États-Unis)
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agence de protection de l'environnement) (États-Unis)
EPAct	<i>Energy Policy Act</i> (Loi sur la politique énergétique) (États-Unis)
EPECO	El Paso Electric Company
EPMI	Enron Power Marketing Inc.
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas (Conseil de la fiabilité du système électrique du Texas) (États-Unis)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (Commission fédérale de la réglementation de l'énergie) (États-Unis)
FIDE	<i>Fideicomiso de Apoyo al Programa para el Ahorro de Energía</i> (Fonds en fidéicomis pour l'efficacité énergétique)
GW	gigawatt
GWh	gigawattheure
IAQMB	<i>International Air Quality Management Basin</i> (Bassin international de gestion de la qualité de l'air) (États-Unis–Mexique)
ICA	<i>Ingenieros civiles Asociados</i> (Ingénieurs civils associés) (entreprise mexicaine de génie et de construction)
IED	investissement étranger direct
INE	<i>Instituto Nacional de Ecología</i> (Institut national d'écologie)
IP	Illinois Power
kV	kilovolt
MAECI	ministère des Affaires étrangères et du Commerce international (Canada)
MAPP	<i>Mid-Continental Area Power Pool</i> (Bourse de l'électricité du milieu du continent)
MBTU	million de BTU
MPO	ministère des Pêches et des Océans (Canada)
MVA	mégavoltampère
NAAQS	National Ambient Air Quality Standards (normes nationales de qualité de l'air ambiant) (États-Unis)

NARUC	<i>National Association of Regulatory Utility Commissioners</i> (Association nationale des commissaires à la réglementation des services publics) (États-Unis)
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i> (Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité)
NO _x	oxydes d'azote
NPCC	<i>Northeast Power Coordinating Council</i> (Conseil de coordination de l'énergie électrique du Nord-Est)
NPP	Northwest Power Pool (Bourse d'électricité du nord-ouest) (États-Unis)
NRC	<i>Nuclear Regulatory Commission</i> (Commission de réglementation nucléaire) (États-Unis)
PEMEX	<i>Petróleos Mexicanos</i> (Société pétrolière nationale mexicaine)
PIE	producteurs indépendants d'électricité
PM	matières particulaires
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i> (Loi sur les politiques de réglementation des services publics) (États-Unis)
RFF	<i>Resources for the Future</i> (Ressources pour l'avenir)
SCADA	<i>supervisory control and data acquisition</i> (système d'acquisition et de contrôle des données)
SDG&E	San Diego Gas & Electric
SE	<i>Secretaría de Energía</i> (Secrétariat de l'Énergie)
Secofi	<i>Secretaría de Comercio y Fomento Industrial</i> (Secrétariat au Commerce et à l'Expansion industrielle)
Semarnap	<i>Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca</i> (Secrétariat à l'Environnement, aux Ressources naturelles et aux Pêches)
SERC	<i>Southeast Electric Reliability Council</i> (Conseil de la fiabilité du service d'électricité du Sud-Est)
SHCP	<i>Secretaría de Hacienda y Crédito Público</i> (Secrétariat des finances et du crédit public)
SO _x	oxydes de soufre
SPASP	société productrice autre que de service public
SRP	<i>Salt River Project</i> (Projet Salt River)
STP Alliance	alliance commerciale Salt River Project-Tenaska-PowerEx
TMGT	Trans-Maritime Gas Transmission
TQM	Trans-Québec and Maritime Pipeline Inc. (Canada)
TWh	térawattheure
UIC	<i>United Illuminating Company</i> (service public du Connecticut)
USAID	<i>US Agency for International Development</i> (Agence de développement international des États-Unis)
VPSB	Vermont Public Service Board (Commission des services publics du Vermont) (États-Unis)
WSCC	<i>Western Systems Coordinating Council</i> (Conseil de coordination des réseaux de l'Ouest)

Remerciements

Le présent rapport a été préparé par une équipe de chercheurs des trois pays concernés. John Paul Moscarella et Edward Hoyt de l'*Econergy International Corporation* (EIC) ont rassemblé le matériel préparé par Ralph Cavanagh, du *Natural Resources Defense Council*, Dermot Foley, de l'*Association for the Advancement of Sustainable Energy*, Carol Reardon, de Heenan Blaikie, Rogelio Ramirez de la O. of *Ecanal S.A. de C.V.*, et David Wilk, de *WG Consultores y Asociados S.A. de C.V.*, ainsi que les résultats des travaux menés par l'EIC.

I. Introduction

Le but de la présente étude est d'examiner les répercussions environnementales du commerce et des investissements nord-américains, en expansion à la suite de la mise en œuvre de l'ALÉNA, en appliquant un cadre général d'analyse élaboré par le Groupe de travail du Projet sur les répercussions environnementales de l'ALÉNA, mis en place par la Commission de coopération environnementale (CCE). L'étude, de portée sectorielle, concerne la production d'électricité par des entreprises privées et publiques au Canada, au Mexique et aux États-Unis. Sont incluses les industries en amont qui constituent les principales sources de combustibles servant à la production d'électricité en Amérique du Nord, notamment le charbon, le gaz naturel et l'hydroélectricité. L'étude tient compte également des processus de consommation en aval, à des fins industrielles, commerciales et résidentielles, ainsi que de quelques industries pertinentes. La question importante, mais complexe, de la demande globale d'électricité et de l'augmentation de cette demande consécutive à la croissance stimulée par les dispositions de l'ALÉNA concernant la libéralisation des échanges dépasse largement la portée de cette étude. L'accent est mis plus particulièrement sur les liens entre le régime de l'ALÉNA et les récents changements survenus dans le secteur de l'électricité dans les trois pays signataires de l'ALÉNA, ainsi que sur les répercussions environnementales de ces changements.

266

Les principaux raisonnements de la présente étude suivent la démarche analytique décrite dans le Cadre général d'analyse des effets de l'ALÉNA (phase II), dont les éléments visent à retracer les liens entre le commerce et les investissements, d'une part, et l'environnement, d'autre part. La partie II présente les contextes environnemental, économique, social et géographique. Cette partie est d'autant plus importante que de nombreux changements en cours dans le secteur de l'électricité remontent à la période qui a précédé la mise en œuvre de l'ALÉNA. Dans le cas du secteur du gaz naturel, l'évolution a commencé avant les négociations de l'accord commercial de 1994 et même de son prédécesseur, l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis (ALÉ) de 1989. Bien que, de l'avis de la majorité des analystes, le chapitre de l'énergie de l'ALÉNA apporte relativement peu de changements, ce dernier accord a eu plusieurs conséquences importantes, directes et indirectes, dans le secteur de l'énergie, qu'il convient d'examiner dans le contexte plus large des changements environnementaux et des politiques macroéconomiques.

La partie III décrit les principaux changements que l'ALÉNA a introduits dans la réglementation et qui ont une incidence dans le secteur de l'électricité, ainsi que certains des changements institutionnels résultant des dispositions de l'ALÉNA. Sont ensuite examinés les courants d'échange et d'investissement dans le secteur, avec une estimation des répercussions de l'ALÉNA sur ces courants. Si d'autres forces économiques ont joué un rôle important, il n'en reste pas moins que l'impact de l'ALÉNA a été notable et que le lien avec l'ALÉNA est évident. Même si la libéralisation du commerce n'est pas la principale cause des changements en cours dans l'industrie de l'électricité, le régime instauré par l'ALÉNA a contribué à la pression qui s'exerce sur les marchés nord-américains de l'électricité pour les forcer à s'ouvrir et à se restructurer. À mesure que les économies s'ouvrent et que la consommation augmente, en partie sous l'impulsion du stimulant économique que représente l'ALÉNA, se profilent des choix en matière de politiques publiques qui pourraient avoir des conséquences importantes sur l'environnement.

La partie IV porte sur les principaux liens entre ces courants d'échange et d'investissement et le milieu naturel. Ces liens relèvent de plusieurs processus : production, gestion et technologie; infrastructure physique; organisation sociale, et politiques des pouvoirs publics. Les liens directs et indirects entre l'environnement et le secteur de l'électricité, tels que la production de combustibles destinés aux centrales électriques, sont examinés dans cette partie.

La partie V fournit une estimation des répercussions environnementales qui se prêtent le plus à des mesures, ainsi qu'une série d'indicateurs qui pourraient être utilisés dans le cadre d'un programme permanent de surveillance et d'évaluation. Dans

cette partie, intitulée « Les répercussions environnementales et les indicateurs », sont examinés plusieurs indicateurs quantitatifs et qualitatifs qui permettent de mesurer les répercussions environnementales des activités liées au secteur de l'électricité. L'analyse pourrait faciliter la définition d'indicateurs environnementaux et d'indicateurs relatifs au secteur de l'électricité qui permettraient, sur une période de temps donnée, d'analyser les répercussions à court et à long terme du secteur de l'énergie dans le contexte des changements en cours dans ce secteur, aux échelles sous-nationale et nationale, au Canada, au Mexique et aux États-Unis. Étant donné les limites inhérentes aux données, il importe de pouvoir disposer d'indicateurs clés et de systèmes de surveillance qui aideront les trois pays à évaluer les interactions à plus long terme entre le commerce et les investissements dans le secteur de l'électricité d'une part, et de l'environnement, d'autre part en Amérique du Nord.

Les quatre scénarios suivants peuvent être utiles pour l'examen des questions et des relations complexes mises en évidence par la présente étude. Aucun de ces scénarios ne constitue une prévision de l'évolution du secteur de l'électricité sous le régime de l'ALÉNA. En réalité, l'avenir dépend de choix politiques qui n'ont pas encore été faits. Une variable cruciale réside dans la place accordée aux considérations environnementales dans les nouveaux régimes gouvernementaux, nationaux et sous-nationaux, en matière de politiques et de réglementation concernant l'électricité.

Dans un premier scénario, l'existence de réseaux ouverts pourrait entraîner une amélioration de la qualité de l'environnement en accélérant la rotation du capital et en éliminant l'avantage concurrentiel dont jouissent les vieilles centrales au charbon des États-Unis par rapport aux nouveaux venus sur le marché du fait de la disparité des normes antipollution. Selon une étude récente, l'obligation, pour « toutes les centrales alimentées par des combustibles fossiles, de satisfaire les mêmes normes d'émission que celles imposées habituellement aux centrales mises en service après 1977 entraînerait une réduction des émissions, par les centrales américaines, de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote de 75 % à 80 % par rapport aux niveaux que l'on prévoit actuellement pour l'an 2000¹ ».

Même en l'absence d'un tel changement dans la réglementation, en supposant la mise en œuvre de mesures visant à encourager l'utilisation de technologies plus propres et plus perfectionnées ou de sources d'énergie renouvelables, l'existence de réseaux ouverts et la possibilité pour les clients de choisir leurs fournisseurs d'électricité pourraient favoriser la rotation de capitaux et l'installation d'une capacité de production plus propre, gage d'une meilleure qualité de l'environnement.

Avec l'abolition des avantages que la réglementation procure aux installations existantes, le réseau ouvert pourrait devenir un facteur puissant de modernisation de la vieille infrastructure industrielle. Près des deux tiers des centrales des États-Unis ont plus de 20 ans; près du quart ont 30 ans². L'existence de réseaux ouverts devrait se traduire par l'abolition des mesures de protection dont jouissent les vieilles centrales des producteurs monopolistiques, par rapport aux nouveaux concurrents qui utilisent des technologies plus propres. Dans les régions où les contraintes en matière de capacité de transport limitent la concurrence exercée par les nouveaux producteurs, il faudrait améliorer l'infrastructure de transport pour faciliter l'acheminement de quantités accrues.

Dans un tel scénario, il est essentiel de disposer de moyens permettant de s'assurer que les producteurs ont bel et bien renoncé au monopole qui leur a toujours permis d'échapper aux pressions de la concurrence. Au moment où s'amorce la restructuration du secteur, de nombreux monopoles de transport et de distribution continuent de posséder leurs propres moyens de production. Sur un marché de la production ouvert à la concurrence, les entreprises de transport et de distribution jouissant de rentes de monopole ont tout intérêt à favoriser les centrales dans lesquelles elles ont investi. Il faudra trouver des mécanismes pour empêcher de tels conflits d'intérêt, sinon les monopoles encore en place risquent de fausser le jeu de la concurrence.

Mentionnons un problème connexe, soit l'octroi, par les pouvoirs publics, de subventions destinées à ces centrales choisies, dans le cadre de la restructuration du secteur de l'électricité. La Californie a fermé d'importants marchés à toute concurrence, qu'elle provienne de l'étranger ou d'ailleurs au pays, lorsqu'elle a garanti un prix supérieur à celui du marché à plus de 4 500 MW d'électricité nucléaire en 1995. Il en va de même des subventions octroyées par l'État de Washington, sous la forme de crédits d'impôt, pour la modernisation d'une centrale alimentée au charbon de 1 300 MW à Centralia, dans ce même État.

Par ailleurs, la configuration actuelle du réseau des trois pays restreint immédiatement les incidences directes éventuelles du commerce transfrontalier de l'électricité. En 1997, par exemple, les interconnexions entre le Mexique et les États-Unis limitaient

¹ Cohen, 1997.

² Clean Air Network, 1997.

les échanges à environ 900 MW. La capacité des interconnexions entre le Canada et les États-Unis est au moins vingt fois plus élevée, mais, même ainsi, cela ne représente pas deux pour cent de la capacité de production de l'ensemble du continent (annexe A). C'est entre la partie principale du réseau mexicain, qui n'est pas reliée au système du nord-ouest du Mexique (une partie du WSCC), et les États-Unis, que les problèmes de synchronisation semblent les plus importants. La synchronisation a également posé un défi majeur pour l'exportation de grandes quantités d'électricité du Québec vers le nord-est des États-Unis, car elle requiert des investissements considérables.

Les progrès accomplis récemment dans l'électronique de puissance offrent de nombreuses possibilités d'accroître la capacité de transport à bon marché. Il est possible de résoudre les problèmes de synchronisation en investissant dans les lignes à courant continu ou dans d'autres types d'interconnexion, mais ces solutions sont coûteuses. Étant donné que l'un des objectifs de la restructuration du secteur, souvent répété, consiste à créer davantage de stimulants économiques en vue de supprimer les goulots d'étranglement, il est probable que la restructuration encouragera d'autres entreprises que les services publics intégrés à investir dans le transport. De surcroît, les entreprises ont déjà découvert que l'on peut exporter de l'électricité sans occuper physiquement les lignes qui assurent le transport international. Ensemble, ces considérations devraient contribuer à faire en sorte que les contraintes physiques actuelles ne fassent pas avorter la mise en place du « réseau ouvert ».

Dans le deuxième scénario, la libéralisation des échanges pourrait fort bien ouvrir de nouveaux marchés pour une technologie de production plus propre. L'ALÉNA introduit un nouveau facteur important en faveur de la rotation de capital dans le secteur des centrales électriques en ouvrant de nouveaux marchés internationaux aux distributeurs de turbines à gaz à cycle combiné, de piles à combustible et de ressources énergétiques renouvelables, sans oublier les distributeurs de combustibles plus propres, dont le charbon à faible teneur en soufre et le gaz naturel. Toutes proportions gardées, c'est le Mexique qui devrait surtout tirer avantage de l'importation et de l'utilisation accrues de technologies plus propres; ces facteurs accéléreront en effet l'abandon du mazout résiduel à haute teneur en soufre qui alimente actuellement la moitié des centrales électriques du pays. Les lignes directrices de l'ALÉNA en matière de marchés publics, combinées à la restructuration du secteur menée au même moment aux États-Unis, permettent à la CFE du Mexique d'examiner et d'accepter des soumissions de fournisseurs des États-Unis et du Canada présentant éventuellement un meilleur dossier au chapitre des émissions. Ce phénomène est soutenu par des politiques autonomes du gouvernement mexicain en faveur du recours à des combustibles propres et d'un déplacement des sources d'émission hors des régions extrêmement polluées. L'accès de la CFE à des fonds publics ainsi qu'à des capitaux d'investissement et à des crédits du secteur privé jouera un rôle important dans cette démarche. Cela devrait contribuer à un assainissement de l'air au Mexique et dans les régions contiguës des États-Unis et à une réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Dans le troisième scénario, des mesures d'encouragement et des règlements harmonisés pourraient jouer en faveur de l'efficacité des utilisations finales et des énergies renouvelables. Au moins trois stratégies ont pour objet la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans le cadre de la restructuration de l'industrie de l'électricité; toutes ont à voir avec l'ALÉNA. On peut observer des éléments de chacune de ces stratégies dans les trois pays concernés, mais on commence à peine à voir se former des stratégies pleinement intégrées. Voici un résumé des formules envisagées pour faire tomber les barrières commerciales qui nuisent aux investissements à long terme en faveur de l'efficacité énergétique et des technologies des énergies renouvelables, avec les contributions possibles de chacune à la qualité de l'environnement.

La première stratégie a pour effet de remplacer la contribution financière traditionnelle des entreprises publiques de production d'électricité intégrées par des redevances uniformes pour les services de distribution et de transport. Ces redevances sont indépendantes des marchés des services de production et n'ont pas d'incidence sur la concurrence en ce qui concerne l'accès au réseau et les marchés de l'électricité. Normalement, elles représentent de 1,5 % à 4 % de la facture d'électricité pour les achats au détail. Le Congrès des États-Unis et au moins une province canadienne étudient actuellement des projets de loi visant à instaurer une redevance uniforme, établie en fonction du volume, pour le service de transport. Aux États-Unis, cette redevance serait utilisée pour doubler chaque dollar investi par les États dans des actions en faveur de l'efficacité énergétique ou des énergies renouvelables ou encore dans des actions menées à d'autres fins d'intérêt public³. Il semble probable que les producteurs canadiens ou mexicains qui utilisent les services de transport américains pour vendre sur le marché des États-Unis seraient assujettis

³ Voir les projets H.R. 1359 (DeFazio) et S. 687 (Jeffords); Jaccard, 1997.

à une telle redevance, puisque la redevance est appliquée à la charge, non au producteur. Il reste à voir si de telles redevances peuvent être contestées en vertu de l'ALÉNA, sous prétexte qu'elles empêcheraient l'accès au marché. Toutefois, en cas de contestation, il est probable que les redevances seraient maintenues s'il peut être démontré qu'elles sont appliquées de manière équitable et non discriminatoire, et qu'elles satisfont ainsi aux exigences de l'ALÉNA en matière de traitement national.

Des questions semblables, liées à l'ALÉNA, pourraient se poser dans le cas d'une deuxième stratégie connexe qui met l'accent sur les énergies renouvelables et qui impose un contenu minimal à tous les producteurs. Ces derniers peuvent s'acquitter de leur obligation à cet égard en acquérant une puissance tirée d'une source d'énergie renouvelable admissible ou en achetant des crédits auprès de producteurs qui ont un excédent de production tirée d'une source d'énergie renouvelable. Au moins quatre projets de loi en attente devant le Congrès des États-Unis prévoient de telles obligations qui visent à encourager une plus grande contribution, à l'échelle nationale, des sources d'énergie renouvelables⁴. Plusieurs plans adoptés par des États, tels le Massachusetts et le Maine, comportent des exigences dites de portefeuille⁵. Il reste à voir si de telles exigences à l'échelle de l'État peuvent être imposées à l'électricité canadienne et mexicaine qui entre sur le marché américain. Tout comme les redevances de transport, les exigences de portefeuille peuvent très bien résister à une contestation en vertu de l'ALÉNA si elles sont appliquées de manière équitable et non discriminatoire à toute la production d'électricité, indépendamment de son origine.

Une troisième stratégie est basée sur le fait que l'Amérique du Nord possède au moins deux décennies d'expérience en matière de réglementation gouvernementale directe de l'efficacité de l'équipement et des bâtiments, fondée sur des normes minimales obligatoires. Cependant, aucun signataire de l'ALÉNA n'est parvenu, de près ou de loin, à exploiter pleinement le potentiel d'économies offert par des normes plus rigoureuses concernant les appareils électriques et les bâtiments⁶. Les possibilités de coordonner de telles initiatives entre les pays ont à peine été envisagées. Il convient également de synchroniser les politiques nationales en matière d'investissement et de réglementation. À titre d'exemple, les redevances de distribution et de transport peuvent rendre plus opérants et plus attrayants politiquement les règlements concernant l'efficacité énergétique, en payant au moins une partie du coût de la mise en application de ces règlements et de la vérification de la conformité. De plus, les distributeurs d'électricité ont déjà fait appel à des incitatifs financiers sélectifs, dans les secteurs des appareils électriques et du bâtiment, pour aider à réduire les coûts et à calmer les controverses suscitées par l'adoption de normes d'efficacité minimale plus rigoureuses⁷.

L'ALÉNA pourrait également contribuer de façon directe à renforcer l'influence des normes d'efficacité actuelles et futures dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. L'intensification, actuelle et prévue, des échanges commerciaux et l'accroissement des activités internationales intra-entreprises pourraient inciter les fabricants et les consommateurs à utiliser des appareils dont les caractéristiques répondent aux normes d'efficacité les plus rigoureuses dans la zone de l'ALÉNA, même en l'absence d'une intervention de l'État. Les gouvernements peuvent également aider en coordonnant leurs efforts, en partie par le truchement des règles et des institutions de l'ALÉNA. Le processus institutionnel de l'ALÉNA peut favoriser une communication et une création de capacités accrues, ainsi qu'une plus grande convergence en matière de réglementation entre les trois pays signataires de l'accord. Jusqu'à maintenant, l'expérience dans le cadre de l'ALÉNA est mitigée, comme le montre la proposition de création d'un Groupe nord-américain de l'efficacité énergétique, encore à l'état de projet. Les mécanismes de règlement des différends prévus par l'ALÉNA peuvent aussi dissuader les entreprises d'adopter des pratiques nuisibles à l'environnement.

⁴ Voir les projets H.R. 1960 (Markey), H.R. 655 (Schaefer), S. 237 (Bumpers), et S. 687 (Jeffords), tous introduits pendant la session législative de 1997. En règle générale, ces projets de loi fixent l'exigence initiale relative au contenu minimal à la contribution moyenne actuelle des sources d'énergie renouvelables autres que les ressources hydrauliques – environ 2 % – pour l'accroître ensuite graduellement, jusqu'à 10 % d'ici 2010 (dans le cas des projets H.R. 1960 et S. 687). La cible visée est de 20 % en 2020 dans le projet S. 687. Ces redevances sont également conçues dans le but de payer les services d'électricité destinés aux clients à faible revenu.

⁵ Voir le projet L.D. 1804 pour la législation du Maine, et l'annexe H pour plus de détails sur le Massachusetts.

⁶ Les avantages environnementaux et économiques potentiels sont illustrés dans une récente étude réalisée par deux laboratoires nationaux américains; ces derniers ont examiné les effets d'une loi fédérale, promulguée en 1987, qui introduisait progressivement des normes minimales d'efficacité pour sept catégories d'équipement. Les dépenses engagées par le gouvernement pour élaborer les normes, environ 50 millions de dollars américains, étaient largement compensées par les avantages cumulatifs nets découlant de la réduction des coûts d'exploitation des appareils, soit quelque 46 milliards de dollars américains d'ici à 2015, sans compter des réductions de 1,5 % à 2 % des émissions, à l'échelle nationale, de toutes les sources de dioxyde de soufre, de NO_x et de CO₂. (Levine, Koomey, McMahon, Sanstad et Hirst, 1995, p. 535, 543 à 547). (Les catégories d'équipement sont les chaudières résidentielles, les climatiseurs individuels, les climatiseurs centraux, les systèmes de chauffage électrique, les chauffe-eau, les réfrigérateurs et les congélateurs; les bénéfices nets estimés correspondent à un taux de réduction réel de 6 %, ainsi qu'à « un coût actuel net de 32 milliards de dollars américains pour les appareils électriques plus coûteux et à des économies actuelles nettes de 78 milliards de dollars américains ».)

⁷ Par exemple, la mise en œuvre de normes d'efficacité minimale plus élevées aux États-Unis, pour les réfrigérateurs, a pour origine des progrès technologiques dans le cadre d'un programme réunissant plusieurs services publics; ce programme conjugué avec succès une efficacité plus élevée et une élimination progressive des CFC.

Le quatrième et dernier scénario envisagé dans le présent rapport veut que le manque d'harmonisation des normes et le caractère incertain des règlements se traduisent par une augmentation de la pollution. 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. La plupart de ces centrales américaines « sont autorisées à polluer avec des taux d'émission de 4 à 100 fois plus élevés que les limites imposées à leurs nouveaux concurrents⁸ ». Si l'avantage concurrentiel associé à ces normes plus faibles se révèle décisif, 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 concurrentielles⁹.

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, associée au déclassement progressif des centrales nucléaires vieillissantes et à un déclin des investissements du secteur des services publics dans l'efficacité énergétique et les technologies de production à partir de sources d'énergie renouvelables. Cependant, ce scénario n'a rien d'inévitable et de multiples stratégies sont possibles pour permettre des résultats plus positifs sur le plan de l'environnement.

L'augmentation spectaculaire du nombre de clients ayant accès à des marchés soumis au jeu de la concurrence met en évidence la justesse de ces préoccupations. Sur le marché de gros, une grande partie du Canada et des États-Unis fonctionne déjà selon les règles du « libre-accès » en vertu desquelles les propriétaires de réseaux de transport doivent exploiter leurs réseaux essentiellement comme s'ils étaient des transporteurs ordinaires desservant l'ensemble des acteurs du marché. Par conséquent, on assiste à l'expansion d'un marché de l'électricité sur lequel les échanges se négocient aux enchères, et les cours fluctuent rapidement. Les centrales soumises à des normes environnementales plus strictes doivent trouver des moyens d'accroître leur efficacité ou abandonner des parts de marché à des concurrents connectés au même réseau qui sont assujettis à des règlements moins contraignants.

En même temps, la restructuration de l'industrie pourrait freiner les progrès accomplis récemment en vue d'orienter le marché vers des technologies nouvelles non polluantes. Dans l'immédiat, cela pourrait saper les efforts visant à améliorer l'efficacité des utilisations finales, déjà aux prises avec des obstacles énormes sur le marché avant même que le processus de restructuration soit véritablement en marche. Même si « l'efficacité de presque toutes les utilisations finales de l'énergie peut être améliorée à un coût relativement faible¹⁰ », « les consommateurs ne sont généralement pas disposés à investir en vue d'améliorer l'efficacité de l'utilisation finale, à moins de récupérer leur mise dans un laps de temps très court, soit entre six mois et trois ans¹¹. » Ces défaillances du marché engendrent un « sous-investissement systématique au chapitre de l'efficacité énergétique », ce qui se traduit par une consommation d'électricité supérieure d'au moins 20 % à 40 % à la consommation correspondant à des coûts minimaux¹².

⁸ Cohen, 1997. Cohen explique que l'« anomalie provient de l'exemption dite de 'source ancienne' accordée aux centrales existantes alimentées avec des combustibles fossiles dans le *Clean Air Act* d'origine, en 1970 et 1977, sous le prétexte que ces vieilles centrales seraient mises hors service d'ici 20 à 30 ans ».

⁹ C'est là un des résultats présentés dans le rapport sur les répercussions environnementales, préparé en réponse à l'arrêté 888 de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission, 1996c). Le point de vue de la FERC est que le charbon n'atteindra pas ce taux de pénétration en raison de la concurrence féroce des centrales alimentées au gaz.

¹⁰ US National Academy of Sciences Committee on Science, 1991.

¹¹ US National Association of Regulatory Utility Commissioners, 1988.

¹² Voir Levine, Koomey, McMahon, Sanstad et Hirst, 1995; Alliance to Save Energy et coll., 1997.

On peut expliquer de plusieurs façons la réticence universelle à faire des investissements à long terme dans l'efficacité énergétique¹³. Les décisions concernant le degré d'efficacité sont souvent prises par des personnes qui ne paient pas les factures d'électricité, tels les propriétaires ou les promoteurs d'espaces à bureaux commerciaux. Pour l'ensemble de l'Amérique du Nord, ces barrières commerciales signifient que les prix de l'énergie ne sont pas à eux seuls un incitatif suffisant pour exploiter un bassin continental d'économies peu coûteuses. La restructuration exacerbe ces défaillances du marché en réduisant les incitatifs qui pourraient pousser les services publics d'électricité à les compenser. Ces pressions pourraient mettre un terme à une période de quinze ans pendant laquelle des centaines de services publics d'électricité ont prouvé qu'il pouvaient investir de manière productive dans un large éventail de mesures permettant d'améliorer l'efficacité énergétique des utilisations finales. Avec la fin des monopoles intégrés, il devient urgent de trouver de nouveaux modèles pour entreprendre des investissements de ce genre. L'adaptation de ces nouveaux modèles aux réseaux ouverts, selon les dispositions de l'ALÉNA, pose un autre défi.

Dans le présent rapport, nous décrivons les secteurs de l'électricité du Canada, du Mexique et des États-Unis, dans un contexte nord-américain plus vaste, en mettant l'accent sur l'incidence globale, sur l'environnement, des activités du secteur et des variations importantes des tendances relatives à la capacité, aux sources d'énergie, aux prix et à la réglementation. Nous examinons les répercussions éventuelles de l'ALÉNA, dans le contexte de l'évolution des marchés aux États-Unis et au Canada et de la restructuration plus modeste au Mexique, issues de l'ALÉNA. Le secteur de l'électricité des trois pays est le théâtre de bouleversements radicaux qui sont loin d'être terminés et, partant, il est prématuré de dire si les répercussions environnementales sont positives, négatives, ou les deux. À l'heure actuelle, nous pouvons déterminer les tendances dans le secteur, établir leurs liens avec la libéralisation du commerce et des investissements en Amérique du Nord, et considérer leurs effets sur l'environnement si elles devaient se maintenir.

¹³ Une évaluation exhaustive est présentée dans l'étude de l'US Congress Office of Technology Assessment, 1992, p. 73-85.

II. L'enjeu et son contexte

A. Le contexte environnemental

La production d'électricité joue un rôle crucial dans les principaux défis que l'Amérique du Nord doit relever au chapitre de l'environnement. La facture d'électricité du continent n'atteint pas 3 % du produit intérieur brut, mais, pour les principaux polluants atmosphériques, la contribution relative de l'électricité est plus de dix fois plus élevée. La production d'électricité peut avoir des répercussions variées : augmentation de la concentration d'ozone en milieu urbain et à l'échelle régionale, émissions de particules fines, dépôts acides, eutrophisation de masses d'eau importantes, effets sur la santé et les écosystèmes des libérations de mercure, saturation en azote des écosystèmes forestiers, brume sèche régionale et changement climatique. Par ailleurs, l'électricité est au centre des débats sur l'élimination des déchets radioactifs, sur la survie des stocks de saumons menacés et sur la sauvegarde des rivières non harnachées¹⁴.

La production et le commerce de combustibles destinés à la production d'électricité ont également des répercussions importantes sur l'environnement. Par ailleurs, les évaluations des répercussions de la libéralisation des marchés de l'électricité ont montré que les avantages et les coûts environnementaux de la restructuration du secteur de l'électricité dépendront probablement des prix et de la disponibilité des combustibles, notamment du charbon et du gaz naturel¹⁵. La production de ces combustibles donne lieu à un certain nombre de pressions environnementales. Les services publics d'électricité sont responsables de 33 % des émissions de NO_x aux États-Unis, de 10 % au Canada et de 15 % au Mexique. Seulement au Canada, l'extraction de gaz naturel et de pétrole s'est accompagnée, en 1994, d'une libération globale d'environ 4 000 tonnes métriques (3 943 965 kg) de polluants dans l'environnement.

Voici un résumé des principales répercussions de la production d'électricité sur l'environnement, par l'intermédiaire de l'air, des eaux, des terres et du biote.

¹⁴ Nichols, 1997, p. 1.

¹⁵ Voir Federal Energy Regulatory Commission, 1996c.

1. L'air

Les polluants associés à l'électricité comprennent les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), le mercure et le dioxyde de carbone (CO₂). Il est établi que les émissions de ces polluants résultent directement de l'activité économique, de la production d'électricité dans les centrales alimentées avec des combustibles fossiles et, peut-être, dans les centrales géothermiques, et de la production de combustibles fossiles. Pour l'Amérique du Nord dans son ensemble, approximativement un tiers de ces émissions proviennent des centrales électriques et les quatre types de polluants ont des conséquences transfrontalières importantes¹⁶. À l'exception du mercure, les émissions font l'objet d'une surveillance dans les trois pays.

Les émissions de soufre et d'azote sont à l'origine d'atteintes variées, parfois reliées, causées aux écosystèmes et à la santé humaine. La preuve est faite que les particules microscopiques en suspension dans l'air, souvent directement attribuables aux combustibles utilisés dans les centrales électriques, ont des effets néfastes sur la santé¹⁷. De plus, les NO_x aggravent le problème de l'ozone en milieu urbain dans les trois pays, à l'origine de maladies respiratoires chez les habitants de ces villes, surtout chez les personnes âgées et les enfants.

Les émissions de mercure dans l'atmosphère et l'accumulation subséquente du mercure dans les graisses des animaux sont d'autres sous-produits indésirables de la combustion du charbon, un combustible surtout utilisé pour produire de l'électricité. Parmi les conséquences, citons les lésions au foie et aux reins, l'infertilité, les malformations fœtales et des dommages de formes multiples aux écosystèmes aquatiques.

Les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité peuvent également donner lieu à des émissions atmosphériques et à d'autres effets environnementaux au moment de leur extraction, de leur traitement et de leur distribution. Les émissions qui suscitent des préoccupations sont les émissions primaires, comme les gaz à effet de serre et les gaz acides, qui ont des effets directs, et les émissions secondaires, comme l'ozone dans la basse troposphère et les particules inhalables qui peuvent se former dans l'atmosphère.

Les dépôts acides

Aux États-Unis, en 1995, les entreprises de production d'électricité ont été responsables de l'émission de 6,4 millions de tonnes de NO_x et de 10 519 tonnes de SO₂¹⁸. Cela représente approximativement 33 % des émissions américaines de NO_x et 70 % des émissions de SO₂. Les centrales alimentées au charbon de l'Illinois, de l'Indiana, du Michigan, de l'Ohio et du Wisconsin ont produit 25 % des émissions de NO_x et 28 % des émissions de SO₂ attribuables aux entreprises de production d'électricité.

Au Canada, en 1995, les centrales électriques ont libéré 186 000 tonnes métriques de NO_x et 524 000 tonnes métriques de SO₂. Cela représente environ 10 % des émissions canadiennes de NO_x et 22 % des émissions de SO₂. Les gaz acides ont également contribué à la formation de particules inhalables et, dans le cas de NO_x, à la formation d'ozone dans la basse troposphère. Au Mexique, les émissions attribuables aux centrales électriques ont représenté 48 % des émissions totales de SO_x.

Les gaz à effet de serre

À elle seule, la production d'électricité compte pour plus de 30 % des émissions nord-américaines de CO₂ et sa contribution est à la hausse¹⁹. Aux États-Unis, en 1995, les entreprises de production d'électricité ont été responsables de l'émission de 1,7 milliard de tonnes d'équivalent CO₂, ce qui représente environ 33 % des émissions américaines de gaz à effet de serre. Les centrales alimentées au charbon des États du *Midwest* (Illinois, Indiana, Michigan, Ohio et Wisconsin) ont compté pour 20 % des émissions de gaz à effet de serre attribuables aux centrales électriques.

¹⁶ Commission de coopération environnementale, 1997a. À titre d'exemple, la part du secteur de l'électricité dans l'ensemble des émissions de dioxyde de soufre s'élève respectivement à 22 %, 48 % et 70 % pour le Canada, le Mexique et les États-Unis; dans le cas des oxydes d'azote, elle s'élève à 10 %, 15 % et 33 % (*Ibid.*, p. 21). Nous n'avons pu obtenir de données sur les émissions de mercure au Mexique, mais aux États-Unis et au Canada, la production d'électricité est responsable de 21 % et de 4 % du total des émissions nationales, respectivement (*Ibid.*, p. 22). Pour un examen des conséquences transfrontalières, voir *Ibid.*, p. 4-8.

¹⁷ Le nombre de décès est évalué à 60 000 par an, aux États-Unis seulement (*Ibid.*, p. 14, citant des estimations faites par des chercheurs de l'université Harvard; voir Wilson et Spengler, 1996).

¹⁸ US Energy Information Administration, sans date, « Preliminary Estimates of Emissions », *US Electric Utility Environmental Statistics*, tableau 22.

¹⁹ Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) par les centrales électriques mettent en péril les engagements pris par les États-Unis et le Canada de stabiliser et de réduire ensuite les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Dans les trois pays, les émissions augmentent, en dépit des promesses des États-Unis et du Canada de stabiliser les émissions de gaz à effet de serre aux niveaux de 1990 d'ici à l'an 2000. Avec l'adoption du Protocole de Kyoto, en décembre 1997, les efforts internationaux visant à lutter contre le changement climatique planétaire sont entrés dans une nouvelle phase, grâce à la mise en œuvre de cibles contraignantes au chapitre des réductions des émissions de gaz à effet de serre. En vertu de cet accord, qui devra être ratifié dans les deux pays, les États-Unis et le Canada s'engagent à réduire les émissions de six gaz à effet de serre à des niveaux inférieurs de 7 % et de 6 % aux niveaux de 1990 durant la période 2007-2012.

Au Canada, en 1995, les centrales électriques ont libéré 103 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂, ce qui représente 16,6 % de l'inventaire canadien total. Au Mexique, en 1990, les centrales électriques avaient libéré 73 millions de tonnes métriques de CO₂, soit 25 % des émissions mexicaines totales.

Les particules inhalables

Dans l'est des États-Unis et du Canada, les matières particulaires renferment souvent de grandes quantités d'aérosols sulfatés. Dans l'ouest des États-Unis et du Canada, où les concentrations en sulfates sont plus faibles, les particules renferment souvent des nitrates²⁰. Les particules fines composées de sulfates sont une source de préoccupations parce qu'elles peuvent subsister dans l'atmosphère pendant trois à cinq jours et parcourir plus de 600 milles²¹.

Les particules inhalables sont des particules de taille inférieure à 10 microns (PM₁₀); elles peuvent être aspirées jusque dans les poumons. Des normes concernant les PM₁₀ ont été établies aux États-Unis, pour remplacer la norme sur les particules en suspension totales (TSP), qui incluait des particules plus grosses non inhalables. La norme américaine pour la qualité de l'air ambiant est de 150 microgrammes/m³ pour 24 heures et de 50 microgrammes/m³ pour les concentrations annuelles. En septembre 1996, 81 régions ne respectaient pas la norme relative aux PM₁₀²². Le Canada élabore actuellement des objectifs nationaux de qualité de l'air en ce qui concerne les PM₁₀. L'objectif de la Colombie-Britannique pour les PM₁₀ est de 50 microgrammes/m³ pour 24 heures et de 30 microgrammes/m³ par an.

Un examen récent des études traitant des effets de ces particules sur la santé révèle que l'exposition à des particules inhalables peut provoquer des troubles de la fonction respiratoire, aggraver les symptômes et les déficiences respiratoires, de même qu'accroître la fréquence des visites chez le médecin et à l'urgence dans le cas des personnes souffrant d'asthme, la fréquence des hospitalisations dues à des problèmes respiratoires et la fréquence des décès²³. Les données récentes de la science indiquent que près de 50 % des matières particulaires inhalables proviennent de la formation de composés secondaires de gaz acides comme les oxydes d'azote et le dioxyde de soufre²⁴.

L'ozone troposphérique

Les émissions de précurseurs de l'ozone de la basse troposphère produites par les centrales thermiques ont également des effets importants sur la santé et l'environnement. L'ozone de la basse troposphère se forme dans la partie inférieure de l'atmosphère en l'espace de 6 à 12 heures par suite de la réaction des oxydes d'azote avec des composés organiques volatils en présence de lumière solaire²⁵. En raison du processus de formation, il s'écoule un intervalle de temps entre le moment des émissions de NO_x et le moment où l'on mesure l'ozone, d'où un problème de transport à grande distance qui nécessite le concours de multiples autorités et organismes lorsqu'il faut mettre au point des stratégies de lutte.

Parmi les effets sur la santé causés par l'ozone de la basse troposphère, mentionnons la fréquence accrue des cas d'asthme, d'infections respiratoires et de problèmes respiratoires chroniques, y compris la bronchiolite. L'ozone de la basse troposphère a également pour effet d'inhiber la croissance des végétaux, de diminuer le rendement des cultures et de détériorer les matériaux et la charpente des bâtiments.

Des concentrations élevées d'ozone ont été relevées dans les grands centres urbains du Canada, des États-Unis et du Mexique. Par exemple, au Canada, la norme canadienne pour l'ozone de la basse troposphère (82 parties par milliard sur une heure) est périodiquement dépassée dans la basse vallée du Fraser en Colombie-Britannique, dans le corridor Windsor-Québec et dans les régions au sud-ouest du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. Les États-Unis sont divisés en 257 zones de gestion de l'air, dont 68 ne respectent pas la norme américaine de qualité de l'air ambiant en ce qui concerne l'ozone de la basse troposphère (120 parties par milliard sur une heure). Dans les villes de Mexico et de Tijuana, où la concentration d'ozone est mesurée dans des stations de surveillance de l'air ambiant, les concentrations ont dépassé 230 parties par milliard pendant 162 jours à Mexico et elles ont été de 67 parties par milliard en moyenne à Tijuana.

²⁰ Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air, 1996, p. 47.

²¹ Natural Resources Defense Council et coll., 1997, p. 32.

²² US Environmental Protection Agency, 1995, p. 4.

²³ Vedal, 1993, p. 21-22.

²⁴ Senes Consulting Limited, 1994, p. 2-8.

²⁵ *Ibid.* On estime que l'ozone et ses précurseurs peuvent parcourir jusqu'à 500 milles.

En conséquence, le problème de l'ozone de la basse troposphère est considéré en Amérique du Nord comme le problème de pollution de l'air en milieu urbain le plus pressant. Étant donné que l'ozone prend du temps pour se former dans l'atmosphère, l'utilisation accrue de combustibles fossiles pour produire de l'électricité aux États-Unis pourrait ruiner les efforts visant à atténuer le problème de l'ozone dans les zones proches de la frontière entre le Canada et les États-Unis, notamment dans le corridor Windsor-Québec et dans les États du nord-est. Le Comité sur la qualité de l'air, créé dans le cadre de l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air, se penche actuellement sur cette question. Les effets de l'ozone dans la région de l'État de New York et de l'Ontario font également l'objet d'une étude dans le cadre d'une initiative appelée « zone d'étude régionale de l'ozone » (ROSA, *Regional Ozone Study Area*). Enfin, un projet pilote de libre-échange d'émissions de NO_x a été mis sur pied par le Michigan et l'Ontario.

Les répercussions environnementales de l'extraction, du traitement et du transport du gaz peuvent être évaluées qualitativement et quantitativement. Les effets qualitatifs, comme la réduction des espèces et des habitats, sont dus à la pénétration des régions sauvages pour la construction de routes servant à l'exploration, au forage et à la collecte. Des contaminants atmosphériques majeurs, notamment les NO_x, le monoxyde de carbone (CO), le méthane et les SO_x sont rejetés dans l'atmosphère à la sortie des puits (torchage) et par les installations de traitement²⁶. Si les émissions associées au torchage ne sont pas mesurées, celles des usines de traitement sont par contre quantifiées aux fins de l'octroi de permis. D'après le dernier inventaire complet des émissions de polluants majeurs par des sources canadiennes, qui remonte à 1990, les usines de traitement du gaz naturel ont libéré quelque 247 532 tonnes métriques de SO_x et 117 489 tonnes métriques de NO_x. Les émissions totales par des sources canadiennes étaient de 3 295 867 tonnes métriques de SO_x et de 2 062 297 tonnes métriques de NO_x²⁷.

Les gazoducs utilisés pour transporter le gaz naturel des zones de production vers les marchés ont des répercussions environnementales particulières liées à l'emploi de gaz naturel comme combustible dans les stations de compression et à la perturbation des habitats le long des couloirs de gazoduc et des routes servant à l'entretien. À l'heure actuelle, le système de collecte du gaz naturel au Canada comporte 3 547 kilomètres de canalisations; 54 094 kilomètres supplémentaires servent au transport vers les marchés. Il y a 292 stations de compression sur les gazoducs de collecte, de transport et de distribution. En 1996, ces compresseurs ont consommé 6 344 millions de mètres cubes de gaz naturel et libéré environ 12 millions de tonnes métriques de CO₂²⁸. Selon le plus récent inventaire des émissions dressé par la Colombie-Britannique, en 1990, le transport du gaz naturel par l'intermédiaire des 2 981 kilomètres de canalisations constituant le réseau de la province s'accompagne de l'émission de 7 449 tonnes métriques de NO_x par an. Nous ne disposons pas d'estimations des émissions canadiennes de NO_x pour les 51 000 kilomètres de canalisations restants.

2. L'eau

Les problèmes de pollution de l'eau associés au secteur de l'énergie comprennent la contamination des cours d'eau, des lacs et d'autres masses d'eau par des dépôts acides et des dépôts azotés liés aux émissions atmosphériques, comme c'est le cas avec le problème de dépôts acides dans le nord-est des États-Unis et dans les provinces atlantiques du Canada. Par ailleurs, la production de combustibles fossiles ainsi que la construction et l'exploitation d'installations hydroélectriques peuvent également entraîner une contamination des eaux souterraines. L'eau de refroidissement déversée par les centrales dans les eaux réceptrices peut modifier la température de ces eaux. Les effets les plus importants sur l'eau sont dus à l'aménagement et à l'exploitation des centrales hydroélectriques.

L'un des principaux problèmes environnementaux associés au détournement des cours d'eau et aux réservoirs vient de la perturbation des écoulements naturels de l'eau. Il en résulte divers effets sur d'autres milieux écologiques comme le biote et les terres. Cependant, l'incidence sur la qualité de l'eau et sur sa quantité est également importante. En ce qui concerne la qualité de l'eau, la constitution de réservoirs peut entraîner des changements dans la toxicité en permettant à certaines bactéries de transformer le mercure élémentaire en méthylmercure. Le noyage des terres peut aussi modifier la température, la teneur en substances nutritives et l'acidité des masses d'eau retenues. De surcroît, étant donné que les matières végétales en décomposition absorbent plus d'oxygène, la teneur en oxyde de carbone augmente.

²⁶ Les pertes de gaz pendant la production peuvent être importantes : en 1996, par exemple, le Canada a produit 197 472 millions de m³ de gaz naturel à la tête de puits. De ce volume, environ 16 % ont été consommés pour la collecte, le torchage et le traitement, et 6 % supplémentaires ont été injectés dans les champs de stockage, ce qui laisse 153 578 millions de m³ de gaz naturel commercialisables. Avec l'ajout de 13 979 millions de m³ prélevés dans les stocks, l'offre totale s'est établie à 167 557 millions de m³. Les consommateurs canadiens en ont utilisé 80 182 millions de m³ et les marchés d'exportation vers les États-Unis se sont appropriés 80 117 millions de m³ (les ventes ont été évaluées à 7,432 milliards de dollars canadiens). Les 7 258 millions de m³ restants ont été consommés sous forme de combustible pour les gazoducs et sous forme de pertes, dont 6 millions de m³ qui ont été perdus en raison des fluctuations du stockage en conduite (Statistique Canada, catalogue 57-205-XPB).

²⁷ Environnement Canada, 1996b.

²⁸ Le calcul des émissions de CO₂ est basé sur une masse de 49,68 kg par GJ et sur une teneur énergétique de 38 MJ par m³.

Les détournements et les réservoirs peuvent entraîner des modifications dans la qualité de l'eau en aval en réduisant les volumes d'eau dans les cours d'eau, de telle sorte qu'il n'y a alors plus assez d'eau pour entraîner les matières fines, et en modifiant les mécanismes de reconstitution des masses d'eau plus importantes. Au Canada, un volume moyen de 4 200 mètres cubes d'eau par seconde est détourné pour la production d'électricité²⁹.

Les pluies acides peuvent également influencer sur la qualité de l'eau. On estime que, même après la mise en œuvre intégrale des programmes américains et canadiens visant à réduire les pluies acides, 791 000 kilomètres carrés de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis recevront des dépôts acides excédant les charges critiques. Les tendances actuelles montrent que, dans la plupart des lacs de l'est du Canada, le taux d'acidité ne change pratiquement pas, en dépit d'une réduction importante des émissions canadiennes. L'une des questions clés au sujet de la restructuration du secteur de l'électricité est de savoir si cette tendance va se maintenir ou si la mise hors service précoce des centrales thermiques alimentées par des combustibles fossiles se traduira par un recul de la tendance.

Le Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement a établi une charge cible pour les dépôts de soufre, soit 20 kilogrammes par hectare par an, que le Programme canadien de lutte contre les pluies acides devrait permettre de respecter. Dans l'est du Canada, la superficie recevant 20 kg/ha est passée de 0,71 million de kilomètres carrés en 1980 à 0,29 million de kilomètres carrés en 1993. La cible de 20 kg/ha est fondée sur des données limitées disponibles au début des années 1980 et elle devait permettre d'atteindre un pH de 5,3. Il est largement admis que cette cible ne protège pas la majeure partie des organismes aquatiques et qu'elle peut se traduire par une dégradation grave des eaux biologiquement sensibles³⁰. Selon une analyse régionale de masses d'eau surveillées en Nouvelle-Écosse, à Terre-Neuve, au Québec et en Ontario, 11 % de ces masses d'eau continuent de s'acidifier, 33 % se rétablissent et 56 % ne changent pas³¹. Cette tendance est attribuable au maintien des émissions acidifiantes en provenance des États-Unis³². Au Mexique, des dépôts acides ont été décelés dans la ville de Mexico. Ces dépôts provoquent des dommages sur la côte est du Mexique.

Les émissions de mercure dans l'atmosphère résultant de la combustion de combustibles fossiles peuvent aussi se déposer dans les masses d'eau. Si l'on en croit des études récentes des bases de données existantes et des études comparant les concentrations de fond de mercure actuelles avec les concentrations historiques dans les sédiments lacustres, les émissions et les dépôts anthropogènes de mercure dans les régions éloignées ont eu une incidence importante sur le cycle naturel du mercure³³. L'*Environmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection environnementale) des États-Unis prépare actuellement un rapport pour le compte du Congrès, dans lequel est examinée la contribution des services publics d'électricité aux émissions atmosphériques dangereuses³⁴. Au Canada, les entreprises de production d'électricité ont été responsables de 4 % des émissions atmosphériques de mercure. Aux États-Unis, 21 % des émissions de mercure proviennent des services publics d'électricité.

La production et le traitement des combustibles peuvent également avoir une incidence sur la qualité de l'eau. Les eaux de drainage acides associées aux mines d'uranium et de charbon peuvent aussi nuire à la qualité de l'eau. Les acides qui se trouvent naturellement dans les tas de stériles peuvent se dissoudre lorsqu'ils sont exposés à l'air et à certaines bactéries. Ces acides lessivent ensuite les métaux des tas de stériles et de la zone environnante. Ces métaux pénètrent par percolation dans les eaux souterraines pour finalement atteindre les masses d'eau. Les méthodes d'exploitation minière modernes font appel à des barrières imperméables, à des digues et à d'autres techniques pour réduire les risques de contamination des eaux souterraines par les eaux de drainage acides. À cause de leur faible teneur en soufre, les mines de charbon de l'ouest du Canada ne devraient pas produire des quantités importantes d'eaux de drainage acides³⁵.

3. Les terres

Les modifications dans l'utilisation des terres peuvent aller d'incidences relativement localisées causées par la construction et l'exploitation des centrales électriques, des puits de pétrole et de gaz et des mines de charbon ou d'uranium, à des incidences importantes sur les habitats et sur l'utilisation des terres causées par la construction des réseaux de transport du gaz, du pétrole et de l'électricité, jusqu'à des perturbations de bien plus grande envergure comme celles que provoque la construction des ouvrages hydroélectriques nécessitant de noyer des cours d'eau et des gorges.

²⁹ Environnement Canada, 1996c, tableau 11.9.

³⁰ Environnement Canada, 1996a.

³¹ Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air, 1996, p. 35.

³² Environnement Canada, 1996d.

³³ Fitzgerald, Engstrom, Mason et Nater, 1997.

³⁴ Fiesta et Davies, 1997.

³⁵ Statistique Canada, 1994.

Les déchets solides résultant de la production des combustibles fossiles ainsi que de la construction et du fonctionnement des ouvrages de production et de transport de l'électricité ont également des incidences sur les terres. Les types de déchets solides produits par ces activités peuvent aller de déchets relativement inoffensifs, tels le vieux matériel, les boues de forage et les déchets huileux de forage, jusqu'à des déchets très toxiques et très dangereux, tels que les biphényles polychlorés (BPC), autrefois utilisés dans les condensateurs et dans d'autres appareils électriques, ainsi que les déchets radioactifs produits par les centrales nucléaires dans chacun des pays.

Au Canada, on estime que 20 000 kilomètres carrés de terres ont été noyés pour aménager des réservoirs hydroélectriques. Les couloirs des lignes de transport et des pipelines ont également accaparé de grandes superficies au Canada et aux États-Unis. Très souvent, les couloirs ne sont pas réservés à un usage exclusif, notamment sur les terres agricoles.

Les déchets des mines de charbon ont également une incidence sur les terres. On extrait le charbon de mines à ciel ouvert aussi bien que de mines souterraines profondes. Ces exploitations peuvent avoir des effets très nuisibles sur les terres comme sur les eaux et sur l'air. Jusqu'en 1989, le Canada avait remis en état 15 900 hectares sur les 41 700 hectares de terrains qui avaient été dégradés par le charbonnage. À titre de comparaison, au Kentucky, l'un des États américains qui produit le plus de charbon, on trouve 80 000 acres de terrains miniers abandonnés qui servaient autrefois à l'exploitation du charbon; depuis 1982, 18 000 acres ont été remis en état³⁶. Au chapitre des incidences sur les terres et sur les eaux dues à l'exploitation des installations qui consomment du charbon, mentionnons la nécessité, dans le cas de telles installations, de traiter les déchets et les eaux usées, de même que d'éliminer les cendres et les sous-produits provenant de l'équipement antipollution. Les effluents des usines de traitement ont également une incidence sur le biote.

Au Canada, l'Alberta est le plus grand consommateur de charbon pour la production d'électricité. Chaque année, cette province utilise environ 24 millions de tonnes métriques de houille maigre pour produire de l'électricité. L'exploitation des mines de charbon albertaines a perturbé une superficie de 15 000 hectares, dont 7 000 ont été remis en état grâce à des programmes d'atténuation des répercussions environnementales. Dans les montagnes et le piémont, la remise en état des terres peut avoir pour objectif la restauration des habitats fauniques ou des forêts tandis que, dans la plaine, les terres remises en état pourront être cultivées³⁷. Au Canada, la production de 10 tonnes métriques de charbon s'accompagne de 2 tonnes métriques de déchets. En 1991, il y avait approximativement 20 millions de tonnes métriques de déchets de mines de charbon au Canada³⁸. Toutefois, ces déchets sont habituellement recyclés sous forme de matériau de remblayage pour les mines à ciel ouvert ou pour la remise en état des terres.

Les déchets des mines d'uranium ont également une incidence sur les terres. Les stériles et les résidus des usines de concentration requièrent des sites d'évacuation à long terme, d'où une occupation exclusive, et parfois perpétuelle, de terres. Environ 203 millions de tonnes métriques de résidus radioactifs de faible activité sont stockées sur 1 570 hectares de terre au Canada. Le Canada est le plus grand producteur d'uranium au monde, avec environ 31 % de la production mondiale. Les déchets des mines d'uranium, qui peuvent rester radioactifs pendant des dizaines de milliers d'années, sont également susceptibles de contenir des substances toxiques comme l'arsenic et divers métaux lourds.

Les déchets solides des centrales nucléaires peuvent aussi avoir des effets nuisibles sur les terres. Le Canada doit stocker 1,3 million de mètres cubes additionnels de déchets de faible activité, sous forme de résidus et de matériel irradié, provenant des usines de traitement, des centrales et autres installations. Tous les déchets de combustible nucléaire de haute activité sont stockés sur les sites des centrales nucléaires. On compte actuellement environ 17 000 tonnes métriques de déchets de combustible nucléaire stockés sur les sites des centrales nucléaires au Canada.

Les États-Unis, qui sont le plus grand producteur mondial de déchets nucléaires hautement radioactifs, aménagent actuellement un site de stockage à long terme dans la montagne Yucca, au Nevada. Les États-Unis ont produit approximativement 30 000 tonnes métriques de déchets nucléaires hautement radioactifs et 104 000 tonnes d'assemblage combustible contaminé en provenance des réacteurs de centrales nucléaires commerciales entre 1968 et 1994.

³⁶ *State of Kentucky's Environment*, 1994.

³⁷ Environnement Canada, 1996c.

³⁸ *Ibid.*

4. Le biote

Les répercussions du secteur de l'électricité sur le biote peuvent être directes – à la suite de l'aménagement de réservoirs ou de la construction de lignes de transport ou de canalisations, par exemple – ou indirectes (liées aux dépôts de matières acides ou d'autres polluants).

Les émissions atmosphériques des centrales thermiques contribuent aux effets environnementaux sur les plantes et les animaux. Les gaz acides, qui se déposent sur les terres et dans l'eau par le biais du dépôt de matières sèches, et les précipitations (sous forme de pluie et de neige) ont eu des effets prouvés sur les poissons, les oiseaux aquatiques et les forêts. Des études menées dans l'est du Canada ont montré que, lorsque le pH des masses d'eau change, le nombre d'espèces de poissons et les populations de poissons diminuent. Cette diminution pourrait être due à la lixiviation de minéraux dans la zone environnante et à la modification subséquente de la qualité de l'eau. Les oiseaux aquatiques qui se nourrissent de poissons sont aussi affectés par les changements dans les populations de poissons.

La surveillance des forêts au Canada et aux États-Unis a révélé que, bien qu'il n'y ait pas de preuve d'un déclin généralisé de la forêt directement attribuable aux dépôts acides, ces dépôts peuvent avoir, et ont effectivement, des effets nuisibles sur les forêts. Des preuves de déclin ont été observées sur des placettes-échantillons utilisées pour surveiller les effets des dépôts acides sur des arbres poussant dans des sols sensibles aux acides. Par ailleurs, on a observé une dégradation de la santé de peuplements de bouleaux du Nouveau-Brunswick exposés à un brouillard acide et la surveillance de placettes-échantillons a révélé que le taux de mortalité des arbres était plusieurs fois plus élevé que dans les régions non exposées³⁹.

La surveillance des sols a révélé une baisse de concentration des éléments nutritifs du sol susceptible d'affecter également la forêt. L'ozone de la basse troposphère réduit aussi la productivité de la végétation et accroît la morbidité et la mortalité chez les êtres humains. On soupçonne que les effets de l'ozone sur l'environnement peuvent être accrus en raison des effets synergiques des gaz acides et des polluants atmosphériques.

Les réservoirs hydroélectriques peuvent éliminer ou limiter gravement l'habitat des mammifères, nuire à la capacité de survie des poissons et éliminer la vie végétale productive. Au Canada, on estime que 20 000 kilomètres carrés de terres ont été noyées à la suite de l'aménagement de réservoirs. Le noyage des terres peut avoir un certain nombre d'effets mesurables sur le biote. Par exemple, un accroissement de la concentration de matières nutritives dans les zones inondées peut entraîner une augmentation de la population de phytoplancton, suivie d'un accroissement de la population du zooplancton. Il peut également y avoir des modifications dans les populations de poissons, dans les modes de prédation, dans le fraying et dans les taux de survie des descendants. Parmi les autres problèmes associés aux réservoirs, citons la possibilité d'une augmentation de la quantité de méthylmercure présente dans le biote. Les concentrations de mercure dans les poissons des réservoirs de la région de la baie James vont de 0,06 à 0,21 partie par million pour le corégone à 3,0 parties par million pour le grand brochet. Il serait dangereux de consommer régulièrement du poisson s'il contient plus de 0,5 partie de mercure par million⁴⁰. Les organismes de réglementation de quarante États américains ont émis des avis de sécurité recommandant de réduire la consommation de poissons susceptibles de contenir des quantités élevées de mercure⁴¹.

Les détournements et les réservoirs ont également une incidence sur les oiseaux et autres biotes se trouvant dans les estuaires à l'embouchure des cours d'eau modifiés. Des changements dans les régimes d'écoulement entraînent des modifications dans les cycles hydriques des estuaires et, partant, dans les mélanges naturels d'eau salée et d'eau douce. Lorsque les mélanges changent, les aires d'alimentation des oiseaux et des organismes qui leur servent de nourriture changent également.

Les couloirs de transport réduisent également les aires de croissance des arbres et facilitent le passage des prédateurs. Au Canada, on compte environ 157 000 kilomètres de lignes de transport de gros qui occupent des couloirs de transport. Très souvent, il y a au moins trois lignes dans un couloir, ce qui réduit la superficie de terres défrichées utilisée pour les lignes. Les couloirs de gazoduc desservant les usines de collecte du gaz naturel peuvent également ouvrir des brèches dans des zones de nature sauvage qui, sinon, seraient inaccessibles. Une fois les brèches ouvertes, les chasseurs et les exploitants forestiers peuvent s'installer dans ces zones et, partant, agir sur le biote.

³⁹ Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air, 1996, p. 38-42.

⁴⁰ Environnement Canada, 1996c.

⁴¹ Fiesta et Davies, 1997.

Les déchets miniers, comme les radionucléides que l'on retrouve dans les effluents des usines de concentration de l'uranium et dans les tas de stériles, peuvent s'accumuler dans le biote aquatique. Les eaux de drainage acides des résidus miniers peuvent aussi compromettre la capacité de survie des poissons dans les masses d'eau voisines. Si les nouvelles mines et les nouvelles usines ne cessent d'améliorer leur rendement du point de vue environnemental, il n'en reste pas moins que l'on n'a pas fini de remédier aux problèmes du passé. Au Canada et aux États-Unis, des organismes gouvernementaux ont élaboré, en collaboration avec l'industrie minière, des programmes et des règlements visant à apporter une solution au problème de la remise en état des terrains occupés par les mines abandonnées et à améliorer le traitement des déchets.

Aux États-Unis, des frais d'assainissement sont imposés aux producteurs de charbon pour restaurer les terrains abandonnés ou améliorer les terrains mal restaurés avant 1977. Les frais s'élèvent à 34 cents par tonne pour les mines à ciel ouvert, à 15 cents pour les mines souterraines et à 10 cents pour les mines de lignite. Jusqu'en 1996, il y avait plus de 10 000 zones à problèmes associées à des mines abandonnées aux États-Unis. La majorité de ces zones était occupée par des mines de charbon. Il n'y a pratiquement pas de mines d'uranium aux États-Unis.

Le secteur de l'électricité a su trouver des solutions innovatrices aux problèmes environnementaux. Les émissions de SO_x et de NO_x attribuables à l'industrie, à l'échelle du continent, ont considérablement diminué au cours des deux dernières décennies et les coûts de la lutte contre la pollution se sont révélés bien inférieurs aux prévisions initiales. Les technologies du gaz naturel et des sources d'énergie renouvelables, de haute efficacité, offrent des solutions de rechange attrayantes pour les parcs de centrales thermiques classiques et de centrales nucléaires vieillissantes. Grâce aux améliorations apportées à l'efficacité des utilisations finales, souvent rendues possibles par des investissements des services publics, les trois pays ont de nombreuses possibilités d'offrir un service accru et de meilleure qualité, avec moins d'électricité et de pollution.

B. Le contexte économique

L'incidence de l'électricité sur l'environnement augmente avec la croissance rapide de ce secteur et de sa part du marché de l'énergie. Entre 1993 et 1996, la consommation d'électricité au Mexique a connu une hausse d'un peu plus de 20 %. Aux États-Unis, la hausse a été de 8 % environ pendant cette même période et au Canada, elle s'est établie à 7 %⁴².

La part du marché accaparée par l'électricité a augmenté dans les trois pays. Au Mexique, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie, qui était de 8 % en 1979, atteint presque 12 % maintenant. Cela reflète le fait que, depuis 1991, la croissance de la consommation d'électricité au Mexique n'a été surpassée que par celle du gaz naturel; à plus long terme, depuis 1979, l'électricité a dépassé de loin tous les autres types de combustible, y compris le gaz naturel. Depuis 1991, la consommation d'électricité pour les utilisations finales a connu une croissance moyenne de 4,75 %, contre 5,87 % pour le gaz naturel, 1,86 % pour le pétrole et 1,91 % pour les combustibles solides. La croissance rapide de la consommation de gaz naturel semble s'être faite aux dépens de celle du pétrole, qui n'a cessé de voir sa part de marché rétrécir depuis 1992. Cependant, certains sous-secteurs du secteur des combustibles d'origine pétrolière ont enregistré une croissance rapide : la consommation d'essence, par exemple, s'est accrue de 31 % pendant la période 1991-1995⁴³.

Entre 1973 et 1996, la consommation d'électricité aux États-Unis a augmenté de près de 80 %, tandis que les consommations de gaz naturel et de pétrole n'enregistraient pratiquement aucun changement pendant cette même période. La tendance s'est maintenue au cours des dernières années, même avec la croissance rapide de la consommation de pétrole attribuable à la faiblesse des prix réels du pétrole et à des changements dans les habitudes concernant les véhicules automobiles; de 1991 à 1995, la consommation d'électricité a dépassé de loin les autres secteurs, avec un taux de croissance annuel d'environ 1,4 %, contre 0,9 % pour la consommation de pétrole (dont les deux tiers sont destinés aux carburants de transport), ce qui équivaut à un gain de 6 % sur toute la période⁴⁴. Au Canada, l'électricité a accru sa part de la consommation d'énergie secondaire, pour atteindre 24 % en 1995, comparativement à 11 % en 1960⁴⁵.

⁴² Association canadienne de l'électricité et Ressources naturelles Canada, 1996, p. 50; Secretaría de Energía, 1996b, p. 17. Voir également l'annexe C.

⁴³ Secretaría de Energía, 1996a.

⁴⁴ US Energy Information Administration, 1997b; *id.*, 1996e, « Annual Energy Outlook, 1996 », < www.eia.doe.gov >.

⁴⁵ Association canadienne de l'électricité, 1997.

Les trois pays signataires de l'ALÉNA prévoient que leur consommation d'électricité augmentera à un rythme régulier. Selon les prévisions de l'*Energy Information Administration* (EIA, Administration de l'information sur l'énergie), le taux annuel de croissance de la consommation d'électricité par personne devrait s'établir, entre 1995 et 2001, à 1,4 %, 1,9 % et 4,5 % pour les États-Unis, le Canada et le Mexique, respectivement. Pendant ce temps, les trois pays font une place grandissante aux mécanismes du marché et à la concurrence dans des secteurs jusque-là constitués en monopoles réglementés.

L'ALÉNA n'est que l'un des nombreux facteurs influant sur le commerce de l'électricité, les investissements étrangers dans ce secteur et les répercussions de ce dernier sur l'environnement. Parmi les autres facteurs, citons la demande, les sécheresses qui font baisser les réserves d'eau, la capacité de transport limitée et le coût des capitaux dans ce secteur à très forte intensité de capital. Toutefois, l'un des facteurs importants est d'ordre microéconomique : le secteur de l'électricité est en voie de perdre son caractère traditionnel de monopole réglementé (appartenant souvent à l'État).

Ce dernier facteur présente une importance particulière dans ce secteur. Pendant longtemps, les Nord-Américains ont été desservis par des monopoles intégrés auxquels était confié un territoire bien défini. Ces monopoles étaient chargés de satisfaire tous les besoins des usagers dans les limites de leur territoire et de construire des installations de production destinées à combler ces besoins, installations payées par les usagers. Les réseaux de transport mis en place sur le territoire de ces monopoles locaux étaient conçus en fonction des besoins intérieurs propres à chacun. Les interconnexions entre les réseaux étaient limitées.

La situation a commencé à changer dans les années 1960, avec la construction de l'interconnexion du Pacifique (Pacific Intertie)⁴⁶. Dans les années 1960, et plus particulièrement pendant les années 1970 qui ont été celles des chocs pétroliers, le commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada a connu un essor considérable grâce, notamment, à partir de 1990, à l'ALÉNA et aux progrès technologiques, aux pressions économiques locales et aux initiatives indépendantes mises en œuvre par les entreprises et les organismes de réglementation dans les trois pays, alors que beaucoup d'États et de provinces ont commencé à adopter des mesures de déréglementation. Au cœur de la tendance à la restructuration du secteur de l'électricité, on trouve une vision d'un secteur concurrentiel de la production qui se bat pour s'accaparer des marchés accessibles par un réseau de transport continental. Bien que ce réseau ouvert ne soit pas encore une réalité nulle part en Amérique du Nord, il constitue la clé des réformes entreprises dans les trois pays et il obéit tout à fait à l'esprit et à la lettre de l'ALÉNA⁴⁷.

Pour être en mesure d'évaluer le rôle de l'ALÉNA dans la réforme du marché de l'électricité au Canada et aux États-Unis, il importe de savoir que les coûts et les avantages des échanges d'électricité ne sont pas nécessairement répartis de façon égale entre les parties concernées. Pour les usagers américains, par exemple, l'approvisionnement hydroélectrique sûr et bon marché provenant de la Colombie-Britannique comporte des avantages certains.

Un des points particulièrement importants pour les exportateurs d'électricité concerne l'accès aux réseaux de transport et le coût de cet accès. Alors que les réseaux de transport régionaux en Amérique du Nord sont tels qu'il est matériellement impossible d'acheminer de l'électricité d'un point sur un réseau à un point sur un autre réseau, la portion du système située sur le territoire d'une entreprise donnée appartient à cette entreprise et est exploitée par celle-ci; cela vaut également pour les interconnexions nécessaires aux exportations. Aux États-Unis et, dans une moindre mesure, au Canada, les organismes de réglementation se sont efforcés de prévenir les pratiques monopolistiques susceptibles de porter indûment préjudice aux sociétés productrices autres que de service public ou étrangères dans le cadre de l'actuel régime de monopole en adoptant des mesures consistant notamment à obliger les services publics à procéder par appel d'offres lorsqu'ils veulent se doter de nouveaux moyens de production. Cependant, beaucoup de producteurs d'électricité indépendants, de clients commerciaux importants et d'autres acteurs clés ont cessé d'appuyer le statu quo et prônent maintenant le libre jeu de la concurrence.

⁴⁶ Le Pacific Intertie relie l'Oregon et la Californie, permettant ainsi une extension des interconnexions entre, d'une part, la Colombie-Britannique et l'Alberta, au Canada, et, d'autre part, au moins onze États et le nord-ouest du Mexique. Cet ouvrage peut transporter simultanément près de 8 000 MW de courant alternatif et de courant continu.

⁴⁷ Voir, par exemple, l'arrêt 888 de la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis, 18 C.F.R. parties 35 et 36 (24 avril 1996); *Order Denying Motion for Stay*, 79 FERC 61,367 (20 juin 1997) (traite de questions relatives au réseau ouvert dans le contexte des exigences de l'ALÉNA, dans une procédure engagée par Ontario Hydro).

Confrontées aux défis que présente la concurrence internationale (de plus en plus évidente dans le contexte de l'ALÉNA et d'autres accords commerciaux internationaux, comme le GATT) et à la nécessité de réduire leurs coûts, les entreprises qui consomment beaucoup d'électricité sont devenues les plus ardents défenseurs d'une réforme du marché, en particulier là où l'on a investi dans l'énergie nucléaire, maintenant que les centrales nucléaires ne sont plus rentables ni pour celui qui les possède ni pour celui qui les exploite. Beaucoup de gros clients veulent avoir la possibilité d'acheter leur électricité directement des sources qui la vendent à meilleur marché, peu importe en quel point du réseau ces sources se trouvent, au lieu de devoir s'en remettre à leur service public local pour trouver des sources et faire des choix. Les accords commerciaux facilitent la réalisation de cet objectif, principalement de deux façons : en réduisant les tarifs imposés sur l'équipement utilisé dans les projets électriques et en réduisant le tarif imposé sur certains combustibles ainsi que sur l'électricité.

Dans certaines régions, les gros clients admettent que le coût de l'électricité produite par les vieilles centrales, qui étaient financées au moyen de tarifs calculés en fonction du prix de revient, est inférieur au coût moyen de l'électricité proposé dans de nombreux projets de centrales mis de l'avant par les services publics. Les gros clients aimeraient pouvoir acheter leur électricité directement chez les fournisseurs qui offrent le meilleur prix et ne pas avoir à payer pour de nouveaux ouvrages de production. À l'inverse, dans certaines régions de l'Amérique du Nord, les services publics ont investi dans des installations de production coûteuses, notamment des centrales nucléaires et des centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables, caractérisées par un prix de revient de l'électricité supérieur en moyenne au prix de revient de l'électricité produite par beaucoup d'installations modernes nouvelles, notamment les centrales à cycle combiné qui utilisent des turbines au gaz naturel. Dans ces endroits, les clients aimeraient faire des nouvelles installations leur source d'approvisionnement de premier choix. Dans l'un et l'autre cas, les clients, invoquant souvent la concurrence internationale, préfèrent acheter au meilleur prix possible, sans être tenus de s'approvisionner directement auprès des sources de production des services publics constitués en monopoles.

C. Le contexte social

Des forces sociales importantes sont à l'œuvre dans la poussée que l'on observe aux États-Unis et au Canada vers une plus grande concurrence. Peut-être le mobile sous-jacent le plus puissant en faveur de la déréglementation du secteur de l'électricité est-il le désir de faire baisser les prix. Les lois promulguées par les États en vue de la déréglementation comportent souvent des dispositions imposant des réductions de tarif immédiates, dans la période qui précède la mise en œuvre de la concurrence, avec l'espoir que les tarifs continueront de décroître avec la concurrence. Dans l'Illinois, par exemple, la loi signée par le gouverneur Jim Edgar, en décembre 1997, impose une baisse de 15 % en août 1998, suivie d'une autre baisse de 5 % en 2002, après quoi le jeu de la concurrence sera étendu à la vente au détail.

On estime que, si les tarifs sont plus bas, la croissance économique s'accélérera. L'argument voulant que la déréglementation du secteur de l'électricité provoquera une croissance de l'emploi, en améliorant la compétitivité régionale, est de plus en plus invoqué, maintenant qu'une première vague de mesures de déréglementation ont été mises en œuvre dans plusieurs États et provinces aux États-Unis et au Canada. Les autorités qui s'apprentent à lancer la deuxième vague, comme l'Ontario, ont insisté sur le fait que la déréglementation est nécessaire, d'abord pour rattraper les autres provinces ou États, puis pour obtenir des avantages concurrentiels par rapport à ces autres États ou provinces⁴⁸.

Toutefois, la restructuration d'un nombre important de grandes entreprises de production d'électricité appartenant à l'État, en Amérique du Nord, peut fort bien entraîner des bouleversements susceptibles de provoquer des pertes d'emplois. À cause de cette perspective, la décision de restructurer se transforme en un problème politique délicat dans les États ou les provinces où les sociétés d'État ont parfois été considérées comme les employeurs de dernier recours. Dans le cas de la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE, Commission fédérale de l'électricité) du Mexique, le nombre total d'emplois offert par la société a diminué d'environ 25 % entre 1984 et 1994, mais la majeure partie des pertes d'emplois a eu lieu dans le secteur de la construction. Le nombre d'employés permanents est pratiquement resté le même pendant cette période, enregistrant une certaine croissance au

⁴⁸ Voir, par exemple, le document du ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie de l'Ontario (1997) intitulé : *La voie du changement : pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario*, p. 1-9. Également, la *Coalition for Choice in Electricity* et d'autres groupes d'hommes d'affaires en Ohio s'inquiètent de perdre du terrain par rapport à leurs concurrents si le Michigan et l'Illinois vont de l'avant avec la déréglementation (*Daily Power Report*, 1^{er} décembre 1997, < www.powermarketers.com >).

milieu des années 1980 pour diminuer ensuite, à partir de 1989, et se fixer à quelque 51 500 employés en mai 1994⁴⁹. À titre de comparaison, Hydro-Québec, une société d'État ayant une capacité installée similaire à celle de la CFE, emploie environ 36 500 personnes⁵⁰. La création éventuelle d'emplois dans de nouvelles entreprises privées doit être comparée aux pertes d'emplois dans le secteur public. Par ailleurs, la dynamique de la restructuration du secteur de l'électricité s'inscrit dans un contexte où les groupes de consommateurs et les groupes de défense de l'environnement ainsi que les acteurs nationaux ou sous-nationaux et les associations industrielles s'efforcent tous activement de déterminer les résultats.

D. Le contexte géographique

Le secteur de l'électricité en Amérique du Nord présente des variations importantes en ce qui concerne les sources d'énergie utilisées, les modes de consommation et de demande, ainsi que l'établissement du prix de l'électricité dans chaque pays.

1. La situation concernant les sources d'énergie et la production

Le secteur de l'électricité nord-américain a une capacité de production installée de près de 912 000 MW. Environ 66 % des centrales sont alimentées avec des combustibles fossiles, 18 % sont des centrales hydroélectriques, 13 % sont des centrales nucléaires et un peu moins de 2 % sont alimentées par des sources d'énergie renouvelables autres que les ressources hydrauliques (tableau 1 et annexe B). De ce total, la capacité installée aux États-Unis représente plus de 763 000 MW, soit environ 83 %. La capacité installée canadienne compte pour 13 % et celle du Mexique, pour environ 4 %.

Les sources d'énergie utilisées varient selon les pays : plus de la moitié de la capacité installée du Canada dépend de l'hydroélectricité, tandis que les centrales électriques des États-Unis sont principalement alimentées au charbon et que le parc de centrales du Mexique est surtout alimenté au pétrole.

Tableau 1 Capacité installée de production d'électricité en Amérique du Nord, 1995-1996

Capacité installée (MW)*	Combustibles fossiles	Hydroélectricité	Nucléaire	Sources d'énergie renouvelables	Total
Canada ¹	33 307	64 770	16 393	1 035	115 505
États-Unis ²	549 026	91 114	107 896	15 395	763 431
Mexique ³	21 645	9 329	1 309	755	33 037
Total	603 978	165 213	125 598	17 185	911 973
Pourcentages					
Canada	28,8	56,1	14,2	0,9	100
États-Unis	71,9	11,9	14,1	2,0	100
Mexique	65,5	28,2	4,0	2,3	100
Total	66,2	18,1	13,8	1,9	100

*Puissance nominale : ¹ le 31 décembre 1995; ² le 1^{er} janvier 1996; ³ le 31 décembre 1995.

Sources : ACE, EIA et CFE.

⁴⁹ Comisión Federal de Electricidad, 1994, p. 79.

⁵⁰ Hydro-Québec, 1997a.

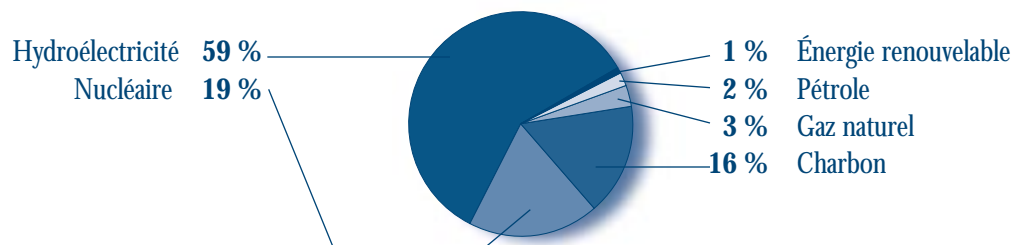
Les caractéristiques de la capacité installée de chaque pays influent sur la répartition de la production par type de combustible. La production annuelle varie en fonction de la quantité d'hydroélectricité qui peut être produite compte tenu des variations annuelles des précipitations et de la capacité nucléaire disponible.

En 1994, la production globale d'électricité au Canada s'est établie à 554,2 térawattheures (TWh). La part de l'hydroélectricité était de 59 %, celle du nucléaire, de 19 %, et celle des combustibles fossiles, de 21 %. La part des combustibles fossiles se ventilait ainsi : charbon, 16 %; gaz, 3 %; mazout, 2 % et sources d'énergie renouvelables, 1 % (figure 1).

Aux États-Unis, la production globale d'électricité en 1994 a été de 3 473,6 TWh. Les centrales américaines sont principalement des centrales thermiques, la part de ces dernières ayant atteint 72 % de la production totale en 1994. Selon les types de combustible, la production des centrales thermiques se ventile ainsi : charbon, 52 %; gaz naturel, 14 %; mazout, 3,4 %; sources de remplacement, comme la combustion des déchets, 2 %. La part des centrales nucléaires dans la production totale s'est élevée à 20 % et celle des centrales hydroélectriques, à 8 %. Les énergies géothermique, solaire et éolienne ont compté pour 0,6 % de la production totale (figure 2).

En 1996, on a pu observer une évolution dans la production d'électricité aux États-Unis : la part des centrales hydroélectriques et des centrales thermiques alimentées au charbon a augmenté, tandis que celle des centrales alimentées au gaz naturel a diminué. Ainsi, en 1996, la part du charbon a atteint 56 % et celle du nucléaire, 22 %. Le reste de la production se ventilait ainsi : hydroélectricité, 11 %; gaz naturel, 9 %, mazout, 2 % et sources d'énergie renouvelables, 1 %⁵¹.

Figure 1 Production d'électricité par type de combustible au Canada, 1994

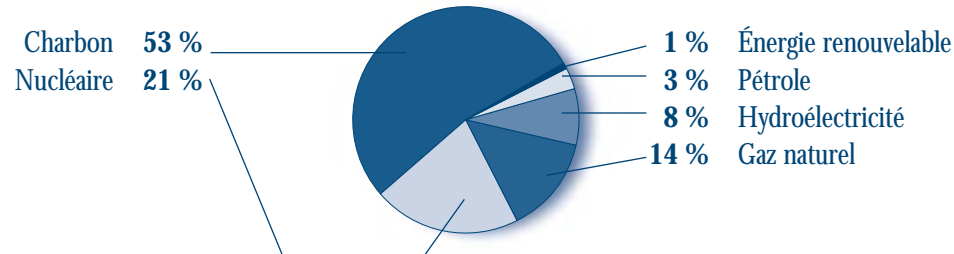


Au Mexique, la production globale d'électricité s'est établie à 147,9 TWh en 1994. La part des centrales thermiques était de 80 %, dont 59 % pour les centrales alimentées au mazout, 12 % pour les centrales alimentées au gaz naturel et 9 % pour les centrales alimentées au charbon. La part des centrales non alimentées avec des combustibles fossiles se ventilait comme suit : hydroélectricité, 14 %; énergie géothermique, 4 %, et nucléaire, 2 % (figure 3).

⁵¹ US Department of Energy, 1997, p. 95.

Figure 2

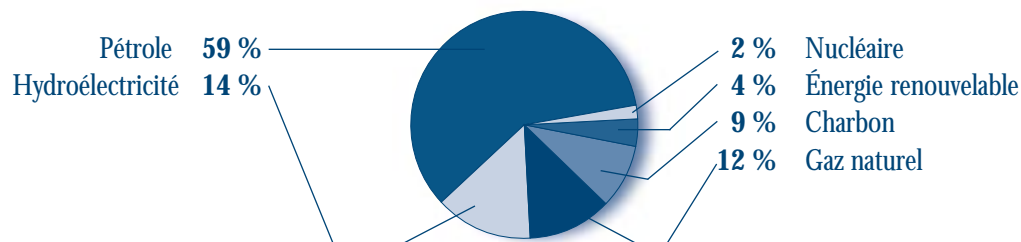
Production d'électricité par type de combustible aux États-Unis, 1994



Source : EIA, 1998.

Figure 3

Production d'électricité par type de combustible au Mexique, 1994



Source : CFE, 1995.

2. Les tendances régionales et nationales dans la demande et la consommation d'électricité

La consommation d'électricité augmente. C'est le Mexique qui devrait connaître la croissance la plus rapide, suivi des États-Unis et du Canada. Depuis 1994, le Mexique a enregistré une croissance moyenne de la consommation d'électricité d'environ 5 % par an, tandis que le taux de croissance aux États-Unis et au Canada a été inférieur à 3 %. Le Mexique s'attend à ce que la croissance de la demande de pointe atteigne 4,5 % au cours de la période 1997-2205. On s'attend à ce que la demande de pointe soit de 1,7 % par an pendant la même période aux États-Unis et de 1,6 % par an au Canada.

3. Les tendances dans la consommation à l'échelle des États ou des provinces

À l'intérieur de chaque pays, les taux de croissance de la consommation et de la demande d'électricité varient considérablement d'une région à une autre. Sont présentées ci-dessous les données disponibles concernant la croissance de la demande à l'échelle sous-nationale et, dans la mesure du possible, par secteur à l'échelle sous-fédérale. Il s'agit de déterminer les régions du continent qui ont enregistré les plus hauts taux de croissance et celles pour lesquelles on s'attend à ce que la croissance soit la plus rapide dans les années à venir. Les tableaux contenant des chiffres récents sur la consommation et la croissance de la consommation, par État ou province, sont présentés à l'annexe C.

Au Mexique, plusieurs États se sont signalés de façon constante par un haut taux de consommation pendant la période 1994-1996. On observe une augmentation à deux chiffres dans des États situés le long de la frontière avec les États-Unis, comme les États de Baja California, Sonora et Coahuila, où se trouvent les *maquiladoras* (les autres États frontaliers de Chihuahua et Tamaulipas ont également enregistré des taux de croissance élevés, mais pas à deux chiffres), ainsi que dans d'autres États très peuplés ou industrialisés, comme les États de México, Nuevo León, Puebla, Querétaro, Aguascalientes et Durango. D'autres

régions n'ont pas connu une croissance aussi rapide dans les dernières années, mais, sur une période plus longue, le taux de croissance est également élevé. C'est surtout le cas des États de la péninsule du Yucatán, notamment celui de Quintana Roo.

Aux États-Unis, les données de 1993 à 1996 montrent que c'est au sud du pays que la consommation d'électricité augmente le plus rapidement, en particulier dans les États de la *Sun Belt* – Georgie, Carolines, Alabama et Arizona. Le taux de croissance est également élevé dans les États des plaines, comme le Dakota du Nord, le Missouri, le Nebraska et le Minnesota. Au Canada, pour lequel les données détaillées de 1996 ne sont pas encore disponibles, c'est dans les régions du centre-ouest et du nord-ouest que le taux de croissance est le plus élevé, notamment au Manitoba, en Alberta et dans les Territoires du Nord-Ouest et plus particulièrement encore au Yukon, où le taux de croissance a atteint 31,3 % entre 1994 et 1995.

Le taux de croissance de la consommation globale d'électricité en Amérique du Nord s'est situé en moyenne entre 3 % et 4 % par an entre les années 1993 et 1996 (tableau 2).

Tableau 2 Consommation d'électricité en Amérique du Nord

Pays	Consommation (GWh)				Croissance (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Canada	482 515,0	493 452,0	503 357,9	516 954,7	2,27	2,01	2,70
États-Unis (contigus)	2 848 428	2 921 083	2 999 591	3 070 620	2,55	2,69	2,37
Mexique	100 876,4	109 532,9	113 365,1	121 571,2	8,58	3,5	7,24
Total A.N.	3 431 819,5	3 524 067,9	3 616 313,9	3 709 145,9	2,69	2,62	2,57

Sources : Statistique Canada, Energy Information Administration (US Department of Energy), et Comisión Federal de Electricidad.

4. La situation concernant les tarifs d'électricité moyens

Une récente évaluation des prix moyens de l'électricité, par État et par province pour les États-Unis et le Canada, révèle qu'il y a trois grandes régions où les coûts sont faibles (par définition, prix moyens inférieurs à 4,5 cents américains le kWh)⁵². Ces régions sont le nord-est du continent (provinces de Québec et de Terre-Neuve), le Nord-Ouest (province de Colombie-Britannique et États de Washington, Idaho et Wyoming) et les provinces canadiennes centrales (Alberta et Manitoba). Le Kentucky est un État isolé où les coûts sont faibles. Les deux régions où les coûts sont élevés (par définition, prix moyens supérieurs à 9 cents le kWh) sont le nord-est des États-Unis (Nouvelle-Angleterre, New York et New Jersey) et la Californie. Les prix de l'électricité dans le reste des États-Unis et du Canada varient entre 4,5 cents et 9 cents le kWh.

Le Mexique ferait partie des régions où les coûts sont faibles pour l'année 1995, mais il est important de souligner que les effets de la dévaluation du peso de décembre 1994 ont continué à se faire sentir en 1995, ce qui fausse les comparaisons. Depuis 1995, la CFE a augmenté considérablement ses tarifs pour suivre l'inflation déclenchée par la dévaluation. Les tarifs mexicains varient beaucoup d'une région à une autre. En 1995, les prix moyens de l'électricité allaient de 2,5 cents (0,1967 pesos) le kWh dans l'État de Michoacán, dans la partie centre-ouest du pays, à 4,2 cents (0,3211 pesos) le kWh dans l'État de Campeche, dans le sud-est, et à 3,7 cents (0,288 pesos) le kWh dans l'État de Baja California, dans le nord-ouest⁵³.

⁵² Hydro-Québec, 1997b, p. 14.

⁵³ Pour des données détaillées sur les tarifs, voir la page Web de la *Comisión Federal de Electricidad* : < www.cfe.gob.mx > .

5. La situation concernant les tarifs d'électricité résidentiels

Les tarifs résidentiels ont tendance à être plus élevés que les tarifs industriels et commerciaux, mais la répartition géographique des tarifs résidentiels élevés a tendance à suivre le même schéma que précédemment, avec quelques variations. D'après une enquête menée périodiquement auprès de 60 producteurs (sociétés appartenant au secteur privé, coopératives municipales, coopératives rurales et réseaux fédéraux gérés par la *Jacksonville Electric Authority* [JEA, Commission de l'électricité de Jacksonville, Floride]), c'est dans le nord-est des États-Unis, dans certaines régions du *Midwest* (surtout à Chicago et à Cleveland) et en Californie que les tarifs résidentiels sont les plus élevés (plus de 10 ¢US/kWh). Les tarifs sont les plus bas dans le sud-est (Texas) et dans le nord-ouest de la région du Pacifique (annexe D)⁵⁴.

Le sommaire des données historiques de la JEA pour la période allant de 1986 à 1997 montre que, la plupart du temps, les services publics qui imposaient les tarifs les plus élevés en janvier 1998 étaient ceux qui avaient inscrit les plus grandes augmentations totales au cours de la dernière décennie. À l'inverse, les services publics qui avaient le moins augmenté leurs tarifs (six des 60 baisses nettes enregistrées) étaient parmi ceux qui affichaient les plus bas tarifs en 1998. Les cas où des services publics affichant des tarifs élevés ont enregistré des baisses, et vice versa, sont très rares. Parmi les cas exceptionnels, citons la San Diego Gas & Electric, dont les tarifs résidentiels ont diminué de 4 % entre 1986 et 1997. Pendant ce temps, la Texas Utilities Electric Co. (Dallas) affichait une augmentation de 58 %, tout en continuant d'offrir des bas prix, avec des tarifs résidentiels d'environ 7.6 ¢US/kWh⁵⁵.

6. La situation concernant les tarifs d'électricité industriels

Les tarifs d'électricité industriels sont un facteur déterminant de la compétitivité des industries pour lesquelles les coûts de l'énergie représentent une fraction importante des coûts de production globaux. En Amérique du Nord, les tarifs industriels moyens varient considérablement d'une région à une autre, ce qui est une source de préoccupations pour les entreprises qui doivent faire face à une concurrence de plus en plus féroce sur le marché continental. Comme il a été mentionné précédemment, ce sont les grands consommateurs industriels d'électricité qui ont fait campagne pour une déréglementation du secteur de l'électricité en insistant sur l'idée que la concurrence dans ce secteur se traduirait par une baisse des prix. Il est fort probable que la perspective d'un changement dans la réglementation dans des provinces ou des États voisins pousse encore plus les entreprises à réclamer une déréglementation dans d'autres régions. Apparemment, cet argument de la préservation de la compétitivité industrielle est au centre des plans du gouvernement provincial de l'Ontario visant à introduire la concurrence dans la province d'ici l'an 2000.

Une comparaison des tarifs industriels révèle des disparités importantes dans chacun des pays signataires de l'ALÉNA, ainsi qu'entre les pays (tableau 3). Au Canada, c'est dans les villes de l'Ontario que les tarifs sont les plus élevés, tandis que les villes des provinces riches en hydroélectricité – Manitoba, Québec et Colombie-Britannique — se retrouvent au bas de la liste. Aux États-Unis, les villes du nord-ouest, une région riche en hydroélectricité, sont celles qui enregistrent les tarifs les plus bas, tandis que dans le nord-est, où l'électricité est produite par des centrales thermiques, les tarifs sont beaucoup plus élevés.

Au Mexique, les tarifs moyens varient beaucoup moins d'un État à un autre qu'aux États-Unis ou qu'entre les provinces canadiennes. Cela est peut-être dû au fait que, pour des raisons de politiques, les tarifs industriels sont fixés par le *Secretaría de Hacienda y Crédito Público* (SHCP, Secrétariat des finances et du crédit public) à des niveaux inférieurs au coût marginal à long terme de la fourniture de l'électricité. Cependant, en moyenne, on constate que les tarifs d'électricité industriels au Mexique se situent à l'extrémité inférieure de la fourchette observée aux États-Unis. De surcroît, les États où les tarifs sont les plus bas sont situés soit à proximité des grandes régions productrices de pétrole, dans le golfe du Mexique, là où les marchés sont importants et où les prix peuvent être fixés en fonction du volume, soit dans des régions, comme la Baja California, où la capacité de production des centrales géothermiques est importante. De façon générale, ces disparités géographiques peuvent inciter les industries qui font face à des coûts d'électricité élevés à s'installer au Mexique, et leurs concurrents américains et canadiens à réclamer un réseau ouvert afin de réduire ces coûts pour eux-mêmes. Cependant, pour certains secteurs au Mexique, il est possible que les tarifs applicables soient plus élevés que ceux auxquels leurs concurrents américains et canadiens sont assujettis. D'après une analyse réalisée par l'*Asociación Nacional de la Industria Química* (ANIQ, Association nationale de l'industrie chimique) du Mexique, les prix de l'électricité au Mexique en 1997 ont été très voisins de ceux pratiqués aux États-Unis et au Venezuela pour les industries pétrochimiques et sidérurgiques, mais ils étaient plus élevés dans les secteurs du verre, de l'aluminium, du chlore et de la soude, comparativement aux États-Unis et au Canada⁵⁶.

⁵⁴ JEA, sans date.

⁵⁵ *Ibid.*

⁵⁶ José Montemayor Dragonne, directeur commercial, *Química Penn Walt*, communication personnelle, 19 décembre 1997.

Les comparaisons mettent également en évidence certaines des forces du marché qui influent sur le commerce en Amérique du Nord, notamment dans le nord-est des États-Unis. Outre le fait que les prix de l'électricité sont élevés dans cette région, les excédents de production d'hydroélectricité à Montréal et à Québec incitent le Québec à vendre de l'électricité à la Nouvelle-Angleterre. Les écarts de prix donnent une idée des gains potentiels que la Colombie-Britannique ou les États du nord-ouest de la côte Pacifique, au nord, ou l'État mexicain de Baja California, au sud, pourraient réaliser en vendant de l'électricité à la Californie. Toutes choses égales par ailleurs, en l'absence de tels échanges transfrontaliers, les industries dont la facture d'électricité est élevée pourraient avoir tendance à aller s'installer là où les prix de l'électricité sont plus bas.

Tableau 3 Tarifs d'électricité industriels en Amérique du Nord, 1996

Pays	Ville et État ou province	\$US/kWh	Pesos/kWh
Canada	Toronto, Ontario	0,0627	
	Ottawa, Ontario	0,0502	
	Calgary, Alberta	0,0407	
	Vancouver, Colombie-Britannique	0,0407	
	Montréal, Québec	0,0399	
	Winnipeg, Manitoba	0,0349	
États-Unis	Boston, Massachussets	0,0843	
	Detroit, Michigan	0,0717	
	Houston, Texas	0,0598	
	Minneapolis, Minnesota	0,0505	
	Seattle, Washington	0,0404	
	Portland, Oregon	0,0395	
Mexique	Quintana Roo	0,0433	0,3295
	Mexico DF	0,0420	0,3197
	Guanajuato	0,0419	0,3187
	Morelos	0,0404	0,3075
	Tamaulipas	0,0401	0,3053
	Chihuahua	0,0400	0,3040
	Jalisco	0,0398	0,3030
	BCN	0,0390	0,2967
	État de Mexico	0,0378	0,2877
	Nuevo León	0,0355	0,2698
	San Luis Potosí	0,0332	0,2523
	Veracruz	0,0321	0,2440
	Taux de change		

Sources : Données mexicaines, Comisión Federal de Electricidad; données américaines et canadiennes, L'énergie électrique au Canada 1995, p. 25

7. La réglementation du secteur de l'électricité en Amérique du Nord

On observe également une variation importante dans la structure de la réglementation en Amérique du Nord. Alors qu'aux États-Unis et au Canada les responsabilités de la réglementation sont partagées entre des organismes fédéraux et des entités sous-fédérales, le système mexicain de réglementation du secteur de l'énergie est entièrement fédéral. Le nombre de fournisseurs d'électricité varie également de plus de 3 000 entreprises privées, publiques, fédérales et autres aux États-Unis à un nombre beaucoup plus réduit d'entreprises de tous les types au Canada, et à deux entreprises publiques seulement (de tailles très différentes) au Mexique. Cette énorme disparité a des conséquences importantes, tant du point de vue analytique que de celui des mécanismes disponibles pour trouver des solutions intégrées aux problèmes environnementaux associés au secteur de l'électricité nord-américain.

III. La filière de l'ALÉNA

La section qui suit explique comment le régime mis en place par l'ALÉNA (règles et institutions) peut avoir une incidence de plus en plus marquée sur le secteur de l'électricité, malgré le fait que l'Accord lui-même comporte peu de dispositions consacrées au secteur de l'électricité comme tel. L'influence de l'ALÉNA se manifeste d'abord par les changements survenus dans des domaines tels que les marchés publics et le commerce des biens d'équipement. Elle s'étend à la création d'un environnement commercial, économique et politique élargi qui favorise la restructuration et la libéralisation des marchés de l'électricité à l'échelle nationale et internationale. Il faut également compter avec les institutions de l'ALÉNA, agents potentiels d'une harmonisation en matière de coopération et de réglementation.

Le régime instauré par l'ALÉNA agit sur le marché de l'électricité principalement de deux manières : en premier lieu, ce régime a renforcé les pressions en vue de l'ouverture du marché de l'électricité nord-américain à la concurrence; en second lieu, ce régime a mis en place et continuera d'élargir les cadres institutionnels dans lesquels pourra s'opérer l'intégration des marchés de l'électricité canadien, américain et mexicain, notamment en ce qui concerne le règlement des différends commerciaux. Avant d'examiner ces répercussions de l'ALÉNA, il est bon de jeter un coup d'œil à certaines des principales dispositions de cet accord qui visent le secteur de l'énergie et à celles qui touchent plus directement le secteur de l'électricité.

288

A. Les règles nouvelles introduites par l'ALÉNA

Les changements les plus directs apportés aux règles à la suite de la mise en œuvre de l'ALÉNA ont trait au commerce et aux investissements dans le secteur de l'électricité. L'un des résultats les plus importants de l'ALÉNA dans le secteur de l'énergie est l'ouverture des procédures d'approvisionnement des marchés de PEMEX et de la CFE aux fournisseurs étrangers. La proportion des appels d'offres auxquels les entreprises étrangères peuvent répondre a été fixée à 50 % pour la première année de mise en œuvre de l'ALÉNA, à 70 % pour la huitième année et à 100 % pour la dixième année. Le chapitre sur l'énergie comporte également des dispositions comparables aux exigences du GATT, destinées à faire en sorte que les entreprises américaines et canadiennes soient équitablement traitées dans les procédures de passation des marchés appliquées par la CFE et PEMEX⁵⁷.

L'ALÉNA permet également des baisses importantes dans les droits applicables à l'équipement de production d'électricité, tant pour les services publics que pour les entreprises privées. Ces baisses sont plus évidentes au Mexique, ce qui s'explique par le fait que les droits étaient relativement peu élevés aux États-Unis et au Canada. Sur les 14 grandes catégories d'équipement couramment utilisées dans le secteur de l'énergie, la vaste majorité des articles qui figurent dans les catégories turbines à gaz, turbines à vapeur, moteurs à combustion interne et autres moteurs à piston sont déjà exemptés de droits en vertu du programme de réduction tarifaire de l'ALÉNA.

Par ailleurs, bien que ce ne soit pas un résultat direct de l'ALÉNA, certains biens d'équipement destinés à la protection de l'environnement non fabriqués au Mexique sont exemptés de droits, lorsqu'ils sont importés au Mexique, en vertu de la politique d'exemption adoptée en 1996 par le Secofi et le Semarnap dans le but d'encourager les entreprises à investir dans les techniques antipollution. Une partie de l'équipement antipollution utilisé dans le secteur de l'énergie appartiendrait à cette catégorie, notamment les appareils destinés à éliminer les substances volatiles des effluents gazeux (telles les colonnes à haute densité

⁵⁷ Hufbauer et Schott, 1993, p. 33-34.

ou les colonnes d'absorption et d'adsorption), les appareils destinés à récupérer les particules des effluents gazeux (tels les brûleurs et les appareils anti-NO_x), les séparateurs particules-gaz ainsi que les appareils de mesure et de surveillance⁵⁸.

L'ALÉNA a également permis la libéralisation du commerce du charbon et du gaz naturel. Le Mexique a supprimé les droits de 10 % qu'il percevait sur le charbon importé et il garantira le traitement national aux importations en provenance des États-Unis et du Canada. Cependant, une taxe de 6 % sur la valeur ajoutée s'applique toujours aux ventes aux entreprises parapubliques (comme la CFE). Les droits sur le gaz naturel vont également baisser; le Mexique s'est engagé à réduire ses droits, actuellement de 10 %, de 1 % par an. Toutefois, certains observateurs ont signalé que, depuis la mise en œuvre au Mexique, au début de 1997, de la politique de libre-accès au transport du gaz, les droits restent trop élevés pour que les consommateurs industriels du Mexique trouvent le gaz importé rentable et, partant, les importations privées de gaz ont été négligeables⁵⁹.

On peut penser que la plus importante répercussion de l'ALÉNA sur le secteur de l'électricité en Amérique du Nord réside dans la mise en place d'un cadre plus favorable au commerce et aux investissements transfrontaliers. Les dispositions de l'ALÉNA concernant la procédure de passation de marchés des administrations publiques, les droits de propriété intellectuelle et les garanties d'investissement contribuent à rendre les transactions plus sûres et plus transparentes, ce qui se traduit par un accroissement des investissements internationaux au sein de la région.

Le chapitre 6 de l'ALÉNA, tout comme les parties pertinentes de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis, vise à restreindre le pouvoir des organismes de réglementation d'intervenir dans le commerce extérieur de l'énergie, en supprimant les obstacles au libre-échange dans le secteur de l'énergie et en s'efforçant de prévenir la création de nouveaux obstacles. Non seulement l'ALÉNA incorpore-t-il les dispositions de l'Accord canado-américain sur les taxes à l'exportation et les restrictions en matière d'échanges, mais il précise également que, dans les trois pays, l'adoption des mesures de réglementation relatives à l'énergie est soumise à la règle du traitement national⁶⁰. Cette règle jouera vraisemblablement un rôle important dans le règlement des différends commerciaux à l'avenir. En ce qui concerne le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis, les deux points suivants sont à retenir :

- l'élimination de l'exigence minimale et des tests de l'option la moins coûteuse utilisés par l'Office national de l'énergie du Canada aux fins d'approuver les prix à l'exportation;
- l'obligation pour la Bonneville Power Administration (la société fédérale américaine qui possède et exploite les réseaux de transport et de distribution de l'électricité dans la région nord-ouest de la côte du Pacifique) de modifier sa politique concernant l'accès au réseau Intertie afin d'assurer à BC Hydro le traitement national.

Chaque Partie se réserve le droit de mettre en œuvre, d'une façon conforme à l'ALÉNA, ses propres lois antidumping et ses lois sur les droits compensateurs.

Dans le contexte d'un marché de l'énergie soumis au jeu de la concurrence, des accords de libre-échange comme l'ALÉNA et l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis préparent le terrain à l'intégration économique des pays d'Amérique du Nord. L'accord canado-américain et la déréglementation du secteur du gaz naturel ont contribué à l'intégration économique du Canada et des États-Unis dans ce secteur. L'importance du rôle de catalyseur joué par l'ALÉNA dans la restructuration de l'industrie de l'électricité a fourni motivation et confiance, surtout à la lumière de l'exemple du secteur du gaz naturel. L'ALÉNA a témoigné clairement de la volonté des plus hautes instances politiques d'encourager la concurrence loyale. Le cadre institutionnel et légal mis en place a fourni les règles fondamentales nécessaires à l'évolution rationnelle du processus d'intégration économique. Jusqu'à maintenant, le rapport entre l'accès aux marchés internationaux assuré par l'ALÉNA et la restructuration des marchés de l'électricité a constitué un processus itératif. À mesure que la restructuration progressera, l'ALÉNA jouera un rôle utile en fournissant le cadre institutionnel grâce auquel l'intégration économique du Canada et des États-Unis pourra s'opérer sans que les problèmes de commerce extérieur mènent à une impasse.

⁵⁸ Secofi et Semarnap. La politique d'exemption tarifaire a été publiée dans le *Diario Oficial* le 28 décembre 1996. Date d'entrée en vigueur : le 1^{er} janvier 1997.

⁵⁹ Voir Baker, 1997, p. 15-17.

⁶⁰ Par *traitement national*, on entend le principe selon lequel les signataires d'un accord commercial donné, comme l'ALÉNA, appliquent aux entreprises des autres pays signataires les mêmes règlements que ceux auxquels leurs propres entreprises sont soumises, d'où le « traitement national » accordé aux entreprises étrangères.

Les revendications des producteurs américains en vue d'obtenir la réciprocité représentent déjà un enjeu important au chapitre du commerce transfrontalier. Dans le cadre de l'ALÉNA, aucun des trois pays n'est tenu à la réciprocité à l'égard des biens d'un autre pays : seul le traitement national s'applique. Pour le moment, les acteurs du marché au Canada, comme BC Hydro, ont choisi de pratiquer volontairement la réciprocité plutôt que de faire valoir leurs droits et de provoquer un interminable différend commercial. Toutefois, les restrictions sur l'accès pourraient devenir difficiles à accepter si les pouvoirs publics américains décidaient d'appliquer la règle de la concurrence sur le marché de détail et si les organismes de réglementation canadiens, fédéraux et provinciaux tardaient à suivre, faisant perdre ainsi aux producteurs canadiens la chance de pénétrer les nouveaux marchés au moment où ceux-ci s'ouvriraient.

Une autre question qui pourrait donner lieu à des plaintes en matière de commerce international concerne le prix des services de transport et l'accès au réseau de transport. Un service public dispose de deux moyens pour empêcher d'autres producteurs de lui faire concurrence auprès de sa clientèle : il peut imposer des droits excessifs ou discriminatoires pour l'utilisation de son réseau de transport, ou il peut afficher une capacité nulle sur certaines lignes de transport sur le système d'information OASIS⁶¹. Il est possible qu'un jour des exportateurs portent plainte, estimant que certains frais de transport ou certaines autres pratiques de l'entreprise de transport constituent un obstacle au commerce extérieur. De même, il pourrait arriver qu'une nouvelle réglementation en matière d'environnement soit dénoncée comme un obstacle non tarifaire au commerce extérieur si cette réglementation était mise en œuvre d'une manière discriminatoire ou anticoncurrentielle.

B. Les institutions issues de l'ALÉNA

Jusqu'à maintenant, les institutions mises en place par l'ALÉNA et les mécanismes afférents n'ont que très peu touché le secteur de l'électricité. Cependant, ils pourraient servir à exploiter des possibilités aux plans de l'environnement et de l'économie. Les entreprises, les organismes de réglementation et d'autres parties intéressées à l'échelon fédéral et aux échelons inférieurs de l'administration publique devraient tous retirer des avantages d'un dialogue plus poussé, du partage des meilleures pratiques ainsi que de l'harmonisation des règlements. De plus, les institutions de l'ALÉNA et les mécanismes trilatéraux intergouvernementaux qu'elles aident à mettre sur pied peuvent contribuer à l'amélioration des communications entre les trois pays, au renforcement des capacités et à l'harmonisation des règlements de la part des gouvernements nationaux, ainsi qu'à l'amélioration des communications entre les autres intervenants.

Bien qu'aucun organe créé par l'ALÉNA ne soit directement chargé de s'occuper du commerce international de l'électricité, plusieurs comités ont des mandats susceptibles d'avoir des incidences sur le secteur de l'électricité. Il existe, par exemple, tout un réseau de sous-comités et de groupes de travail constitués sous les auspices du Comité des mesures normatives (article 913 de l'ALÉNA). Ce comité est responsable de la surveillance et de la mise en application de la partie de l'ALÉNA qui traite des obstacles techniques au commerce. Il est également chargé de fournir aux parties un lieu de coopération en ce qui concerne l'élaboration de normes compatibles. En outre, le Sous-Comité des petites entreprises du Comité des marchés a déjà rédigé un guide destiné à aider les petites et moyennes entreprises à obtenir des marchés auprès des administrations publiques. Ce groupe est intervenu directement dans le secteur de l'électricité en travaillant sur la formule utilisée par le Mexique pour calculer les conditions de réserve des marchés de PEMEX et de la CFE.

Hors de l'ALÉNA, il existe un large éventail d'institutions et d'associations bénévoles liées au secteur de l'énergie, comme le *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité), le *Western Systems Coordinating Council* (WSCC, Conseil de coordination des réseaux de l'Ouest), la *Western Regional Transmission Association* (Association régionale de transport de l'Ouest) et le *Committee on Regional Electric Power Cooperation* (Comité sur la coopération régionale en matière d'énergie électrique) des États et des provinces de l'Ouest. Leurs activités ont contribué à encourager l'intégration des trois pays sur les questions relatives à l'énergie. Des renseignements plus complets sur ces institutions, et sur d'autres, sont présentés à l'annexe E.

⁶¹ Le système d'information en direct sur l'accès libre (*Open-Access Same-Time Information System* – OASIS) est un tableau d'affichage électronique exigé par la FERC, aux termes de l'arrêté 889. Tous les transporteurs soumis à l'autorité de la FERC doivent participer au système et fournir aux clients des réseaux de transport librement accessibles de l'information électronique sur la capacité de transport disponible et sur les tarifs. Tous ces transporteurs devaient se conformer au règlement de l'OASIS à partir de décembre 1996.

En 1996, il a été proposé de créer un organe indépendant de l'ALÉNA, responsable des questions relatives à l'efficacité énergétique et fondé sur la coopération bilatérale existante entre le Canada et les États-Unis⁶². Les responsables de l'ALÉNA au sein du ministère canadien des Affaires étrangères et du Commerce international (MAECI) ont applaudi cette initiative et ont offert d'accueillir le nouvel organe au sein de l'ALÉNA, si tel était le vœu. Au départ, les États-Unis ont conçu un programme permettant aux fabricants américains d'apposer une étiquette en trois langues qui s'appliquerait à toute l'Amérique du Nord. Le MAECI espérait qu'il serait possible ensuite d'abandonner les étiquettes pour passer à des cotes d'efficacité énergétique, une idée sur laquelle le Canada et les États-Unis sont très près d'une entente bilatérale. Le système pourrait ensuite être étendu à des produits tels que les appareils ménagers, les postes de télévision, les luminaires et les ampoules. Il est possible que les trois pays estiment qu'il est facile d'harmoniser les pratiques concernant de nouvelles applications, par exemple en introduisant une norme nord-américaine d'efficacité énergétique pour les postes de télévision ou les ordinateurs.

Il existe également une série d'autres institutions, notamment des mécanismes bilatéraux entre les États-Unis, d'une part, et le Canada et le Mexique, d'autre part, qui permettent de traiter les questions d'intérêt mutuel. Bien que ces véhicules soient nettement plus limités que les organes trilatéraux relevant de l'ALÉNA, ils permettent de progresser dans la résolution d'un grand nombre de problèmes soulevés dans la présente étude.

Les mécanismes de règlement des différends et d'enquête créés par l'ALÉNA (chapitres 11, 19, 20 de l'ALÉNA et articles 14, 15 et 24 de l'ANACDE) et l'effet de dissuasion de ces mécanismes font que les entreprises et les autres acteurs sont moins enclins à escompter une attitude systématique de laisser-faire de la part des pouvoirs publics et, partant, à se contenter de méthodes de protection de l'environnement médiocres dans le cadre de leurs activités⁶³. Le mécanisme de consultation antérieurement prévu à l'article 905 de l'ALÉ (utilisé par les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique aux fins d'amorcer des consultations avec la *California Public Utilities Commission* [Commission des services publics de la Californie] à la suite de différends relatifs à des contrats) a été retiré de l'article 606 de l'ALÉNA, pour être remplacé par la procédure de règlement des différends prévue au chapitre 20 de l'ALÉNA.

Dans le contexte de la libéralisation du commerce en Amérique du Nord, les arrêtés 888 et 888-A de la FERC visent à éliminer les restrictions anticoncurrentielles sur l'accès au transport en exigeant de tous les services publics américains qu'ils enregistrent un tarif type de transport en libreaccès auprès de la FERC. En vertu de la politique de réciprocité pratiquée par la FERC, les administrations provinciales, qui ont compétence en matière d'accès aux moyens de transport au Canada, doivent maintenant restructurer leur marché de l'électricité pour être en mesure d'offrir aux producteurs américains un accès équivalent à celui que procure le tarif type de la FERC. Comme l'expérience ultérieure l'a montré, la FERC accueille mal tout écart par rapport à son tarif type destiné à tenir compte de particularités géographiques et géopolitiques. Jusqu'à maintenant, les services publics canadiens ont tâché d'assurer un accès aux clients américains en s'efforçant d'observer la règle de réciprocité adoptée par la FERC. Dans certaines provinces, notamment en Alberta, des progrès importants ont été accomplis au chapitre du libreaccès⁶⁴. Une question très importante pour l'intégration du commerce transfrontalier de l'électricité dans le contexte de la restructuration du marché nord-américain de l'électricité concerne la mesure dans laquelle l'obligation de traitement national prévue par l'ALÉNA empêche la FERC (et tout autre organisme de réglementation public) d'exiger d'un autre pays partie la réciprocité en matière d'accès au marché. Il est possible que les services publics canadiens puissent porter plainte auprès du gouvernement fédéral en vertu de la procédure de règlement des différends instaurée par l'ALÉNA.

Un autre problème lié aux répercussions des arrêtés 888 et 888-A de la FERC concerne l'autorité de la FERC sur les lignes de transport appartenant à des services publics régis par la FERC qui traversent des frontières internationales. Il s'agit notamment de déterminer si les règles du libreaccès s'appliquent. La compétence auto-affirmée de la FERC a été contestée par la société El Paso Electric Co. (EPECO) dans un différend émanant d'une plainte déposée par la société Enron Power Marketing Inc. (EPMI) en 1996, après que EPECO eut refusé à EPMI l'accès à deux lignes de transport entre le système d'El Paso et celui de la CFE à Ciudad Juárez, au Mexique, sous le prétexte que toute la capacité était déjà retenue⁶⁵. Les agents de la FERC ont fait savoir que l'affaire était toujours en cours.

⁶² Voir Commission de coopération environnementale, 1997b.

⁶³ Pour les détails d'un cas en cours en vertu de l'article 14 de l'ANACDE, p. 53.

⁶⁴ En réalité, certains pourraient affirmer que l'*Alberta Transmission Administrator* offre un libreaccès au réseau de transport supérieur à celui que permettent les tarifs types de la FERC.

⁶⁵ Voir Federal Energy Regulatory Commission, 1996a.

C. Les courants d'échange

La relation qui existe entre l'ALÉNA et le commerce international de l'électricité peut être examinée sous les angles des courants actuels d'échange d'électricité entre les partenaires de l'ALÉNA (commerce international de l'électricité) et de l'activité économique liée au commerce international qui a pour effet d'accroître la demande d'électricité (demande liée au commerce international). Il existe également des rapports entre le secteur de l'électricité et l'ALÉNA sous d'autres aspects, notamment : le commerce des équipements servant à la construction, à l'entretien et à la modernisation des installations de production, de transport et de distribution de l'électricité, dans le cas des services publics comme des entreprises privées; le commerce des matières premières pour produire l'électricité, tels le gaz naturel, qui s'impose de plus en plus comme combustible, et le charbon; les investissements dans la construction d'installations de production par les services publics comme par les entreprises privées; enfin, les investissements dans les secteurs du gaz naturel et du charbon.

Le commerce de l'électricité est beaucoup plus facile à mesurer que la demande d'électricité liée au commerce. Toutefois, le commerce de l'électricité représente vraisemblablement une production d'électricité de loin inférieure à la production induite par la demande liée au commerce; les répercussions possibles sur l'environnement sont donc également inférieures. Les données dont on dispose sur le sujet donnent à penser que les flux des échanges varient en fonction de plusieurs facteurs, notamment les accords commerciaux internationaux comme l'ALÉNA. Dans chaque pays ou dans chaque région à l'intérieur des pays, les facteurs techniques et les facteurs liés à l'offre et à la demande jouent un rôle décisif en créant les conditions de base qui permettent le commerce, tandis que l'ALÉNA joue habituellement un rôle complémentaire.

1. Le commerce de l'électricité

Dans le secteur de l'électricité, les échanges sont beaucoup plus considérables, en volume comme en valeur, entre les États-Unis et le Canada qu'entre les États-Unis et le Mexique, ou qu'entre le Canada et le Mexique (par l'intermédiaire du système américain). Plusieurs raisons expliquent cet écart. Les principaux facteurs concernent les limites techniques des ouvrages de transport de l'électricité, ainsi que la ligne de conduite suivie par la CFE du Mexique en ce qui touche l'accroissement de la capacité de transport et les investissements dans les ouvrages de transport entre les États-Unis et le Mexique. Le tableau 4 résume les tendances observées dans le commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada ainsi qu'entre les États-Unis et le Mexique.

Tableau 4 Le commerce de l'électricité en Amérique du Nord

Année	Échanges entre les États-Unis et le Mexique			Échanges entre les États-Unis et le Canada			Solde des échanges d'électricité		
	Import.	Export.	Total	Import.	Export.	Total	Mexique*	É.-U.	Canada
1982	8	17	25	34 276	3 522	37 798	(9)	(30 745)	30 754
1983	88	16	104	38 579	3 320	41 899	72	(35 331)	35 259
1984	185	79	264	4 034	2 479	6 513	106	(1 661)	1 555
1985	241	152	393	45 659	4 812	50 471	89	(40 936)	40 847
1986	1 468	126	1 594	39 245	4 689	43 934	1 342	(35 898)	34 556
1987	2 042	130	2 172	50 176	5 750	55 926	1 912	(46 338)	44 426
1988	1 996	179	2 175	36 840	6 888	43 728	1 817	(31 769)	29 952
1989	1 934	621	2 555	24 176	14 514	38 690	1 313	(10 975)	9 662
1990	1 951	590	2 541	20 554	19 935	40 489	1 361	(1 980)	619
1991	2 116	616	2 732	28 696	7 923	36 619	1 500	(22 273)	20 773
1992	2 022	990	3 012	35 181	7 865	43 046	1 032	(28 348)	27 316
1993	1 993	849	2 842	37 088	9 805	46 893	1 144	(28 427)	27 283
1994	2 011	1 067	3 078	50 218	6 523	56 741	944	(44 639)	43 695
1995	2 257	1 154	3 411	44 502	7 992	52 494	1 103	(37 613)	36 510
1996	1 263	1 316	2 579	45 280	7 449	52 730	(52)	(37 778)	37 831

Chiffres en GWh.

* Ces statistiques ne tiennent pas compte des très petites quantités d'électricité vendues par le Mexique au Belize. Par ailleurs, le Mexique négocie avec le Guatemala en vue d'exporter également de l'électricité vers ce pays.

a. Les échanges entre les États-Unis et le Canada

Historiquement, le commerce de l'électricité en Amérique du Nord consiste en exportations des producteurs canadiens vers les services publics américains. Ces exportations se sont maintenues à un niveau appréciable tout au long de la période allant de 1982 à 1995. Les exportations canadiennes ont atteint 34 térawattheures (TWh) en 1982⁶⁶, pour ensuite dépasser légèrement les 50 TWh en 1987, puis en 1994. Au cours de cette période, les exportations n'ont chuté qu'une fois sous la barre des 20 TWh, soit en 1984, et ce, davantage pour des raisons d'ordre météorologique et technique que pour des raisons d'ordre économique ou commercial. Bien que l'Accord de libre-échange canado-américain ait rendu le marché américain plus accessible aux exportateurs d'énergie canadiens, le chiffre des ventes ne révèle aucune augmentation importante avant 1994, année où le volume des exportations a grimpé de 30 %. On ne sait pas de façon précise dans quelle mesure l'ALÉNA a contribué à cette augmentation.

C'est dans les années 1960, et surtout 1970, que les exportations canadiennes sont devenues importantes, alors que de grandes centrales hydroélectriques (aussi bien que thermiques) ont commencé à produire. Le nord-est des États-Unis représentait un débouché intéressant pour la puissance largement excédentaire du Canada, au moment où l'électricité hydraulique à bon marché devenait de plus en plus avantageuse pour le consommateur américain secoué par les flambées du prix du pétrole de 1973-1974 et de 1979⁶⁷. À titre d'exemple, signalons que les exportations canadiennes ont doublé de 1970 à 1995, passant d'environ 5,6 TWh à plus de 11 TWh. Vers la fin des années 1970, la croissance des exportations était en grande partie le fait des centrales thermiques alimentées au charbon importé, mais c'est l'électricité hydraulique qui est devenue la principale forme d'électricité exportée à compter du début des années 1980⁶⁸.

Le cours élevé du pétrole dans les années 1970 et au début des années 1980 a fait ressortir l'avantage concurrentiel de l'hydroélectricité canadienne exportée aux États-Unis, un avantage manifeste dès la construction, à Niagara Falls, en 1901, de la première interconnexion États-Unis-Canada destinée à permettre la vente de cette électricité aux consommateurs américains. À l'heure actuelle, les exportations d'électricité canadienne sont dominées par l'hydroélectricité, qui représentait 78 % des exportations en 1995. La production d'électricité à partir de charbon importé représentait alors 15 % des exportations⁶⁹.

Les exportations américaines vers le Canada sont demeurées nettement inférieures aux importations, abstraction faite des années 1989 et 1990, alors qu'une production déficitaire due à la sécheresse, à des pannes de centrales et à des restrictions de la production à partir de charbon ayant coïncidé avec une hausse inattendue de la demande, ont obligé Ontario Hydro à miser davantage sur les importations d'électricité⁷⁰. Les exportations américaines ont varié entre 2,4 TWh en 1984 et un peu moins de 20 TWh en 1990. Depuis 1994, les exportations se sont accrues légèrement, passant de 6,5 TWh cette année-là à 7,4 TWh en 1996.

Avec la mise en œuvre du libre-accès aux services de transport pour le commerce de gros aux États-Unis, certains observateurs prédisent que l'excédent commercial relativement important dont le Canada jouit dans le secteur de l'électricité va s'éroder et que le Canada pourrait devenir un importateur net d'électricité. On s'attend en effet à ce que le coût de l'électricité produite dans les États du *Midwest* devienne compétitif par rapport au coût de l'électricité canadienne.

L'arrêt, en 1997, de sept réacteurs nucléaires d'Ontario Hydro pourrait également contribuer à cette tendance, à court terme, en réduisant la capacité d'Ontario Hydro d'exporter d'importantes tranches d'électricité aux États-Unis⁷¹. Les centrales thermiques existantes (qui fonctionnent à 75 % de leur capacité) pourraient prendre la relève pour environ 2 000 MW des 3 755 MW d'électricité nucléaire perdus, tandis que la différence serait comblée par des importations provenant des États-Unis⁷².

Cependant, la capacité d'Ontario Hydro de combler l'écart en faisant appel aux centrales alimentées au charbon risque d'être limitée par les restrictions concernant les émissions de polluants par ces centrales et les importations pourraient se révéler coûteuses et difficiles à obtenir. Selon un porte-parole d'Ontario Hydro, la société aurait besoin d'environ 5 TWh par an, dont approximativement 3 TWh pourraient provenir d'importations par le biais d'interconnexions avec le Michigan et l'État de New York. L'obstacle

⁶⁶ Un térawatt (TW) est égal à 1 000 gigawatts (GW), 1 million de mégawatts (MW) et 1 milliard de kilowatts (kW).

⁶⁷ Entretien avec Hans Konow, président, Association canadienne de l'électricité, 19 août 1997.

⁶⁸ Association canadienne de l'électricité, p. 87.

⁶⁹ *Ibid.*, p. 87.

⁷⁰ US Department of Energy, 1996.

⁷¹ DePalma, 14 août 1997; entretien avec Hans Konow, président, Association canadienne de l'électricité, 19 août 1997.

⁷² Sierra Club du Canada, 1997.

à l'obtention de cette puissance est d'ordre réglementaire. Pour que Ontario Hydro puisse acheter de l'électricité à un prix abordable, il faudrait que Detroit Edison, la société de service public du Michigan à la frontière, veuille bien permettre à d'autres entreprises de l'intérieur des États-Unis de faire transiter l'électricité sur ses propres lignes. Si l'on en juge par de récentes requêtes déposées devant la FERC, il n'est pas certain que Detroit Edison accepte de mettre ses lignes de transport à la disposition de concurrents susceptibles d'alimenter Ontario Hydro⁷³. En vertu d'un accord signé par Detroit Edison, Consumers Energy et Ontario Hydro en janvier 1998, couvrant la période 1998-2000, les deux services publics du Michigan fourniront 1,5 TWh à Ontario Hydro, en dehors des heures de pointe, entre janvier et avril, tandis qu'Ontario Hydro renverra cette puissance (dont les deux tiers pendant les heures de pointe) entre mai et septembre⁷⁴. Ces niveaux sont bien inférieurs aux 5,8 TWh qu'Ontario Hydro a exportés au Michigan en 1995⁷⁵.

Suite aux changements intervenus à Ontario Hydro, cette société pourrait perdre sa position de deuxième exportateur d'électricité vers les États-Unis (après Hydro-Québec) pour se retrouver troisième derrière Manitoba Hydro et peut-être même quatrième, après la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB). En 1995, Ontario Hydro a exporté 9 195 GWh, se plaçant ainsi en deuxième position derrière Hydro-Québec (17 049 GWh). Les exportations d'Ontario Hydro avaient été de 12 835 GWh en 1994, ce qui correspond donc à une baisse de 27 % entre 1994 et 1995⁷⁶.

De son côté, Hydro-Québec fait face à une certaine opposition, au Canada et aux États-Unis, en ce qui concerne sa pénétration des marchés américains, opposition qui pourrait s'intensifier puisque la FERC a accordé un permis de distributeur à la société le 12 novembre 1997. Les communautés autochtones qui sont opposées aux grands aménagements hydroélectriques d'Hydro-Québec dans le nord de la province considèrent que la FERC a ignoré certains de ses propres critères en accordant ce permis à Hydro-Québec. Ces groupes, auxquels se sont associées des organisations de défense de l'environnement du Canada et des États-Unis, ont menacé de contester la décision de la FERC. On peut concevoir qu'une opposition accrue devant la FERC, si elle obtient gain de cause, pourrait avoir une incidence sur la capacité d'Hydro-Québec d'exporter de plus grosses quantités d'électricité aux États-Unis dans les années à venir⁷⁷. Tout dépendra du soutien que les consommateurs canadiens continueront d'apporter à la vente d'électricité aux États-Unis. Dans le passé, l'un des arguments en faveur de la vente d'électricité était que cela permettait de maintenir les tarifs intérieurs à leurs bas niveaux relatifs⁷⁸.

Selon les prévisions, les exportations canadiennes globales vers les États-Unis devraient être inférieures à celles enregistrées au cours des dernières années. L'Office national de l'énergie et les services publics canadiens prévoient que les exportations s'établiront à environ 29 TWh en l'an 2000, pour baisser à 19 TWh en 2005 et à 18 TWh en 2010. Toutefois, il se pourrait que ces prévisions soient pessimistes parce qu'elles ne tiennent pas compte des ventes de puissance interrompible qui peuvent représenter une fraction importante des ventes, selon l'année et la province⁷⁹.

b. Les échanges entre les États-Unis et le Mexique

Les échanges entre les États-Unis et le Mexique sont faibles par comparaison avec les échanges entre les États-Unis et le Canada. Les échanges bilatéraux, par exemple, ont varié entre 1,5 TWh en 1986 et 3,4 TWh en 1995. De manière générale, le Mexique a exporté deux fois plus que les États-Unis. Il y a eu exception en 1996, alors que le Mexique enregistrait un déficit commercial vis-à-vis des États-Unis, pour la première fois depuis 1982.

Les échanges bilatéraux ont quadruplé en 1986, ce qui porte à croire que la libéralisation des échanges opérée par le Mexique cette année-là a créé un contexte plus favorable qui a stimulé le commerce de l'électricité. Toutefois, il semble probable que l'accroissement des échanges observé en 1986 découle davantage de facteurs techniques que de facteurs purement commerciaux. En avril 1985, le réseau nord-ouest de la CFE, qui n'est pas relié au reste du *Sistema Interconectado Nacional* (SIN, Réseau national interconnecté) s'est uni au WSCC, de sorte que la CFE a dû adhérer aux normes du WSCC relatives à la stabilité

⁷³ Entretien avec Barry Green, conseiller principal (marchés extérieurs), Affaires réglementaires, Ontario Hydro, 24 octobre 1997.

⁷⁴ *Daily Power Report*, 7 janvier 1998, « Consumer Energy, etc. ».

⁷⁵ Association canadienne de l'électricité, p. 88.

⁷⁶ Association canadienne de l'électricité, p. 86.

⁷⁷ *Daily Power Report*, 14 novembre 1997. Voir également DePalma, 15 janvier 1998.

⁷⁸ Voir MacMillan, 1997.

⁷⁹ Association canadienne de l'électricité, p. 126.

et à la fiabilité des réseaux⁸⁰. Après que la CFE eut répondu à ces exigences techniques, il est devenu possible de conclure des transactions portant sur des volumes d'électricité beaucoup plus considérables. Ce qui concorde également avec cette explication, c'est le fait que les exportations d'électricité du Mexique ont fait un bond, tandis que les échanges dans l'autre sens ont très peu varié.

Depuis 1986, les ventes d'électricité suivent une tendance ascendante qui reflète probablement une accélération de la croissance économique dans la région frontalière (en particulier dans l'État de Baja California) ainsi que la pression démographique. Cependant, les prévisions de la CFE en ce qui concerne les échanges d'énergie avec les services publics américains au cours des cinq prochaines années portent à croire que la quantité d'électricité acheminée au nord de la frontière chutera brusquement pour s'établir à beaucoup moins que 100 GWh par an en 2001, après quoi les exportations devraient croître à un rythme de 100 à 200 GWh par an⁸¹.

Cette baisse des exportations mexicaines, associée à des marges de réserves plus étroites de la CFE sur ses réseaux du nord-ouest et sur ses réseaux principaux, laisse à penser que les ventes d'électricité des services publics américains à la CFE pourraient augmenter à court terme, au moins jusqu'à ce que plusieurs des grands ouvrages électriques en construction ou projetés dans le nord et dans le nord-ouest du Mexique commencent à produire. De fait, la CFE a lancé des appels d'offres pour des contrats annuels de transport et de fourniture d'électricité devant débiter en 1998. Avec le libre-accès, la CFE a invité les distributeurs d'électricité et les services publics de l'intérieur des États-Unis à soumissionner, en plus des services publics frontaliers qui ont toujours été ses principaux fournisseurs. La CFE a retiré des avantages importants de l'accroissement de la concurrence : dans l'offre de 1996 en vue d'alimenter Ciudad Juárez en électricité, El Paso Electric, le fournisseur titulaire qui a fini par décrocher le nouveau contrat, a réduit considérablement son prix. Le gagnant initial, la société Salt River Project (SRP), a dû abandonner la course en raison de son incapacité de négocier avec El Paso pour obtenir la capacité de transport nécessaire entre son réseau et la frontière à El Paso⁸².

c. Les échanges entre le Canada et le Mexique

Jusqu'en 1997, aucun service public canadien n'avait encore vendu de l'électricité à la CFE du Mexique, même si la liaison entre le réseau canadien et le réseau du nord-ouest du Mexique assurée par le WSCC rendait une telle vente techniquement possible. En 1997, la CFE a accordé à la division des exportations d'électricité de BC Hydro (PowerEx), et à son associée, la société San Diego Gas & Electric (SDG&E), un marché relatif à un approvisionnement garanti de 40 MW en juillet et de 50 MW en août et en septembre, acheminé par les interconnexions que SDG&E possède et exploite entre San Diego et Tijuana. SDG&E fournira également une certaine puissance, de sorte que la puissance totale fournie atteindra 200 MW. L'électricité vendue précédemment par SDG&E provenait des centrales de cette dernière ou avait été achetée d'autres producteurs américains. Dans le cas de la vente conclue par PowerEx, SDG&E utilise tout simplement une source de production plus éloignée⁸³.

⁸⁰ US Department of Energy et Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, 1991, p. 4-5.

⁸¹ Dans le *Documento de Prospectiva*, la CFE fait l'observation suivante : « Après l'échéance du contrat de vente de 70 MW de la CFE avec Southern California Edison en août 1996, la puissance qui était destinée aux exportations est devenue disponible pour le réseau de la Baja California. » Les prévisions des ventes de la CFE indiquent une brusque baisse des exportations de 1996 à 1997. Voir Secretaría de Energía, 1996b, p. 20 (tableau 1.3), p. 46 (pour la citation).

⁸² *Megawatt Daily*, 22 novembre 1996, p. 1.

⁸³ Entretien avec S. Ali Yari, superviseur, Planification du transport, SDG&E, 15 septembre 1997. Également, remarques de Ken Peterson, pdg de PowerEx, « Unleashing the Potential: Symposium on Cross-Border Trade in Electricity », Phoenix, Arizona, 24 octobre 1997.

Cependant, les possibilités de vendre de grandes quantités d'électricité sont limitées à court terme à cause du coût élevé du transit (« wheeling ») de cette électricité à travers l'ouest des États-Unis. Dans le cas de PowerEx, cinq entreprises différentes intervenaient dans le transport de l'électricité, ce qui réduisait notablement la marge de profit que PowerEx pouvait espérer. À l'avenir, une réduction du nombre d'intervenants ou des coûts de l'acheminement permettrait d'accroître les possibilités de signer de tels contrats, qui tirent profit du fait que la Colombie-Britannique dispose d'un excédent d'hydroélectricité bon marché pendant les mois d'été où la demande est maximale dans le nord-ouest du Mexique⁸⁴. Avec ces progrès dans l'infrastructure physique et dans l'expérience commerciale, la combinaison de la restructuration en réseau ouvert et de l'ouverture du marché mexicain en vertu de l'ALÉNA permettra de mettre en place un marché unique de l'électricité, complètement intégré et fondé sur la concurrence, à l'échelle de l'ALÉNA.

2. Le commerce des combustibles

Le charbon et le gaz naturel ont une importance particulière pour le secteur de l'électricité, étant donné le rôle dominant des centrales thermiques alimentées au charbon aux États-Unis ainsi que l'essor des centrales alimentées au gaz (turbines à gaz et installations à cycle combiné) qui deviennent la solution par excellence compte tenu des exigences auxquelles doivent répondre les nouvelles installations dans les trois pays. Ces deux sous-secteurs énergétiques sont également importants dans le contexte des dispositions de l'ALÉNA dans ces deux domaines.

a. Le gaz naturel

Le commerce du gaz naturel en Amérique du Nord existe depuis les années 1950. De manière générale, le commerce a été plus important entre les États-Unis et le Canada qu'entre le Mexique et les États-Unis. Avec la popularité croissante des centrales alimentées au gaz, le secteur du gaz naturel a acquis une grande importance dans la dynamique du secteur de l'électricité à l'échelle du continent. La déréglementation du transport et de la distribution du gaz naturel dans les trois pays (aux États-Unis et au Canada dans les années 1980, au Mexique depuis 1995) a eu une incidence considérable sur les prix et l'accessibilité dans toute la région, ce qui a contribué à l'essor des centrales alimentées au gaz. De plus, les normes d'émission plus sévères pour l'industrie et les services publics, imposées par les règlements environnementaux dans les trois pays, ont joué un rôle important dans l'accroissement de l'utilisation du gaz naturel.

Les grandes régions productrices de gaz en Amérique du Nord sont la province de l'Alberta, qui produit 84 % du gaz naturel canadien, la région Oklahoma-Texas-Louisiane-Mississippi et les champs de gaz dans la zone américaine du golfe du Mexique, les champs de gaz non associé (« sec ») non mis en valeur du nord-est du Mexique ainsi que les régions pétrolifères mexicaines du golfe du Mexique (régions côtière et extracôtière) qui produisent du gaz associé (« humide »)⁸⁵.

En 1996, le Canada a produit 197 472 millions de mètres cubes (soit environ 5,6 billions de pieds cubes) de gaz naturel à la tête de puits. La production canadienne devrait augmenter au cours des prochaines années avec la mise en production de nouveaux champs de gaz dans les provinces maritimes, où les travaux de préparation sont en cours. La production américaine a été d'environ 20 billions de pieds cubes. Au Mexique, la production et la consommation sont à près au même niveau, soit 1,1 billion de pieds cubes. Bien que la production américaine soit approximativement trois fois plus importante que celle du Canada, le Canada exporte environ 50 % de sa production (vers les États-Unis), ce qui en fait le plus grand exportateur en Amérique du Nord et le deuxième exportateur mondial, après la Russie⁸⁶.

Au Canada, un vaste réseau de gazoducs transporte 48 % du gaz destiné à la consommation intérieure, depuis les provinces de l'Ouest vers l'Ontario et le Québec. On observe une corrélation étroite entre la présence de centrales électriques alimentées au gaz et l'accessibilité de la ressource. L'Alberta et la Colombie-Britannique comptent 64 % des centrales canadiennes alimentées au gaz naturel, comparativement à 31 % pour l'Ontario et à 4 % pour la Saskatchewan. Ce réseau de gazoducs est relié en plusieurs endroits au grand réseau de transport du gaz des États-Unis, qui couvre une grande partie du pays, les couloirs les plus importants reliant les régions productrices de la côte du Golfe au nord-est et au centre-nord du pays. Plusieurs canalisations principales traversent le sud-ouest, reliant les producteurs de gaz des États montagnaux à la côte Pacifique. Au Mexique, le système de transport du gaz se limite aux gazoducs reliant les régions de la côte du Golfe, où le gaz est produit, à la région centrale (Mexico, Guadalajara et le Bajío) et aux régions industrialisées du nord-est et du centre-nord (desservant, entre autres, les villes de Monterrey, Saltillo, Chihuahua et Ciudad Juárez).

⁸⁴ Ken Peterson, remarques lors du symposium « Unleashing the Potential », 24 octobre 1997.

⁸⁵ Le gaz naturel est produit de deux façons : en même temps que le pétrole lorsque la roche pétrolifère renferme du pétrole et du gaz naturel (gaz associé ou « humide »), ou à partir de dépôts renfermant seulement du gaz naturel (gaz non associé ou « sec »).

⁸⁶ Secretaría de Energía, 1997, p. 33-35.

(i) *Les échanges entre les États-Unis et le Canada*

Le commerce du gaz naturel entre les États-Unis et le Canada représentait un volume important avant l'entrée en vigueur de l'Accord de libre-échange canado-américain et de l'ALÉNA. Toutefois, la croissance des échanges enregistrée depuis 1994 donne à penser que la libéralisation du commerce a contribué à accroître les courants d'échange entre les États-Unis, le Canada et le Mexique. En règle générale, les exportations canadiennes vers les États-Unis se sont maintenues à un niveau supérieur à 1 billion de pieds cubes depuis 1988, le chiffre de 2 billions de pieds cubes ayant été dépassé en 1992. Pour expliquer cette tendance, il importe de tenir compte de l'incidence, sur le commerce international, des mesures de déréglementation qui ne sont pas nécessairement liées aux accords. Le tableau 5 résume les tendances observées dans le commerce du gaz naturel entre les États-Unis et le Canada.

Les exportations canadiennes de gaz sont dirigées avant tout vers les régions situées au nord et à l'ouest des États-Unis. Ainsi, les États du *Midwest* en reçoivent 35 %, la Californie 24 %, le nord-est 23 % et le nord-ouest de la région du Pacifique, 17 %. De plus en plus, les exportations se font dans le cadre de contrats à court terme (jusqu'à deux ans) sur ordonnance de l'Office national de l'énergie, les contrats à long terme (qui peuvent avoir une durée de 25 ans, mais, plus récemment, la durée moyenne de ces contrats s'établit à moins de 15 ans) représentant maintenant 40 % des ventes totales⁸⁷.

L'EIA prévoit que la consommation totale de gaz naturel aux États-Unis passera de 22,18 billions de pieds cubes en 1995 à 30,97 billions de pieds cubes en 2015. Sur les 8,79 billions de pieds cubes de différence, 5 billions seront attribuables à l'augmentation de la consommation de gaz servant à la production de l'électricité. Pour satisfaire à cette demande, l'EIA s'attend à ce que les importations de gaz naturel canadien aux États-Unis passent à 4,34 billions de pieds cubes d'ici 2015. Par contraste, les exportations américaines vers le Canada n'ont jamais dépassé 67 milliards de pieds cubes, un sommet atteint en 1992. À cause des immenses réserves canadiennes de gaz naturel et du bon système de transport, les importations de gaz naturel en provenance des États-Unis se limitent aux situations où les acheteurs canadiens estiment qu'il revient moins cher ou qu'il est plus pratique, pour des raisons géographiques, d'utiliser du gaz importé⁸⁸.

(ii) *Les échanges entre les États-Unis et le Mexique*

Les échanges bilatéraux entre les États-Unis et le Mexique ont rarement dépassé les 200 milliards de pieds cubes. Ils ont atteint ce niveau pendant une brève période où les exportations de gaz mexicain ont connu un certain essor, à la suite du deuxième choc pétrolier (1979-1984) et de nouveau au début des années 1990. Toutefois, le total des échanges n'a cessé de décliner depuis 1995. Les exportations mexicaines ont dépassé les importations pendant la période 1979-1984 et de nouveau en 1996, année où le Mexique a affiché son premier excédent commercial au chapitre du gaz naturel depuis 1984. En 1997, les exportations mexicaines se sont établies à 13,4 milliards de pieds cubes, tandis que les exportations des États-Unis vers le Mexique atteignaient 8,2 milliards de pieds cubes (tableau 5).

La production et la consommation de gaz naturel ont été étroitement liées aux besoins du sous-secteur pétrolier, tant parce que la production de gaz associé dépendait de la production de pétrole qu'à cause des ressources disponibles pour investir dans l'infrastructure de transport et de distribution nécessaire pour accroître la consommation et les exportations de gaz naturel. Le niveau des échanges mexicains de gaz naturel a varié en proportion avec la croissance de la consommation intérieure, de l'offre intérieure et de la capacité de transport⁸⁹.

⁸⁷ Office national de l'énergie, 1996.

⁸⁸ *Ibid.*

⁸⁹ Pour un aperçu complet de l'évolution de la politique mexicaine concernant le gaz naturel, voir Rodríguez-Padilla et Vargas, 1997, p. 234-239.

Tableau 5 Le commerce du gaz naturel en Amérique du Nord

Année	Échanges entre les États-Unis et le Mexique			Échanges entre les États-Unis et le Canada			Solde des échanges de gaz naturel		
	Import.	Export.	Total	Import.	Export.	Total	Mexique*	É-U	Canada
1982	95,0	2,0	97,0	783,0	0,5	783,5	93,0	(875,5)	782,5
1983	75,0	2,0	77,0	712,0	0,5	712,5	73,0	(784,5)	711,5
1984	52,0	2,0	54,0	755,0	0,5	755,5	50,0	(804,5)	754,5
1985	0,0	2,0	2,0	926,0	0,5	926,5	(2,0)	(923,5)	925,5
1986	0,0	2,0	2,0	749,0	9,0	758,0	(2,0)	(738,0)	740,0
1987	0,0	2,0	2,0	993,0	3,0	996,0	(2,0)	(988,0)	990,0
1988	0,0	2,0	2,0	1 276,0	20,0	1 296,0	(2,0)	(1 254,0)	1 256,0
1989	0,0	17,0	17,0	1 339,0	38,0	1 377,0	(17,0)	(1 284,0)	1 301,0
1990	0,0	16,0	16,0	1 448,0	17,0	1 465,0	(16,0)	(1 415,0)	1 431,0
1991	0,0	60,4	60,4	1 710,0	14,8	1 724,8	(60,4)	(1 634,8)	1 695,2
1992	0,0	96,0	96,0	2 094,0	67,8	2 161,8	(96,0)	(1 930,3)	2 026,2
1993	1,7	39,7	41,4	2 267,0	44,5	2 311,5	(38,0)	(2 184,5)	2 222,5
1994	7,0	46,5	53,5	2 566,0	52,6	2 618,6	(39,5)	(2 474,0)	2 513,4
1995	6,7	61,3	68,0	2 816,0	27,6	2 843,6	(54,6)	(2 733,9)	2 788,4
1996	13,9	33,8	47,8	2 813,0	50,9	2 863,9	(19,9)	(2 742,2)	2 762,1
1997*	13,4	8,2	21,5	1 258,0	26,5	1 284,5	5,2	(1 236,7)	1 231,5

Milliards de pieds cubes.

* Jusqu'en mai 1977. À titre de comparaison, mentionnons qu'au même moment de l'année, les importations provenant du Canada atteignaient 1 141 milliards de pieds cubes en 1996 et 1 189 milliards de pieds cubes en 1995, tandis que les importations provenant du Mexique atteignaient 8,914 milliards de pieds cubes en 1996 et 0,308 milliard de pieds cubes en 1995. Les exportations vers le Canada atteignaient 24,155 milliards de pieds cubes en 1996 et 11,308 milliards de pieds cubes en 1995, tandis que les exportations vers le Mexique atteignaient 10,293 milliards de pieds cubes en 1996 et 30,577 milliards de pieds cubes en 1995.

Source : US Energy Information Administration, 1994, Natural Gas Annual.

(iii) Les échanges entre le Canada et le Mexique

À l'heure actuelle, il ne semble pas y avoir d'échanges entre le Canada et le Mexique en ce qui a trait au gaz naturel, bien que le vaste réseau de transport du Canada et des États-Unis permette de tels échanges. Il est impossible d'évaluer avec précision la valeur des exportations canadiennes vers le Mexique dans le passé⁹⁰. Les obstacles sont vraisemblablement la capacité des gazoducs et le coût du transport qui, si l'on tient compte en plus du prix concurrentiel du gaz naturel du Texas, ne permettent pas au gaz canadien de pénétrer véritablement le marché mexicain.

Il semble donc que, conformément aux dispositions de l'ALÉNA concernant l'énergie, le commerce du gaz naturel entre les trois partenaires n'a pas encore connu un accroissement soutenu. Toutefois, l'intégration globale dans le cadre de l'ALÉNA pourrait très bien favoriser un tel accroissement.

b. Charbon

Si le Canada est le premier exportateur de gaz naturel en Amérique du Nord, les États-Unis sont, quant à eux, le premier producteur et le premier exportateur de charbon dans la région de l'ALÉNA. En 1994, le Canada a produit environ 84,3 tonnes américaines de charbon (dont environ 60 % de houille maigre) et le Mexique en a produit juste un peu moins de 12,1 millions de tonnes américaines (en majeure partie de la houille maigre). La même année, la production des États-Unis s'est élevée à plus de 1 milliard de tonnes américaines (dont quelque 87 % de houille maigre). Le commerce du charbon en Amérique du Nord a diminué depuis le début des années 1980, époque à laquelle les exportations américaines vers le Canada ont atteint les plus hauts niveaux jamais enregistrés.

⁹⁰ Rodriguez-Padilla et Vargas (1997) y font allusion, mais sans fournir de données.

Au Canada, presque toute la production de charbon vient de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. En 1994, l'Alberta a compté pour 49 % de la production de charbon, la Colombie-Britannique, pour 32 %, et la Saskatchewan, pour 14 %. Le reste de la production, soit 5 %, est venu des provinces atlantiques. La qualité du charbon canadien varie, allant des charbons anthraciteux et des charbons bitumineux hautement volatils du Québec et du Nouveau-Brunswick aux charbons ligneux de basse qualité de l'Ontario, du Manitoba et de la Saskatchewan, et aux charbons bitumineux faiblement volatils, de haute qualité commerciale, produits en Alberta et en Colombie-Britannique⁹¹.

La consommation du charbon au Canada est limitée en raison de l'éloignement des principales régions productrices des grands centres de population et des immenses ressources hydroélectriques du pays (15 % seulement de l'électricité est produite dans des centrales alimentées au charbon). En 1994, la consommation a augmenté de 6 %, pour s'établir à 61,3 tonnes américaines. De cette quantité, 88 % ont été utilisées pour la production d'électricité, 9 % par l'industrie sidérurgique et les 3 % restants par les autres industries. L'utilisation du charbon pour la production d'électricité coïncide avec la distribution géographique de la production. L'Alberta vient en tête, suivie de l'Ontario (20 % de la consommation de charbon pour la production d'électricité) et de la Saskatchewan (14 %). La Colombie-Britannique compte pour 32 % de la production canadienne, mais elle ne possède pas de centrales alimentées au charbon. Étant donné qu'il n'y a pas de mines de charbon en Ontario, plus de la moitié du charbon utilisé (59 % en 1995) est importé des États-Unis, plus particulièrement des régions du *Midwest* et des Appalaches, en raison de leur proximité géographique. Les autres provinces importatrices de charbon sont le Nouveau-Brunswick et le Manitoba⁹².

En 1994, le Canada a été un exportateur net de charbon (principalement du coke et du charbon métallurgique), avec un excédent de production de quelque 23 millions de tonnes américaines (environ 40 % de la production totale). Les principaux marchés pour le charbon canadien sont les pays en bordure du Pacifique, notamment le Japon et la Corée du Sud. Les principaux marchés américains sont en Europe (près de 25 % des expéditions totales), notamment les Pays-Bas, le Danemark, la Grande-Bretagne, l'Allemagne et l'Italie⁹³.

La production américaine de charbon est répartie dans la majeure partie des Appalaches, de l'Ohio et des régions du bas Mississippi, ainsi que dans les États de la région des Rocheuses, soit le Montana, le Wyoming, le Colorado, le Nouveau-Mexique et l'Arizona. Bien que la consommation de charbon pour la production d'électricité et pour la métallurgie corresponde généralement à la distribution de la production, les États du centre, du *Midwest* et des Rocheuses comptant pour 92 % de la consommation totale en 1994, les règlements plus sévères concernant les émissions de dioxyde de soufre mis en place à la suite des modifications apportées en 1990 au *Clean Air Act* (CAA, Loi sur la qualité de l'air) des États-Unis ont donné lieu à une nouvelle demande pour les charbons subbitumineux que l'on trouve principalement dans la région des Rocheuses. Cette nouvelle demande a contribué à un accroissement de la production des mines de l'Ouest⁹⁴. L'excédent de production de charbon aux États-Unis, disponible pour l'exportation, a atteint environ 100 millions de tonnes.

Au Mexique, la production de charbon est concentrée dans l'État de Coahuila, au nord du pays, avec les grandes mines de Río Escondido (MICARE) et les mines à plus petite échelle de la région de Sabinas. La majeure partie du charbon mexicain a des teneurs en soufre et en cendres ainsi qu'une valeur calorifique élevées, comparativement au charbon américain. La consommation de charbon au Mexique est très concentrée : les centrales thermiques alimentées au charbon se trouvent toutes dans l'État de Coahuila et les charbons métallurgiques sont expédiés vers les grands centres sidérurgiques au nord-ouest du pays, dans les États de Nuevo León, Coahuila et Tamaulipas. Ce profil de consommation ne devrait changer que très légèrement avec l'installation d'une nouvelle centrale alimentée au charbon à Altamira, dans l'État de Tamaulipas, qui ajoutera jusqu'à 1 350 MW à la capacité actuelle de 2 600 MW du parc de centrales alimentées au charbon de la CFE (annexe F). En 1994, le Mexique était un importateur net de charbon.

⁹¹ Environnement Canada, 1992.

⁹² Statistique Canada, 1995, p. 20-21, tableau 6.

⁹³ US Energy Information Administration, 1995.

⁹⁴ Des données de l'*Office of Surface Mining, Department of the Interior* (Bureau des mines à ciel ouvert, ministère de l'Intérieur), pour l'exercice financier 1997, montrent que les sept principaux États producteurs de l'Est (Virginie-Occidentale, Pennsylvanie, Virginie, Ohio, Kentucky, Indiana et Illinois) comptent pour près de la moitié de la production totale, tandis que les États de l'Ouest (Wyoming, Montana, Colorado, Nouveau-Mexique et Arizona) produisent environ 40 % du tonnage total. La production de l'Ouest vient principalement de mines à ciel ouvert, tandis que celle de l'Est vient plus souvent de mines souterraines. Près de 45 % des réserves américaines consistent en charbon à faible teneur en soufre (moins de 1 % de soufre), dont environ la moitié est concentrée dans des gisements superficiels de lignite et de charbon subbitumineux au Montana et au Dakota du Nord. Près de 20 % des réserves totales sont constituées de charbon à plus forte teneur en soufre (1,1 % à 3,0 % et plus de 3 % de matières subbitumineuses) et elles sont situées dans les États de l'Illinois, de l'Ohio, de la Virginie-Occidentale, de la Pennsylvanie et du Kentucky. Voir « Sources of chemical energy », dans Babcock & Wilcox, *Steam: Its Generation and Use*, 1992, p. 8.1-8.10.

(i) Les échanges entre les États-Unis et le Mexique

L'abaissement des droits et les garanties de traitement national relatifs au charbon auxquels le Mexique a consenti, en vertu de l'ALÉNA, semblent avoir eu un effet spectaculaire sur le commerce du charbon entre les États-Unis et le Mexique. Les exportations de houille maigre des États-Unis vers le Mexique se sont élevées à plus de 500 000 tonnes américaines en 1995 et à plus de 1 million de tonnes américaines en 1996, alors que la CFE s'est mise à acheter du charbon du Colorado pour alimenter ses centrales thermiques situées dans l'État limitrophe de Coahuila⁹⁵. On peut considérer que cette évolution constitue une bonne chose pour l'environnement, puisque le charbon importé possède une teneur en soufre inférieure à celle du charbon mexicain utilisé dans les centrales en cause. Le résultat net de cette situation pourrait être, par exemple, une réduction des émissions de SO_x, nuisibles pour la qualité de l'air au Texas. Par comparaison, les exportations de charbon du Mexique vers les États-Unis sont à toutes fins utiles inexistantes à l'heure actuelle, bien qu'elles se soient situées entre 40 000 et 50 000 tonnes américaines en 1988 et 1989 (tableau 6).

(ii) Les échanges entre les États-Unis et le Canada

Les exportations de houille maigre des États-Unis vers le Canada ont augmenté de 20 % en 1996, atteignant près de 6 millions de tonnes métriques cette année-là, après avoir subi une forte baisse en 1993, les chiffres ayant varié entre 7 et 14 millions de tonnes métriques entre 1989 et 1992. Il est peu probable que cette augmentation, intervenue si tard après la mise en œuvre de l'Accord de libre-échange canado-américain, reflète un quelconque changement tarifaire. Il semble plus vraisemblable que les changements dans les sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité survenus au Canada, notamment en Ontario, ont joué un rôle décisif. Globalement, la mise en service de nouvelles centrales nucléaires et hydroélectriques a probablement été à l'origine de la baisse marquée des importations de charbon au milieu des années 1980. Le charbon importé assurait une part importante de la production d'électricité, surtout pour l'électricité destinée à l'exportation, vers la fin des années 1970, mais il a perdu de son importance par la suite, alors que l'électricité nucléaire connaissait un grand essor en 1983 (passant en une année de 96 GWh à 1 800 GWh) et que les exportations d'électricité hydraulique faisaient un bond de 26 % en 1985 (en provenance principalement de la nouvelle puissance de la centrale La Grande, au Québec)⁹⁶ (tableau 6).

Nous ne disposons pas de données sur les exportations de charbon vers le Canada à la fin des années 1970. Avec la fermeture de plusieurs centrales nucléaires en Ontario en août 1997, il est possible que la production d'électricité canadienne dans des centrales thermiques augmente, ce qui se traduirait par une augmentation des importations de charbon en provenance des États-Unis. Les exportations de charbon du Canada vers les États-Unis ont diminué depuis le milieu des années 1980, variant entre 6 000 et 70 000 tonnes métriques depuis 1991.

(iii) Les échanges entre le Canada et le Mexique

Les exportations du Canada vers le Mexique ont subi une baisse de 1993 à 1996, année où elles se sont chiffrées à 290 000 tonnes métriques environ. Le Canada exporte relativement peu de houille maigre; ses exportations de charbon métallurgique représentent des quantités plus importantes, mais elles concernent avant tout les marchés de l'Europe et du Japon. Le commerce du charbon entre le Mexique et les États-Unis est à toutes fins utiles inexistant, les exportations de charbon du Mexique ayant été extrêmement restreintes et dirigées avant tout vers les États-Unis.

⁹⁵ Entretien avec la Direction de la production de la *Comisión Federal de Electricidad*, décembre 1996.

⁹⁶ Association canadienne de l'électricité, p. 87.

Tableau 6 Le commerce de la houille maigre en Amérique du Nord

Année	Échanges entre les États-Unis et le Mexique			Échanges entre les États-Unis et le Canada			Exportations canadiennes			Solde des échanges de houille		
	Import.	Export.	Total	Import.	Export.	Total	É.-U.	Mexique	Total	Mex.	É.-U.	Can.
1981	s.o.	135,6	—	s.o.	1 129,2	—	s.o.	s.o.	—	—	—	—
1982	s.o.	54,5	—	s.o.	12 421,5	—	s.o.	s.o.	—	—	—	—
1983	s.o.	63,3	—	s.o.	9 253,8	—	s.o.	s.o.	—	—	—	—
1984	s.o.	30,8	—	s.o.	11 584,0	—	s.o.	s.o.	—	—	—	—
1985	s.o.	57,8	—	s.o.	8 529,9	—	s.o.	s.o.	—	—	—	—
1986	0,7	81,9	82,6	393,2	7 303,6	7 699,8	393,2	s.o.	—	(80,9)	6 994,5	—
1987	s.o.	88,2	—	749,4	8 921,6	9 671,0	749,4	s.o.	—	—	—	—
1988	40,3	94,0	134,3	821,5	10 867,1	11 688,6	821,5	s.o.	—	(53,6)	10 099,1	—
1989	52,1	57,5	109,6	71,1	9 052,1	9 123,2	71,1	s.o.	—	(5,5)	8 986,4	—
1990	5,6	188,6	194,3	194,4	10 104,5	10 298,8	194,4	s.o.	—	(182,7)	10 092,7	—
1991	0,0	46,8	46,8	66,1	6 507,8	6 573,9	66,1	s.o.	—	(47,3)	6 488,2	(3 775,5)
1992	0,0	36,7	36,8	46,1	9 290,1	9 336,2	46,1	s.o.	—	(36,4)	9 280,9	(4 664,5)
1993	2,1	54,3	56,4	26,1	3 841,4	3 867,4	26,1	40,0	66	(51,8)	3 828,9	—
1994	0,2	25,8	26,0	6,0	4 710,4	4 716,4	6,0	40,0	46	(25,5)	4 730,0	—
1995	0,2	496,9	496,9	48,1	4 523,0	4 571,1	48,1	—	—	(496,4)	4 971,8	—
1996	s.o.	944,2	—	11,0	5 453,5	5 464,5	11,0	—	—	—	—	—
1997	s.o.	s.o.	—	s.o.	s.o.	—	s.o.	s.o.	—	—	—	—

Milliers de tonnes métriques.

Sources : US Department of Energy, Energy Information Administration; US Department of Commerce, International Trade Administration; Statistique Canada.

En bref, pendant la période qui a suivi la signature de l'ALÉNA, les exportations de charbon des États-Unis ont brusquement augmenté, aussi bien vers le Mexique que vers le Canada. Dans le cas du Mexique, cette augmentation est la conséquence des réductions tarifaires adoptées en vertu de l'ALÉNA et l'on peut s'attendre à de nets avantages du point de vue environnemental, le charbon des États-Unis remplaçant des combustibles plus polluants.

3. Les échanges de biens d'équipement dans le secteur de l'énergie

Les données sur le commerce des équipements habituels des installations de production, ordinaire et combinée, portent à croire que les investissements effectués au Mexique connaissent une croissance plus rapide que celle des investissements effectués aux États-Unis et au Canada. Ce commerce semble avoir connu une progression plus rapide entre les États-Unis et le Mexique qu'entre les États-Unis et le Canada. Ce profil concorde avec les différences dans les incidences des réductions tarifaires et d'autres changements issus de l'ALÉNA sur les deux grandes relations. Cependant, la croissance des exportations américaines de biens d'équipement vers le Canada a néanmoins été bonne, ces exportations étant quatre fois plus importantes en volume que les exportations de biens d'équipement vers le Mexique.

Les données dont on dispose, provenant de sources américaines et mexicaines, sur le commerce des biens d'équipement ne sont pas nécessairement présentées de la même manière, en raison des différents niveaux d'agrégation par codes tarifaires. Ainsi, les données américaines et mexicaines présentées à l'annexe G peuvent ne pas coïncider, même pour le commerce de biens d'équipement et de matériels appartenant à une même classification tarifaire. Néanmoins, les données fournies par le *Census Bureau* (Bureau des statistiques) des États-Unis et par la *Banco Nacional de Comercio Exterior* (BANCOMEXT, Banque nationale de commerce extérieur) du Mexique suggèrent plusieurs conclusions communes, à savoir :

- Le total des échanges dans les deux sens (États-Unis–Mexique et États-Unis–Canada) de biens et de matériels généralement utilisés dans le secteur de l'énergie a augmenté entre 1995 et 1997. Toutefois, les données de la BANCOMEXT laissent penser que le total des échanges au sein des pays de l'ALÉNA n'a pas retrouvé son niveau de 1994.
- Le taux de croissance des échanges entre les États-Unis et le Mexique pendant la période 1995–1997 a été plus élevé que celui des échanges entre les États-Unis et le Canada pendant la même période. Dans le cas des échanges entre les États-Unis et le Mexique, la croissance a été plus rapide dans le sens États-Unis–Mexique, ce qui reflète l'incidence des réductions tarifaires consécutives à l'ALÉNA.
- Les États-Unis sont un exportateur net de biens d'équipement et de matériels dans le secteur de l'énergie, à la fois vers le Canada et vers le Mexique. Le Canada est probablement un importateur net de biens d'équipement et de matériels en provenance du Mexique.

Il est difficile d'établir des comparaisons entre la période post-ALÉNA couverte par l'analyse susmentionnée et la période antérieure à 1994 puisque, soit un grand nombre des classifications tarifaires ont changé en 1994, soit les données ne sont pas disponibles. Cependant, il est probable que l'ALÉNA ait contribué à accroître les échanges, vu l'augmentation des importations mexicaines au début de 1995, même en tenant compte des répercussions de la dévaluation du peso. Au-delà de la tendance globale, si l'on examine les tarifs applicables et les barèmes de réduction tarifaire pour des types particuliers d'équipements industriels, on constate que tout un éventail de produits utilisés dans le secteur de l'électricité ont reçu un traitement favorable en vertu de l'ALÉNA, ce qui encourage le commerce de ces biens. L'effet de cette forme d'encouragement s'est surtout fait sentir sur le commerce entre le Mexique et ses partenaires de l'ALÉNA. Les tarifs pour les échanges de biens d'équipement entre les États-Unis et le Canada étaient déjà relativement faibles au moment de l'entrée en vigueur de l'ALÉNA, tandis que le changement tarifaire net a été plus grand pour le Mexique.

Une évaluation préliminaire des données concernant les échanges entre le Mexique et certains pays hors-ALÉNA (Allemagne, Chine, Espagne, Finlande, France, Italie, Japon, Suède, Suisse) montre que le commerce de certains biens d'équipement utilisés dans le secteur de l'électricité a varié considérablement d'un pays à un autre, mais que, globalement, il a connu une baisse très marquée. Si les échanges avec la Chine ont augmenté de plus de 100 %, ceux avec les grands partenaires commerciaux comme la France et le Japon ont diminué d'un facteur pouvant atteindre 90 %. Par contre, les échanges avec l'Allemagne ont augmenté de plus de 100 %, avec l'Italie, de 54 %, et les importations suisses ont été multipliées par 10 (annexe G).

D. Les courants d'investissement transfrontaliers

L'intérêt stratégique du secteur de l'électricité et le fait qu'il s'agit d'un secteur à forte intensité de capital limitent la rapidité de l'évolution attribuable à l'influence de l'ALÉNA au chapitre des courants d'échange et des courants d'investissement. En outre, l'influence des pouvoirs publics sur les décisions d'investissement dans le secteur, à la fois sur le plan financier et sur le plan des règlements, constitue un facteur important. De fait, il faut compter parfois de trois à cinq ans pour qu'un projet d'aménagement de centrale passe à travers les étapes de la planification, de l'approbation, de la construction et de la mise en service; pour certains projets de lignes de transport, les délais peuvent être encore plus longs.

Sur les marchés de l'énergie des États-Unis et du Canada, où la déréglementation et le pluralisme sont plus avancés qu'au Mexique, les décisions d'investissement sont moins centralisées qu'au Mexique. Dans ce pays, un plan de développement national (le *Documento de Perspectiva* annuel), établi par la CFE et approuvé par le *Secretaría de Energía* (Secrétariat de l'énergie) définit l'orientation fondamentale à la fois des investissements de la CFE et des investissements privés. Par contraste, les décisions

d'investissement des services publics canadiens et américains, ainsi que des producteurs indépendants d'électricité (PIE) sont prises de façon plus autonome, bien que les règlements et des limitations sectorielles imposent des contraintes à différentes étapes des projets et à divers égards (p. ex., stabilité et fiabilité des réseaux, répercussions environnementales et incidence sur les tarifs assujettis aux règlements).

Les flux et valeurs de placement de l'investissement étranger direct (IED) dans le secteur de l'électricité doivent être examinés à la lumière des tendances globales, à la fois nationales et étrangères, dans le secteur. Les données dont on dispose portent à penser que les tendances globales dans les investissements aux États-Unis, au Mexique et au Canada diffèrent considérablement et que ces différences découlent du jeu de l'offre et de la demande dans chacun des pays. Alors que la demande croît rapidement au Mexique (même au cours de la période de contraction de l'économie survenue en 1995-1996), le rythme est nettement moins rapide dans les pays plus industrialisés du Nord. On peut donc penser que la croissance des investissements se poursuivra à un rythme plus rapide au Mexique qu'aux États-Unis et au Canada, proportionnellement à la taille de l'économie mexicaine (annexe F).

1. Mexique

D'après le programme d'investissement de la CFE, les quelques 13 100 MW de nouvelle puissance que l'organisme prévoit ajouter entre 1997 et 2006 (soit une croissance de 39 %) pourraient être produits par des installations construites et exploitées avant tout par des consortiums privés (bien que le « plan d'action immédiate » prévoit la construction de centrales alimentées au gaz d'une puissance de 750 MW par la CFE, qui ferait pour cela appel à ses propres ressources) selon les nouvelles dispositions de la loi, entrées en vigueur à la fin de 1993 et au début de 1994. Entre 1997 et 2006, environ 49 % des 12 millions de dollars américains prévus en dépenses de capital seront affectés aux centrales, tandis que 16 % iront aux ouvrages de transport et plus de 15 % aux ouvrages de distribution. En 1998, le budget de la CFE s'établit à plus de 3 milliards de dollars américains, dont 60 % seront affectés à la production et 40 % au transport⁹⁷. Dans sa stratégie, la CFE prévoit diversifier son parc de centrales thermiques en y ajoutant des centrales à cycle combiné et des centrales biénergie qui offrent la possibilité de brûler soit du mazout, soit du charbon, soit du gaz. Le secteur privé pourrait également investir dans la construction des sous-stations et des lignes de transport.

Étant donné l'intérêt croissant du secteur privé pour les projets de production externes, et des investisseurs privés pour la cogénération, le rôle de la CFE en tant qu'investisseur deviendra complémentaire, si l'on excepte les dépenses planifiées aux fins d'améliorer les ouvrages d'interconnexion entre les réseaux régionaux, de moderniser les vieilles centrales et de substituer le gaz naturel au mazout dans un grand nombre de centrales thermiques. La CFE ne prévoit pas dépenser de montants importants en formation de capital, si ce n'est dans les cas où le secteur privé jugera un projet non rentable.

Au cours des deux dernières années, les sociétés internationales se sont montrées beaucoup plus intéressées à prendre position sur le marché de l'énergie au Mexique. Cette attitude reflète un regain de confiance dans l'économie et s'appuie sur les changements apportés dans la réglementation avant la crise du peso. Un examen sommaire des propositions reçues par la CFE et par la société PEMEX à l'occasion d'appels d'offres récents révèle que les moyens proposés pour la production et le transport d'électricité ainsi que pour le transport et la distribution du gaz naturel sont techniquement aussi évolués que n'importe quel moyen de production utilisé aux États-Unis ou en Europe. Le Mexique tire parti de l'intérêt ainsi manifesté par les grands fournisseurs internationaux d'électricité en optant pour des techniques évoluées qui ont fait leurs preuves et dont les prix sont concurrentiels. À cet égard, on peut citer en exemple les centrales à cycle combiné en projet dans les États de Chihuahua et de Nuevo León (dont le rendement se compare à celui des centrales les plus efficaces situées aux États-Unis et au Canada). Le système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) qui régira l'injection et l'extraction du gaz naturel dans le réseau de canalisations de PEMEX est lui aussi tout aussi perfectionné que les systèmes utilisés par n'importe quelle société américaine ou canadienne de distribution de gaz.

Traditionnellement, la CFE a eu accès à la technologie de pointe pour la construction des centrales. La CFE s'approvisionnait auprès de fournisseurs d'équipement internationaux, en fonction des contraintes budgétaires, la décision de choisir une technologie plutôt qu'une autre étant fondée sur la capacité de financement. Avec la déréglementation, la CFE a accès à la même technologie de pointe et le choix du fournisseur se fait par appel d'offres. La *Comisión Reguladora de Energía* (CRE, Commission de réglementation de l'énergie) supervise le processus d'appel d'offres en s'appuyant sur des critères établis, et la technologie choisie

⁹⁷ « Giant PEMEX and CFE investment budgets for 1998 whet private sector appetite », Service de nouvelles Infolatina, 8 décembre 1997. En janvier, le secrétaire aux Finances Gurría a annoncé des réductions dans le budget fédéral, suite aux faiblesses des revenus liés au mazout qui affecteront PEMEX et, dans une moindre mesure, la CFE. D'après la presse, la réduction du budget de la CFE sera minimale. *Reforma*, 17 janvier 1998.

fait partie d'un ensemble comprenant l'équipement, la puissance, les coûts et les prix de l'énergie. Les sociétés participantes ne sont pas seulement nord-américaines; elles sont également européennes et japonaises, et toutes contribuent à accroître le potentiel du secteur de l'énergie ainsi que les capacités de leurs partenaires mexicains.

En ce qui a trait à la production d'électricité et à la distribution du gaz, les sociétés étrangères s'associent à des partenaires mexicains pour former des consortiums comprenant habituellement plus de deux partenaires. Les sociétés étrangères fournissent généralement la technologie et l'équipement, tandis que les sociétés mexicaines prennent en charge le génie civil et la construction. Du point de vue technique, les sociétés étrangères sont dotées de l'expertise nécessaire pour la production d'électricité, qui fait défaut au secteur privé mexicain puisque, jusqu'à récemment, l'électricité relevait exclusivement de la CFE. C'est pour cette raison que les participants à de tels projets sont des consortiums internationaux, organisés spécifiquement en vue d'un projet donné, dans lesquels les partenaires mexicains trouvent les forces qui leur manquent auprès des sociétés étrangères. Par exemple, dans le projet Samalayuca II de construction-location-transfert (CLT), une société financière (GE Capital) s'est associée avec les sociétés El Paso Energy International et ICA, une société d'ingénierie mexicaine. Dans le projet Mérida III, le premier projet indépendant dans le secteur de l'électricité, la société japonaise Nichimen s'est associée à la société américaine AES et au Grupo Hermes, une société de portefeuille mexicaine.

Les sociétés mexicaines, telles Bufo Industrial et ICA, qui participent à la plupart des appels d'offres concernant à la fois l'électricité et la distribution du gaz, ont de l'expertise dans l'« ingénierie de base », notamment dans le plan des installations et la détermination des exigences techniques globales concernant la génératrice et la centrale. Certaines sociétés étrangères spécialisées dans la conception de centrales (comme Bechtel et Fluor Daniel) peuvent également participer à ces projets. Elles se chargeraient de l'« ingénierie détaillée », qui se situe plusieurs échelons au-dessus de l'ingénierie de base puisqu'il s'agit d'harmoniser les capacités techniques de l'équipement choisi avec la conception physique de la centrale. Cette contribution technologique a une incidence sur les combustibles et sur la puissance de sortie et, partant, sur les coûts, sur le rendement et sur les répercussions environnementales.

La contribution des sociétés étrangères se situe principalement dans les domaines de la technologie, de la conception et de la mise au point de technologies, ainsi que de la construction et de l'entretien de l'équipement. Par exemple, les sociétés GE Power Systems et Nichimen ont présenté des offres pour les projets Samalayuca II et Mérida III, respectivement. Ces sociétés ont une longue expérience dans la recherche, dans la construction d'équipement ainsi que dans l'exploitation de systèmes de production d'électricité. Cette expérience et le niveau de rendement que ces sociétés sont capables d'offrir se reflètent dans les coûts et dans les revenus financiers. La contribution de ces sociétés peut également s'étendre aux normes de maintenance, à la comptabilité des coûts de revient, aux techniques de planification et à la gestion financière.

Au sein des consortiums, les investisseurs étrangers partagent les responsabilités en matière de gestion avec les autres parties. Ainsi, les partenaires peuvent profiter des connaissances techniques de l'investisseur étranger, surtout en ce qui a trait à l'établissement de normes de maintenance, à l'exploitation, au rendement et à la planification. Les sociétés étrangères jouent également un rôle actif dans la formation du personnel technique, ce qui contribue notablement à l'amélioration des capacités techniques du Mexique.

Voici quelques exemples récents de consortiums techniques dans le secteur de l'électricité et du gaz au Mexique :

- Samalayuca II, un projet de construction-location-transfert concernant une centrale de 700 MW, avec un investissement de 645 millions de dollars américains, est en voie d'être réalisé par un groupe constitué par les sociétés GE Power Systems, El Paso Energy International, International Generating Company (InterGen, une entreprise conjointe de Bechtel et PG&E Enterprises) et EMICA, une filiale de la société d'ingénierie mexicaine ICA.

La structure de ce consortium met en évidence la synergie entre la société mexicaine et les sociétés étrangères dans un secteur qui vient d'être déréglementé, tout autant que la synergie entre les différentes sociétés étrangères. Dans ce projet, largement financé par emprunt, ce sont les sociétés GE Capital et InterGen qui se sont chargées des

premiers arrangements. L'ensemble comprend des prêts de la banque américaine Eximbank, des prêts de la Banque interaméricaine de développement (BID) et le financement de la construction. De surcroît, les sociétés étrangères investissent 132 millions de dollars américains dans l'équipement, répartis ainsi : GE Capital, 40 %; El Paso Energy International, 20 %; InterGen, 20 %; EMICA, 20 %.

Cette répartition est basée sur les forces techniques des participants en matière d'équipement, ce qui, partant, définit les caractéristiques technologiques du projet. El Paso Energy, qui, jusqu'à présent, n'avait pas investi au Mexique, consolide sa position dans le secteur récemment déréglementé, puisque la centrale Samalayuca II sera située à 30 milles au sud d'El Paso.

Samalayuca offre également un autre exemple de la synergie créée par la déréglementation et la participation au capital-actions d'investisseurs étrangers. La centrale sera alimentée par un gazoduc de 38 kilomètres de long qui sera construit et exploité par un nouveau consortium, Gasoductos de Chihuahua. Le gazoduc sera connecté par une autre canalisation de 34 kilomètres de longueur à une station de compression au Texas, de telle sorte que l'approvisionnement en gaz de la station sera garanti. Gasoductos de Chihuahua se compose comme suit : PEMEX, 50 %; El Paso Natural Gas, 40 %; El Paso Energy International, 10 %. El Paso Energy possède également des parts dans la centrale, tandis que la participation de PEMEX peut s'expliquer par le besoin, pour la société, d'obtenir directement d'un fournisseur américain l'approbation et le soutien en vue d'importer du gaz.

- Mérida III a été le premier projet approuvé par les autorités, pour un producteur indépendant, en vertu des réformes apportées en 1993 à la Loi sur les services relatifs à l'énergie. Le projet consiste en une centrale de 440 MW, au coût de 500 millions de dollars américains. PEMEX fournira le gaz naturel qui sera acheminé par un gazoduc dont la construction fait l'objet d'un projet distinct. Les sociétés qui participent au projet Mérida III sont la société américaine AES Corporation, la société japonaise Nichimen et le Grupo Hermes, du Mexique.

Comme c'était le cas pour le projet Samalayuca II, ce consortium s'est réparti les tâches techniques en fonction des points forts de chaque participant. Nichimen et AES fournissent la technologie et la majeure partie de l'équipement, tandis que Grupo Hermes apporte des actions et une partie de l'équipement et des services locaux. La participation de Nichimen à titre de partenaire financier s'explique par l'intérêt à long terme que la société manifeste pour fournir de l'équipement électrique au Mexique. On constate donc que la déréglementation du secteur de l'électricité au Mexique a ouvert des possibilités à des sociétés étrangères hors-ALÉNA, non seulement au chapitre des investissements, mais aussi à celui de la vente de biens d'équipement.

2. Canada

Au Canada, on s'attend à une augmentation modeste de la capacité, entre 1997 et 2006, comparativement au Mexique. D'après les données fournies par l'industrie, la capacité totale devrait augmenter de 4 840 MW (augmentation nette) d'ici 2005 et de 3 370 MW supplémentaires d'ici 2010, par rapport à 1996. Cela équivaut à une croissance de 4,1 % entre 1996 et 2005, et de 7 % entre 1996 et 2010. C'est dans les sous-secteurs de l'hydroélectricité et du gaz naturel que la croissance devrait être la plus forte, avec une augmentation de 1 890 MW (45 %) pour les centrales hydroélectriques et de 6 390 MW (9,7 %) pour les centrales au gaz⁹⁸. La majeure partie de la nouvelle puissance proviendrait de la Colombie-Britannique (29 % du total), du Québec (52 %) et de la Nouvelle-Écosse (5 %).

⁹⁸ Association canadienne de l'électricité, p. 124. Ces chiffres ne tiennent pas compte des grandes augmentations de puissance envisagées par Hydro-Québec, dans le cadre de sa stratégie de pénétration des marchés américains. D'après les données de l'Association, l'accroissement de la puissance au Québec seulement pourrait atteindre 8 300 MW. Selon d'autres données de Statistique Canada, tirées du document « Puissance maximale de l'énergie électrique et charge des réseaux » (N° de cat. : 57-204-XPB), 4 251 MW en tout pourraient être ajoutés d'ici 2007.

On s'attend à ce que le total des investissements entre 1997 et 2006 atteigne 30 milliards de dollars américains. Les investissements se répartiraient comme suit : 40 % pour la production, 20 % pour le transport et la distribution et le reste pour les « autres » dépenses. Les nouvelles centrales seront construites, dans leur grande majorité, par les services publics provinciaux, sans le concours d'investissements étrangers directs. Cependant, on s'attend à ce que les producteurs indépendants d'électricité du secteur privé, les propriétaires d'installations de cogénération industrielles et les petits services publics accroissent considérablement leur production, par comparaison avec les années antérieures.

3. États-Unis

Il est plus difficile de prévoir l'accroissement de la capacité de production aux États-Unis qu'au Mexique. Selon des prévisions récentes, la capacité de production américaine devrait connaître un taux de croissance d'environ 6 % de la puissance estivale nette entre 1996 et 2005, ce qui équivaut à un total d'environ 43 000 MW. De cette nouvelle puissance, 68 % devrait provenir de centrales alimentées au gaz, 12 % de centrales au charbon, et 14 %, de centrales au mazout⁹⁹. La majeure partie de la nouvelle puissance devrait être assurée par des centrales installées dans le sud-est du pays, dans certains États du centre de la côte atlantique et dans plusieurs États du *Midwest* et de la vallée de l'Ohio.

Avec la restructuration, les activités liées à l'acquisition et à la possession d'actifs dans la production d'électricité se concentreront probablement dans la vente de ces actifs ou dans la modernisation des installations. On a déjà pu observer une activité importante de ce type en Californie et au Massachusetts, notamment la construction de nouvelles installations par des producteurs indépendants d'électricité, des entreprises industrielles et des sociétés productrices autres que de service public qui fonctionnent sur une base plus spéculative. De fait, si l'on en juge par de récentes constructions dans certains États, la croissance de la capacité pourrait dépasser les prévisions bien avant 2005, même si ces nouvelles centrales viennent fort probablement remplacer les vieilles centrales déclassées. Voici deux exemples récents de la situation que nous venons de décrire :

- La coentreprise El Dorado Energy, à laquelle participent les sociétés Houston Industries et Enova Corporation, montre comment de récents projets visant à exploiter des nouvelles occasions offertes par les marchés déréglementés portent à penser qu'il faudra revoir les prévisions de croissance de la capacité. Le projet comporte la construction d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 480 MW près de Las Vegas, Nevada, qui sera exploitée sur une base commerciale pour desservir des grossistes dans tout l'ouest des États-Unis¹⁰⁰. À elle seule, cette centrale multiplierait par cinq l'accroissement de la capacité du Nevada prévue par l'EIA dans son inventaire des centrales américaines publié en 1996.
- La société United Illuminating Co. (UIC) du Connecticut s'associe à deux autres promoteurs, Duke Energy Power Services et Siemens Power Ventures, pour construire une centrale alimentée au gaz à Bridgeport, Connecticut. Duke et Siemens se chargeront du financement, tandis que UIC, en échange de la fourniture de l'emplacement de la centrale, aura le choix d'acheter un tiers des parts ou d'acheter de l'électricité au prix de gros. À court terme, la centrale aidera à compenser la perte de capacité résultant de la fermeture de trois réacteurs nucléaires à la centrale Millstone, à Waterford, Connecticut, en 1996. À plus long terme, lorsque la déréglementation sera mise en œuvre au Connecticut, la centrale fournira de l'électricité à bon marché à la société UIC pour l'aider à affronter ses concurrents de l'intérieur et de l'extérieur de l'État. Les autorités du *Connecticut Siting Council* (Conseil du Connecticut chargé du choix des emplacements) ont observé un intérêt accru dans l'implantation de nouvelles centrales dans l'État, qui s'explique par l'attrait du marché en raison des prix élevés de l'électricité et des limites techniques à l'importation d'électricité de l'extérieur de l'État. La centrale de Bridgeport serait la première centrale construite au Connecticut dans les dix dernières années¹⁰¹. D'après les prévisions de l'EIA, aucun autre ajout de puissance n'est prévu au Connecticut. Si d'autres centrales étaient construites au cours des prochaines années, la nouvelle capacité du Connecticut pourrait fort bien excéder la capacité perdue de la centrale Millstone, et les prévisions seraient alors dépassées.

⁹⁹ US Energy Information Administration, 1996c, tableau 17.

¹⁰⁰ *Daily Power Report*, 18 décembre 1997.

¹⁰¹ Rabinovitz, 27 juin 1997.

La nouvelle orientation vers des marchés de l'électricité soumis au jeu de la concurrence donne lieu à une autre tendance dans le secteur de l'électricité, soit le regroupement d'entreprises. Depuis 1996, les fusions et les acquisitions dans ce secteur se sont accélérées, malgré certains faux départs dus en partie aux mesures réglementaires imposées par la FERC et par les organismes publics de réglementation. Depuis 1994, les fusions et les acquisitions opérées aux États-Unis ont représenté environ 50 milliards de dollars américains¹⁰².

En règle générale, les activités de restructuration aux États-Unis peuvent être regroupées comme suit¹⁰³ :

- *Fusions de services publics d'électricité.* L'accroissement de l'efficacité grâce à des économies d'échelle et à une réduction des doublons est un objectif souvent cité lorsque des entreprises qui desservent des territoires adjacents décident de fusionner. Toutefois, la diversification de la base de ressources et des combustibles peut également être un facteur important.
- *Fusions d'entreprises complémentaires.* Dans le cas des fusions entre services publics d'électricité, services publics de gaz et (ou) exploitants de gazoducs, les principaux objectifs visés peuvent être la diversification des domaines d'affaires, la fourniture aux clients de services intégrés en matière d'énergie, l'élargissement de la clientèle, l'intégration verticale et l'amélioration de la position financière. Souvent, la raison sous-jacente est d'ordre défensif, les entreprises qui fusionnent cherchant à consolider leurs positions sur le marché dans le contexte de la déréglementation.
- *Regroupement d'entreprises aux intérêts convergents.* Il existe une tendance similaire, mais cependant distincte, parmi les grandes entreprises œuvrant dans le secteur de l'énergie, principalement des pétrolières et des gazières, qui cherchent à pénétrer le secteur de l'électricité surtout en tant que distributeurs, plutôt que simples producteurs. L'objectif n'est pas seulement d'offrir des services intégrés, la gestion du risque est également un facteur. L'acquisition par Enron de Portland General et l'incursion d'Amoco dans le secteur de la production et de la commercialisation de l'électricité sont de bons exemples de cette tendance.
- *Alliances ou fusions virtuelles.* Une alliance présente l'avantage d'être plus simple et plus rapide qu'une fusion, deux caractéristiques fort intéressantes dans un marché qui évolue rapidement. Il existe de nombreux exemples d'alliances commerciales qui visent à offrir une plus large gamme de services aux clients. Parmi ces exemples, citons l'alliance entre le Salt River Project, Tenaska et PowerEx (STP), pour l'électricité, l'alliance WestCoast Energy/Coast pour la production, le transport et la distribution de gaz, et AllEnergy, une alliance entre New England Electric System et Eastern Enterprises, une filiale de Boston Gas Company.

Dans toute la région, la restructuration donne lieu à une vague d'investissements, notamment des investissements transfrontaliers. Dans le cas des États-Unis et du Canada, on observe surtout des investissements étrangers directs traditionnels, tandis que dans le cas des États-Unis et du Mexique, l'accent est mis sur les coentreprises, les alliances commerciales et les arrangements construction-location-transfert. Cependant, dans tous les cas, les avantages environnementaux associés aux nouveaux investissements et au transfert de technologies semblent prometteurs. Tout porte à penser que l'ouverture et la stabilité qui découlent des dispositions de l'ALÉNA relatives aux investissements encourageront et renforceront ces processus à moyen et à long terme.

¹⁰² Comisión Federal de Electricidad et le projet Salt River, avec Price Waterhouse et Econergy International Corporation (dans le cadre d'un contrat avec Bechtel Corporation, pour l'Energy Technology Innovation Project de USAID). USAID, 1997a, p. 84-85.

¹⁰³ *Ibid.*, p. 86-87.

IV. Les liens avec l'environnement

Dans la présente section, nous examinons les quatre grands facteurs qui déterminent les liens entre les tendances relatives aux échanges et aux investissements dans le secteur de l'électricité et l'environnement. Le premier lien concerne les méthodes de production (y compris la gestion et la technologie) que les échanges et les investissements relatifs à l'électricité, aux combustibles et à la technologie encouragent. Le deuxième a trait à l'infrastructure physique qui permet le commerce. Le troisième lien entre l'activité économique induite par l'ALÉNA et l'environnement réside dans l'organisation sociale. Le quatrième, et probablement le plus important étant donné l'importance de la réglementation pour le secteur, concerne les politiques des pouvoirs publics et la réglementation.

A. La production, la gestion et les techniques

Les conséquences environnementales des tendances observées dans le secteur de l'électricité dépendent de manière cruciale des sources d'énergie utilisées pour alimenter les nouvelles installations de production et de la mesure dans laquelle les améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique peuvent se substituer à une augmentation de la capacité de production. Le mouvement en faveur d'un réseau ouvert est constamment alimenté par l'effondrement des monopoles de production traditionnels. Il n'existe pratiquement plus de monopoles intégrés capables de jouer le rôle d'investisseurs réglementés dans de nouvelles installations de production, avec un retour d'investissement garanti grâce à l'imposition de redevances à des clients captifs. L'appel à la concurrence est devenu la règle pour les marchés relatifs aux nouvelles installations de production dans les trois pays de l'ALÉNA et les nouveaux équipements doivent se tailler une place sur un marché de plus en plus ouvert.

Les installations construites à l'époque des monopoles commencent à changer de mains, alors que s'exercent des pressions grandissantes en vue d'enlever les installations de production concurrentielles aux monopoles réglementés qui conservent la mainmise sur les réseaux de transport et de distribution. Outre cet effritement des monopoles, deux facteurs au sein du secteur de l'électricité ont joué en faveur du mouvement de restructuration aux États-Unis, au Canada et au Mexique : la mise en œuvre de nouvelles technologies de production et les répercussions des nouvelles technologies habilitantes. Nous examinerons tour à tour ces deux facteurs.

1. Les nouvelles technologies de production

L'ALÉNA peut prêter un puissant concours aux producteurs et aux transporteurs désireux d'utiliser les plus récentes technologies qui permettent d'améliorer le rendement et qui fournissent des avantages environnementaux directs. L'abaissement des tarifs sur les équipements liés aux nouvelles technologies peut accélérer le processus de transfert et de diffusion de technologies dans toute la région de l'ALÉNA ainsi que parmi les sociétés d'électricité à l'intérieur de chaque pays membre. La restructuration renforce ce processus amorcé par l'ALÉNA en forçant les entreprises à adopter de nouvelles technologies pour faire face aux nouvelles pressions concurrentielles.

La baisse des prix et l'avènement de nouvelles technologies, notamment les centrales alimentées au gaz, ont facilité l'essor des producteurs indépendants d'électricité (PIE) qui vendent leur électricité aux services publics, qui la revendent ensuite au consommateur. La participation des PIE à l'industrie a donné plus de poids à la thèse voulant qu'un marché soumis au jeu de la concurrence soit possible. Les PIE de toutes tailles, industriels et commerciaux, les sociétés productrices autres que de service public (SPASP) tout comme les services publics traditionnels et leurs sociétés affiliées utilisent de plus en plus de nouvelles technologies pour aménager des installations privées et vendre leur production aux services publics sur le marché de gros, à des prix inférieurs à ce qu'il en coûte aux services publics pour produire et distribuer leur propre électricité.

Les progrès technologiques, combinés aux effets de la déréglementation du secteur du gaz naturel aux États-Unis, ont contribué à réduire considérablement les coûts en capital et les coûts d'exploitation des turbines alimentées au gaz naturel qui, lorsqu'elles sont utilisées dans les installations à cycle combiné, de plus en plus répandues, offrent des taux de rendement élevés, de faibles coûts en capital et des coûts d'exploitation et d'entretien concurrentiels.

Les PIE ont fixé leur choix sur les centrales à cycle combiné à turbine à gaz, de capacité moindre. Ces technologies, associées à des réseaux de transport ouverts et aux garanties offertes par les dispositions de l'ALÉNA concernant les investissements ainsi que par les règles de traitement national et d'accès au marché, peuvent permettre aux producteurs indépendants de construire des centrales dans n'importe quelle région pour alimenter en électricité des utilisateurs de régions voisines. Un grand nombre de ces nouvelles technologies sont moins polluantes que les anciennes centrales, ce qui permet de les mettre en œuvre dans des régions où il serait difficile d'obtenir un permis (pour des raisons d'émissions atmosphériques). Toutefois, la construction de ces nouvelles centrales requiert une nouvelle infrastructure qui pourrait elle aussi avoir des répercussions sur l'environnement.

Une évaluation récente du coût marginal des différentes technologies de production, réalisée par l'*Energy Information Administration* (EIA, Administration de l'information sur l'énergie) du ministère américain de l'Énergie, montre les avantages économiques des centrales alimentées au gaz naturel¹⁰⁴. Pour effectuer cette comparaison, l'EIA s'est servie d'une analyse des coûts du combustible, des coûts en capital et des coûts d'exploitation et d'entretien pour déterminer le coût marginal de chaque type de centrale. Elle a également tenu compte des émissions et des facteurs liés aux déchets.

Les auteurs de l'étude comparent les coûts de construction d'une centrale alimentée au charbon de 500 MW et d'une centrale à cycle combiné à turbine à gaz de 250 MW. Les résultats globaux de l'analyse, qui tenait compte des mises de fonds, des coûts d'exploitation et de maintenance, des taux d'intérêt et d'hypothèses de fonctionnement, portent à penser que, malgré les coûts plus faibles du combustible dans les centrales alimentées au charbon, les nouvelles centrales alimentées au gaz sont plus rentables à long terme que les nouvelles centrales alimentées au charbon, en raison de leurs coûts en capital et d'exploitation plus faibles, sans compter un rendement énergétique et des avantages environnementaux supérieurs. L'écart entre les deux types de centrales s'élargit (en faveur du gaz naturel) lorsque le facteur de capacité est plus faible et il est pratiquement nul lorsque le facteur de capacité est de 100 %. Une telle situation pourrait inciter les exploitants de services publics à continuer d'utiliser les centrales alimentées au charbon, toutes choses égales d'ailleurs¹⁰⁵. L'étude démontre également qu'il est nécessaire d'internaliser les coûts environnementaux des centrales alimentées au charbon et d'en tenir compte régulièrement.

Cette évaluation reste valable malgré les prévisions des coûts futurs du charbon et du gaz naturel qui montrent un élargissement de l'écart entre les deux : on s'attend à ce que le prix du charbon reste pratiquement constant, tandis que le prix du gaz naturel devrait grimper d'ici l'an 2015. En 1995, le coût de la houille maigre s'établissait à 1,32 \$US par million de BTU (MBTU); on s'attend à ce que les prix baissent à 1,28 \$US/MBTU d'ici 2015. En ce qui concerne le gaz naturel, le prix devrait passer de 2,04 \$US/MBTU en 1995 à 2,95 \$US/MBTU en 2015¹⁰⁶.

Le marché naissant de la « production distribuée » est un autre domaine où les nouvelles technologies de production basées sur le gaz naturel ont eu une incidence notable. Étant donné les hauts rendements offerts par de très petites turbines à gaz, les petites entreprises, les restaurants et les petites manufactures peuvent envisager d'installer leur propre source d'électricité. Avec l'expansion de la production distribuée, il devient moins nécessaire pour les services publics d'accroître leur capacité de production.

Les plans de développement du secteur de l'électricité dans les trois pays concordent avec la conclusion générale voulant que les centrales alimentées au gaz naturel constituent la solution la plus attrayante, d'un point de vue économique, lorsque l'on veut construire de nouvelles centrales.

Aux États-Unis, une étude des profils de la demande et des ressources, par région, effectuée par le *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité), qui compare les installations de production selon le type de combustible et la technologie, met en évidence les avantages concurrentiels des technologies du cycle combiné avec turbine à gaz. Des données régionales concernant les États-Unis portent à penser que ces technologies représentent une grande part de la nouvelle capacité de production (jusqu'à 70 %). La prédominance des centrales alimentées au gaz dans le parc de nouvelles centrales variera probablement d'une région à une autre. Par exemple, les données recueillies par l'ERCOT

¹⁰⁴ Beamon et Wade, sans date.

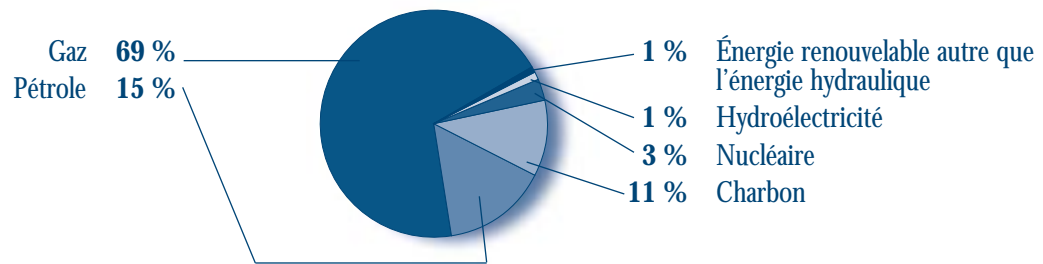
¹⁰⁵ *Ibid.*, p. 7-11.

¹⁰⁶ *Ibid.*, p. 8.

laissent penser que les installations à cycle combiné constitueront environ 60 % de la nouvelle capacité, tandis que des données recueillies par le WSCC montrent que les centrales alimentées au charbon représenteront 50 % de la nouvelle capacité qui devrait être installée avant 2005. Les données concernant les États-Unis sont résumées à la figure 4.

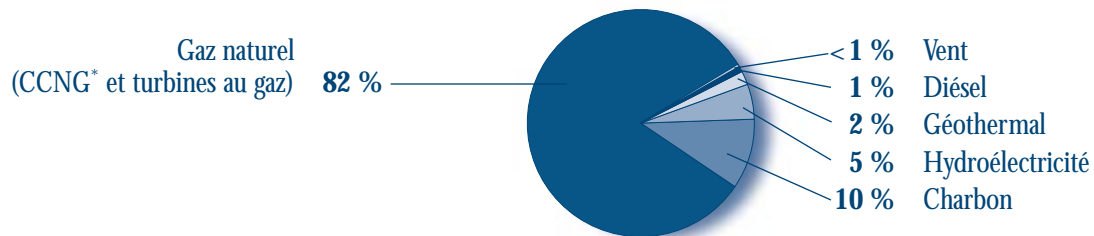
Au Mexique, au cours de la prochaine décennie, la CFE prévoit lancer des appels d'offres pour la construction de nouvelles installations (cycle combiné et turbines à gaz) d'une capacité de plus de 10 000 MW, ainsi que pour la conversion de centrales existantes, d'une capacité totale de plus de 4 000 MW, au gaz naturel¹⁰⁷. Les données concernant la capacité prévue au Mexique sont présentées à la figure 5.

Figure 4 Accroissement total prévu de la capacité de production d'électricité des États-Unis, par type de technologie, de 1996 à 2005



Source : US Department of Energy, EIA, 1997.

Figure 5 Technologie choisie pour la nouvelle capacité de production au Mexique, de 1998 à 2006



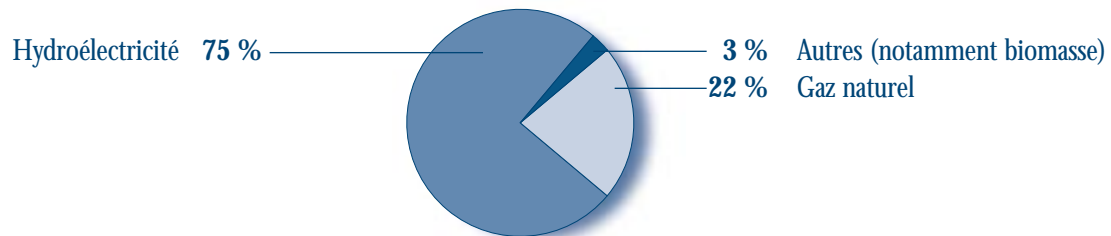
*CCNG : combined cycle natural gas (à cycle combiné)

Source : Comisión Federal de Electricidad, 1997, Documento de Prospectiva.

Au Canada, on s'attend à ce qu'une nouvelle capacité nette de 8 212 MW soit ajoutée au système d'ici 2010. Cependant, les ajouts réels de capacité seront quelque peu plus élevés, pour compenser la perte de 356 MW consécutive à la fermeture de centrales thermiques à vapeur (alimentées au charbon et au mazout). De surcroît, une capacité nucléaire de 769 MW sera mise hors service, mais elle sera remplacée par une capacité équivalente provenant de nouvelles centrales nucléaires, ce qui signifie qu'il n'y aura pas de changement net dans la capacité nucléaire entre 1996 et 2010¹⁰⁸. La composition de la nouvelle capacité nette projetée est présentée à la figure 6.

¹⁰⁷ Voir Secretaría de Energía, 1996b, p. 73.

¹⁰⁸ Statistique Canada, catalogue 57-204-XPB. Les données de l'Association canadienne de l'électricité (ACE) et de Statistique Canada ne concordent pas parfaitement. Statistique Canada prévoit un accroissement beaucoup plus limité de la capacité hydroélectrique (environ 2 500 MW, comparativement à 6 390 MW dans la publication de l'ACE) et un accroissement légèrement inférieur de la capacité provenant des centrales alimentées au gaz (1 330 MW, comparativement à 1 890 MW pour l'ACE). L'ACE prévoit également des ajouts de capacité provenant des centrales alimentées à la biomasse, non mentionnés par Statistique Canada.



Source : Association canadienne de l'électricité, 1997.

Pour évaluer le cours probable de l'évolution de la production d'électricité au cours de la prochaine décennie dans les diverses régions d'Amérique du Nord relevant du NERC, il importe d'examiner les contraintes qui s'exercent sur le transport et la distribution de l'électricité entre les régions et entre les pays. Les répercussions des changements dans la réglementation aux États-Unis et, dans une moindre mesure, au Canada et au Mexique deviennent donc importantes. À mesure que l'accès aux lignes de transport devient libre aux États-Unis, pour les marchés de gros et de détail, il devient de plus en plus évident que les achats d'énergie transportée depuis des installations de production éloignées constituent une solution de remplacement à la construction de nouvelles installations de production.

Comme il est expliqué de façon plus détaillée dans la section B consacrée à l'infrastructure physique, il existe des variations importantes dans l'accessibilité des lignes de transport entre les régions relevant du NERC aux États-Unis. En conséquence, la possibilité de transport sur de longues distances peut être limitée dans certains couloirs. Selon un modèle des émissions associées au transport élaboré récemment par des chercheurs de *Resources for the Future* (RFF, Ressources pour l'avenir), la région de la *Mid-Continental Area Power Pool* (MAPP, Bourse de l'électricité du milieu du continent)¹⁰⁹ bénéficie des prix moyens les plus bas pour l'électricité de gros, mais elle ne peut exporter de gros volumes d'électricité parce que la capacité de transport est limitée. Dans son rapport, RFF examine divers scénarios d'échanges et conclut qu'un accroissement du commerce de l'électricité se traduirait par des exportations vers les États des plaines du nord-est (région du NPCC), du sud-est (SERC) et du sud (région des SPP). Les grandes régions exportatrices seraient les États des régions des plaines du *Midwest* et du Nord (ECAR, MAIN et MAPP) et les États du centre de la région atlantique (MACC)¹¹⁰.

Selon une étude similaire réalisée par l'EIA, les limites de la capacité de transport desservant le nord-est restreindrait le taux d'augmentation possible des exportations en provenance du *Midwest*. Dans cette étude, l'EIA prédit des augmentations importantes à court terme des exportations du *Midwest* vers le sud-est (SERC) et, dans une moindre mesure, vers les plaines du sud (SPP)¹¹¹. À plus long terme, une nouvelle capacité de transport pourrait faciliter un accroissement des exportations vers le nord-est. Cependant, l'EIA est d'avis que le surplus de capacité sera limité à plus long terme en raison d'une croissance de la demande dans les régions qui connaissent actuellement un excédent. Le taux d'accroissement à long terme des exportations dépendrait du taux de croissance de la capacité de transport ainsi que de la construction de nouvelles installations de production. Divers scénarios concernant la croissance de la capacité de transport sont examinés dans l'étude du groupe RFF.

¹⁰⁹ Voir la carte des régions qui relèvent du NERC présentée à l'annexe E.

¹¹⁰ Palmer et Burtraw, 1996.

¹¹¹ US Energy Information Administration, 1996d, p. 22-23.

Selon certaines données préliminaires, des exportations d'électricité considérablement plus élevées du *Midwest* vers le nord-est ne sont pas seulement possibles, elles ont déjà existé depuis 1996. Une courte étude menée par l'*Energy Workgroup of Northeast States for Coordinated Air Use Management* (NESCAUM, Groupe de travail sur l'énergie des États du nord-est pour la gestion concertée de l'utilisation de l'air)¹¹², basée sur des données de l'EIA et de la FERC concernant les échanges d'électricité de services publics représentatifs du *Midwest*, montre que les livraisons par ces services publics à des entreprises des régions du MAAC et du NPCC ont considérablement augmenté en 1996, parallèlement à un accroissement de la production d'électricité dans les centrales alimentées au charbon appartenant à des entreprises du *Midwest*¹¹³. D'autres données portent à penser que la capacité de transport s'est accrue entre le *Midwest* et le nord-est. Comme nous le verrons dans la section B consacrée à l'infrastructure physique, de nouvelles lignes de transport et des lignes améliorées entreront très bientôt en service, ce qui devrait réduire les contraintes associées au transport entre les deux régions.

a. L'incidence des nouvelles technologies habilitantes

Les progrès techniques accomplis dans les domaines des télécommunications et de l'information, notamment en ce qui concerne les communications sans fil et Internet, ont permis un plus grand accès aux informations commerciales nécessaires au fonctionnement de la libre-concurrence dans le secteur de l'électricité. De même, les améliorations dans les techniques de commande des réseaux devraient permettre des transactions plus complexes sur des blocs massifs d'énergie. Parmi ces progrès, citons les systèmes d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), qui consistent en des terminaux éloignés répartis, par l'intermédiaire desquels les données sont transférées à un système de contrôle central. La mise en œuvre de technologies de communication perfectionnées, comme la transmission sans fil de la voix et de données, l'acquisition de données en temps réel, notamment par Internet, et le matériel de mesure à la pointe du progrès, permettra aux services publics de suivre en temps réel les charges correspondant à un plus grand nombre de clients qu'auparavant.

Cette évolution est attribuable en partie à la FERC, en vertu des exigences du système OASIS établies dans l'arrêté 889. Le système OASIS fournira de l'information aux entreprises qui veulent bénéficier du libreaccès sur les réseaux de transport des services publics relevant de la FERC. Pour être vraiment utiles, les systèmes OASIS devront fournir des données en temps réel. Des progrès importants dans le fonctionnement des systèmes OASIS ont déjà été accomplis. En Floride, par exemple, cinq services publics réalisent leurs transactions en matière de transport par le biais d'Internet, en utilisant des logiciels IBM et Siemens. Le système est entretenu par IBM et Siemens, pour le compte des services publics; il est exploité depuis Boulder, au Colorado¹¹⁴.

Toutefois, les services publics prédisent des économies sur les coûts d'exploitation et un meilleur service à la clientèle grâce à la mise en place d'un réseau de communication qui fournira des connexions bidirectionnelles aux utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Les systèmes comportent un lecteur de compteur automatique, un dispositif permettant de configurer les compteurs à distance ainsi que d'autres dispositifs installés chez le client et des services de communication tels qu'un service de messagerie électronique et le contrôle de charge. Dans un contrat annoncé récemment, la société Illinois Power, une grande entreprise de service public de propriété privée, utilisera un système de communication sans fil mis au point par Whisper Communications avec un équipement de mesure perfectionné fourni par le géant industriel Schlumberger pour desservir un million de clients sur son territoire de 15 000 milles carrés. Une fois installé, ce système sera le plus important du genre aux États-Unis¹¹⁵.

¹¹² Cette organisation, qui a son siège à Boston, regroupe les divisions des ressources atmosphériques des agences environnementales des États du New Jersey, de New York, du Connecticut, du Rhode Island, du Massachusetts, du Vermont, du New Hampshire et du Maine.

¹¹³ Voir NESCAUM, 1998. L'étude du NESCAUM a été critiquée par au moins une société de services publics pour laquelle des données étaient présentées, l'*American Electric Power* (AEP), qui dessert presque trois millions de clients dans la région de la vallée de l'Ohio. Cependant, les auteurs de cette étude prennent soin de souligner ses limites et, partant, ils examinent adéquatement les données qui ont fait l'objet de la contestation d'un agent de l'AEP; les arguments de l'AEP ne réfutent pas les données disponibles qui montrent un accroissement des livraisons de l'AEP à des entreprises de la région du MAAC, pas plus que les données montrant un accroissement de la production dans les centrales alimentées au charbon. Voir *Daily Power Report*, 22 janvier 1998.

¹¹⁴ *Daily Power Report*, 14 janvier 1998.

¹¹⁵ *Daily Power Report*, 8 janvier 1997.

2. Les tendances dans la production d'énergie

Le parc de centrales en Amérique du Nord présente une grande diversité aux chapitres de la technologie et des sources d'énergie. Les combustibles fossiles sont utilisés en proportion variable pour la production d'électricité au Canada, au Mexique et aux États-Unis. Le charbon occupe une place prépondérante aux États-Unis, avec plus de 50 % de la production, le gaz naturel se situant entre 8 % et 14 % et le mazout à environ 3 %. Au Canada, environ 15 % de la production totale d'électricité provient de centrales alimentées au charbon. Au Mexique, c'est le mazout qui occupe la première place, avec environ 60 % de la production d'électricité, suivi du gaz naturel, 12 %, et du charbon, 9 %. En ce qui concerne l'hydroélectricité, le Canada se distingue des États-Unis et du Mexique, les centrales hydroélectriques fournissant plus de 60 % de l'électricité canadienne, contre 20 % au Mexique et 11 % aux États-Unis.

a. Le charbon

Sous réserve des contraintes de transport, la croissance de la demande d'électricité au Canada et aux États-Unis pourrait entraîner une hausse de la production des centrales thermiques existantes, de même qu'une hausse du commerce de l'électricité et des combustibles fossiles¹¹⁶. En conséquence, on s'attend à ce que la consommation de charbon augmente considérablement, ce qui aurait des conséquences néfastes pour l'environnement. Toutefois, la libéralisation tarifaire issue de l'ALÉNA devrait favoriser les exportations de charbon américain à faible teneur en soufre vers le Mexique, ce qui aurait une incidence positive du point de vue environnemental.

Les dirigeants de l'industrie du charbon et les analystes du secteur de l'énergie aux États-Unis et au Canada prévoient que la consommation de charbon par les services publics augmentera dans une proportion qui pourrait atteindre jusqu'à 30 %, sous l'effet direct de la restructuration du secteur de l'électricité¹¹⁷. Dans un rapport consacré aux répercussions de cette restructuration sur l'environnement en Ontario, rapport rédigé pour le compte du Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, des analystes-conseils indépendants sont arrivés à la conclusion que les centrales thermiques au charbon verraient leur vie prolongée et qu'elles pourraient même fonctionner avec des facteurs de capacité plus élevés¹¹⁸. Par ailleurs, le Vermont Public Service Board (VPSB, Commission des services publics du Vermont) déclare qu'un grand nombre des plus anciennes centrales thermiques exemptées des obligations imposées par la *Clean Air Act* (CAA, Loi sur la qualité de l'air) de 1970 fonctionnent toujours et que, dans un marché déréglementé, de telles centrales bénéficieraient d'un avantage sur leurs concurrentes obligées d'observer les normes d'émission modernes.

Selon des données concernant la production d'électricité en 1996, les centrales alimentées au charbon ont joué un rôle accru aux États-Unis. Dans son analyse des données sur la production et les ventes d'électricité en 1995 et 1996, le NESCAUM signale qu'à l'échelle nationale, la production d'électricité provenant des centrales alimentées au charbon a augmenté de 83 TWh, tandis que la production des centrales alimentées au gaz diminuait de 44 TWh. Par ailleurs, toujours d'après cette étude, la production s'est accrue dans les centrales de trois services publics du *Midwest* (AEP, Indianapolis Power & Light [IPALCO] et Illinois Power Co.), qui présentent des taux d'émission unitaires de SO_x, NO_x et CO₂ relativement élevés. Dans ces trois centrales, on a noté des accroissements de 3 % à 10 % des émissions de NO_x, de 3 % à 9 % des émissions de SO_x et de 3 % à 13 % des émissions de CO₂¹¹⁹. L'AEP et l'IPALCO ont eu à faire face à des coûts supplémentaires en raison de l'accroissement des émissions de SO_x. L'étude du NESCAUM montre également que les émissions de la New England Power Pool (NEPOOL, Bourse de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre) ont augmenté en 1996, à la suite d'un accroissement de 9,7 % de la production d'électricité dans les centrales alimentées au charbon et d'un bond de 128 % de la production dans les centrales alimentées au gaz. Les auteurs de l'étude attribuent plus cet accroissement de production à la mise hors service de réacteurs nucléaires qu'à l'accessibilité des marchés de gros rendue possible par les règles de libre-accès¹²⁰. Il conviendrait également d'examiner si un changement dans les volumes d'exportation du Québec n'a pas également joué un rôle dans cet accroissement des niveaux de production.

¹¹⁶ Dans son rapport de service, la *US Energy Information Administration* (EIA) prévoit par exemple une augmentation minimale de 2 % de la production d'électricité par les centrales au charbon d'ici l'an 2000, quel que soit le scénario, à l'exception de celui où la différence entre les prix du charbon et du gaz naturel demeure constante. On s'attend à ce que l'écart augmente, en faveur de l'utilisation du charbon. Les estimations de l'EIA en ce qui concerne l'accroissement des émissions sont plus faibles que celles de Palmer et Burtraw (1996) et que celles de plusieurs autres études.

¹¹⁷ Federal Energy Regulatory Commission, 1996b, p. 97-98.

¹¹⁸ ARA Consulting Group, 1996, p. 2-17.

¹¹⁹ NESCAUM, 1998, p. 9.

¹²⁰ *Ibid.*, appendice B, p. 11-14.

Au Mexique, la croissance de la production sera probablement assurée par des centrales alimentées au gaz naturel ainsi que par la conversion des centrales au mazout existantes au gaz naturel, qui offre un meilleur rendement de combustion. Toutefois, plusieurs nouvelles centrales alimentées au charbon seront mises en service dans le nord-est du pays. La question importante qui se pose dans le contexte des ventes transfrontalières d'électricité par des services publics américains à la CFE est de savoir si l'accroissement de la production aux États-Unis entraînera un accroissement net des émissions par rapport à ce que seraient ces émissions si la CFE comblait ses besoins à partir de ses propres ressources. À cet égard, une évaluation préliminaire montre qu'à court terme, la production supplémentaire aux États-Unis proviendrait probablement de centrales alimentées au charbon, tandis que les centrales qui seraient éliminées au Mexique seraient des centrales alimentées au mazout. En se basant sur des facteurs d'émission unitaires représentatifs, les auteurs de l'étude concluent que le résultat serait mitigé en ce qui concerne les conséquences environnementales : les émissions nettes de SO_x et de NO_x diminueraient, mais les émissions nettes de CO₂ augmenteraient¹²¹.

b. Le gaz naturel

La contribution des nouveaux investissements à l'amélioration des technologies de production dans les secteurs du gaz et de l'électricité concerne principalement le rendement de la combustion, la réduction des émissions grâce à la mise en œuvre de méthodes antipollution améliorées, la conversion au gaz et l'abaissement des coûts de production.

Il existe également un rapport entre les nouveaux investissements dans le transport et la distribution de l'électricité et du gaz naturel au Mexique et les techniques de production plus propres et plus efficaces. Il importe de noter que, après que le Mexique eut signé l'ALÉNA et ouvert les secteurs de l'électricité et du gaz naturel à l'industrie privée, il a pu bénéficier davantage des technologies et des procédés de production évolués provenant d'ailleurs dans le monde, comme le révèle l'origine diversifiée des investisseurs qui ont participé jusqu'à maintenant aux appels d'offres.

La restructuration du secteur du gaz naturel au Mexique a entraîné une évolution des habitudes de consommation, puisque le solde des échanges de gaz du Mexique paraît s'être inversé. La consommation de gaz naturel est un élément clé de la stratégie de développement établie par le *Secretaría de Energía* (SE, Secrétariat de l'énergie) pour le secteur de l'énergie. Un élément important de la politique énergétique globale du SE réside dans la politique des combustibles intégrés mise de l'avant par le SE par le truchement d'un groupe intersecrétariat appelé « groupe de la politique des combustibles ». Cette politique cherche à renverser la tendance à la hausse de la consommation de combustibles à base de pétrole en encourageant la consommation de gaz naturel. La consommation accrue de gaz naturel nécessitera un nouvel approvisionnement de 2,06 milliards de pieds cubes par jour. La consommation de gaz naturel constitue la pierre angulaire du programme du SE en vue d'améliorer la performance de la CFE en matière de protection de l'environnement. De 1997 à l'an 2000, des installations d'une puissance globale de plus de 4 000 MW seront converties au gaz naturel¹²², tandis qu'entre 1997 et 2006, selon les travaux prévus, les nouvelles installations au gaz naturel représenteront une puissance supplémentaire de 10 795 MW (sur près de 13 200 MW) (annexe F).

L'accent mis par la CFE sur le développement du parc de centrales alimentées au gaz s'inscrit dans une initiative plus vaste en matière de politique énergétique, qui vise à promouvoir la consommation de gaz naturel et à accroître l'accessibilité à cette ressource. Les réformes visant à ouvrir le marché du transport et de la distribution du gaz appuient cet objectif, tout comme les dépenses accrues de PEMEX dans la mise en valeur des champs de gaz ainsi que dans la production et le traitement du gaz en vue d'accroître l'approvisionnement intérieur. C'est également le cas des investissements dans le secteur de la raffinerie en vue de produire une essence et des carburants diesel de meilleure qualité et à plus faible teneur en soufre.

Selon un document d'orientation préliminaire, la politique intégrée des combustibles du SE se traduira par un renversement important de la situation en ce qui a trait à la consommation de charbon et de combustibles à base de pétrole. Alors que, en 1994, le gaz naturel représentait 37 % de la consommation journalière de combustible au Mexique, qui était alors de 4,9 billions de BTU (carburants de transport exclus), on s'attend à ce que cette proportion grimpe à 51 % d'ici 2005, la consommation journalière prévue cette année-là étant de 7,2 billions de BTU. La consommation de mazout à haute teneur en soufre, qui représentait 51 % de la consommation industrielle de combustible en 1994, devrait chuter à 18 %¹²³. Ces changements dans la production, encouragés par la politique du gouvernement mexicain et facilités par les dispositions de l'ALÉNA en faveur d'un accroissement des exportations de gaz et d'une plus grande sensibilisation aux problèmes environnementaux, devraient avoir des conséquences très positives au chapitre de l'environnement.

¹²¹ USAID, Salt River Project, Comisión Federal de Electricidad, 1997b, p. 24-25.

¹²² Secretaría de Energía, 1996b, p. 56.

¹²³ Toussaint, 1995. Les projections réelles pourraient être quelque peu différentes.

c. L'hydroélectricité

À ce jour, les changements survenus dans l'utilisation de l'hydroélectricité pendant la période postérieure à la signature de l'ALÉNA présentent des caractéristiques variables.

(i) Canada

Les installations hydroélectriques au Canada se caractérisent par de grands réservoirs, une situation idéale qui permet de suivre la charge et de tirer profit des fluctuations de prix sur les marchés à court terme. Les services publics canadiens peuvent acheter de l'électricité sur le marché lorsque les prix sont bas et la « stocker » pour la revendre plus tard. De surcroît, étant donné les faibles coûts variables de l'hydroélectricité, nombreux sont les services publics canadiens qui pensent pouvoir concurrencer les centrales thermiques des États-Unis.

Les répercussions environnementales des aménagements hydroélectriques ont fait l'objet d'études exhaustives. Les problèmes liés aux centrales électriques peuvent également être importants si les exploitants jouissent d'une entière liberté et s'ils cherchent à tirer profit des fluctuations des prix sur le marché au comptant. Aux États-Unis, dans la région nord-ouest de la côte pacifique, des services publics ont essayé d'atténuer les dommages environnementaux causés par les centrales hydroélectriques installées sur le fleuve Columbia, qui nuisent à la migration des saumons. Les coûts des mesures d'atténuation ont été très importants. Par exemple, les *Public Utility Districts* (services publics de district) de la région ont dépensé près de 50 millions de dollars américains en 1996 pour des programmes visant à améliorer la gestion, la production et l'habitat des saumons. La Bonneville Power Administration (BPA, Administration de l'électricité de Bonneville), le distributeur fédéral d'électricité de la région, a prévu un budget annuel de 100 millions de dollars américains pour ses programmes relatifs aux poissons et à la faune pour la période allant de 1996 à 2001¹²⁴. Les programmes mis en œuvre par les services publics comprennent des mesures pour restaurer l'habitat des poissons, la mise en place de déviations pour les saumons juvéniles, l'exploitation et l'évaluation d'écloseries, l'éducation écologique, la surveillance des eaux et la réintroduction de poissons anadromes.

Voici quelques exemples de répercussions de l'exploitation de centrales hydroélectriques :

- *Réduction des débits.* La réduction des débits et, partant, de la quantité d'eau disponible peut entraîner une perte d'habitat. Elle peut aussi se traduire par des modifications dans la température de l'eau. Des débits plus faibles signifient également un lessivage moindre des matières fines dans le gravier en aval, des fluctuations de vitesse, une dilution moins importante des déchets et des changements dans l'accumulation de glace.
- *Fluctuation rapide du débit.* La rapidité avec laquelle le débit varie peut avoir une incidence sur l'habitat des poissons et perturber les zones de frai. Les poissons peuvent se retrouver emprisonnés dans des fosses ou forcés d'abandonner leur habitat favori.
- *Débit de lessivage insuffisant.* Un lessivage insuffisant peut se traduire par une accumulation de sédiments et des dommages à l'habitat des poissons.
- *Abaissement du niveau du réservoir.* L'abaissement du niveau du réservoir peut entraîner une réduction de l'habitat au sein du réservoir, un emprisonnement de poissons, des changements dans la qualité de l'eau, une diminution de la reproduction des invertébrés et un ensablement du rivage dû à l'affouillement par les vagues et au dépôt de sédiments¹²⁵.

L'exploitation d'installations hydroélectriques a également d'autres répercussions, comme la perturbation de la migration des poissons et des animaux sauvages, sans compter l'incidence sur les activités commerciales et récréatives le long des cours d'eau harnachés. Il y a aussi des risques de pertes par évaporation accrues, de changements dans les caractéristiques de siltation, d'accroissement de la turbidité, de modifications du profil de température et de réduction de la teneur en oxygène dissous. Les installations hydroélectriques peuvent avoir une incidence sur le biote en réduisant la biodiversité sur les rives, en perturbant l'habitat animal et les voies migratoires, en réduisant les populations de plancton en aval et en perturbant les canaux de frai. Par leur nature même, les installations hydroélectriques ont des répercussions immédiates sur l'environnement associées à l'inondation des

¹²⁴ Au cours des exercices financiers 1996 et 1997, la BPA n'a pas dépensé tout son budget; ce qui restait a été reporté, avec les intérêts, sur les années suivantes. Ces montants budgétaires ne couvrent pas les dépenses effectuées par d'autres organismes (environ 36 millions de dollars américains par an en 1996 et 1997), les investissements en capital connexes (environ 76 millions de dollars américains chaque année), ni le coût des opérations concernant le fleuve (environ 102 millions de dollars américains en 1996 et 1997). Communication personnelle avec John Taves, BPA, 30 janvier 1998. Voir aussi « Public Utility Districts spent nearly \$50 million for salmon last year », *Business Wire*, 18 novembre 1997.

¹²⁵ Commission de coopération environnementale, 1997c, IV, p. 2-4.

terres pour la constitution du réservoir, à la contamination possible par le mercure, aux travaux de construction, à l'aménagement des routes et à la nécessité d'installer des lignes de transport. Les réservoirs peuvent également provoquer des changements dans le microclimat local, tels un accroissement de l'humidité, une réduction des précipitations, un accroissement de la nébulosité, une présence accrue de brouillard et un adoucissement des températures.

Dans la province de Québec, l'hydroélectricité a été au centre d'un long débat sur les répercussions sociales et environnementales des mégaprojets. Les communautés autochtones du nord du Québec, de concert avec des organisations canadiennes et américaines de défense de l'environnement, se sont plaintes que les aménagements hydroélectriques dans les régions habitées par ces communautés nuisent à l'environnement et que cela les force à déplacer leurs villages. En plus de modifier les débits des cours d'eau, de bloquer les voies de migration des animaux et autres perturbations physiques, les inondations consécutives à la construction de barrages ont été tenues responsables de l'accumulation de composés du mercure dans les tissus des poissons de lac, accumulation qui se répercute le long de la chaîne alimentaire, jusque chez les animaux et les êtres humains. Des recherches récentes sur la production de certains gaz, comme le méthane, dans la végétation noyée laissent penser également que les aménagements hydroélectriques dans certaines régions pourraient contribuer aux émissions de gaz à effet de serre¹²⁶.

Le débat concernant les conséquences environnementales et sociales de l'hydroélectricité a également eu des échos sur les principaux marchés d'exportation d'Hydro-Québec dans les États du nord-est des États-Unis. En 1991, par exemple, des préoccupations au sujet des répercussions sociales et environnementales du projet de Grande-Baleine, au Québec, ont nourri l'opposition publique à un contrat d'achat d'énergie à long terme envisagé par la New York Power Authority. Ce projet a été mis en veilleuse jusqu'en 1994¹²⁷. Plus récemment, des préoccupations similaires ont conduit des groupes autochtones, et d'autres groupes du Québec et des États-Unis, à déposer un dossier devant la FERC en vue d'empêcher Hydro-Québec d'obtenir un permis de vente d'électricité sur le marché américain¹²⁸.

(ii) États-Unis

L'utilisation de l'hydroélectricité aux États-Unis a les mêmes répercussions environnementales qu'au Canada, à l'exception des répercussions sur les activités récréatives qui prennent peut-être plus d'importance aux États-Unis, surtout dans l'ouest du pays. En ce qui concerne l'utilisation des cours d'eau à des fins récréatives, les partisans de certains barrages dans la région désertique du sud-ouest soutiennent que les lacs créés par les barrages fournissent des aires de récréation appréciées (nautisme et pêche), tandis que les opposants à la construction de barrages citent comme arguments les possibilités de descentes en eaux vives, en radeau et en kayak, ainsi que la beauté des paysages naturels.

Dans une décision récente, la FERC a refusé de renouveler le permis pour un ancien barrage du Maine. Depuis 1986, il avait été demandé à la FERC d'évaluer différents aspects des barrages au cours du processus de délivrance de permis, tels que la valeur du point de vue de la conservation, des activités récréatives et de l'environnement ainsi que les avantages au chapitre de la production d'énergie. En novembre, la FERC a statué que les avantages offerts par le barrage Edwards, sur le fleuve Kennebec, du point de vue de la production d'électricité, ne compensaient pas les nuisances pour les poissons migratoires, notamment pour des espèces précieuses comme l'esturgeon et le saumon. Toutefois, la puissance produite par le barrage, soit 3,5 MW, est faible en comparaison d'autres barrages plus importants aux États-Unis¹²⁹.

(iii) Mexique

Le Mexique possède des centrales hydroélectriques le long du versant donnant sur le Pacifique de la Sierra Madre Occidentale et de la Sierra Madre del Sur, dans les États de Sonora, Sinaloa, Durango, Jalisco, et Chiapas, dans le sud. Les installations hydroélectriques mexicaines sont notablement plus petites que les centrales canadiennes et américaines. Pour le moment, nous ne disposons pas d'études tendant à montrer que les répercussions environnementales de ces aménagements seraient proportionnellement moins importantes. Toutefois, des conversations avec des représentants d'ONG œuvrant au Chiapas, qui produit presque 3 930 MW sur les 10 000 MW environ produits actuellement au Mexique, laissent penser que beaucoup considèrent

¹²⁶ Voir Chamberland, Bélanger et Gagnon, 1996; Gagnon et van de Vate, 1997.

¹²⁷ Voir DePalma, 15 janvier 1998.

¹²⁸ Voir le dossier déposé par le Grand conseil des Cris et la New England Coalition for Energy Efficiency and the Environment (Coalition de la Nouvelle-Angleterre pour l'efficacité énergétique et l'environnement) auprès de la FERC concernant le dossier d'Hydro-Québec (Registre ER97-851-000), la lettre du Natural Resources Defense Council (NRDC) à la FERC (10 octobre 1997) et la lettre de l'Alliance Finger Lakes/Baie James à la FERC (18 octobre 1997).

¹²⁹ Goldberg, 26 novembre 1997.

que les habitants de cet État ne reçoivent pas une part suffisante des avantages liés aux centrales électriques, à commencer par un approvisionnement adéquat en électricité¹³⁰.

d. Le nucléaire

Le nucléaire a joué un rôle important dans le développement des secteurs de l'électricité en Amérique du Nord, surtout aux États-Unis et au Canada. Le Mexique compte une centrale nucléaire qui fournit un pourcentage relativement faible de la production nationale. Jusqu'à maintenant, les changements survenus dans l'utilisation de l'électricité d'origine nucléaire sont bien moins attribuables à des processus impulsés par l'ALÉNA qu'à des facteurs autonomes comme la mise à l'arrêt, par Ontario Hydro, de sept réacteurs en 1997.

En 1995, il y avait 132 réacteurs nucléaires en exploitation en Amérique du Nord. Les 109 réacteurs des États-Unis constituent le plus grand parc de centrales nucléaires au monde. Ces centrales ont produit 673,4 TWh d'électricité en 1995, ce qui représente 20 % de la production nette d'électricité aux États-Unis. La même année, au Canada, 21 réacteurs ont fourni 92,3 TWh, soit 17,3 % de la production totale d'électricité. Les deux générateurs de la centrale Laguna Verde, au Mexique, ont quant à eux produit 8,4 TWh en 1995. Cela représentait une augmentation de 96 % par rapport à 1994 et 6 % de la production nette du pays en 1995.

(i) États-Unis

Avec la déréglementation du secteur de l'électricité aux États-Unis, qui se traduit par une concurrence accrue au chapitre de la production, on s'attend à une diminution de la capacité nucléaire dans toute l'Amérique du Nord. Aux États-Unis, la puissance nette d'origine nucléaire devrait diminuer de 36 % et passer de 99,4 GWh en 1995 à 63,7 GWh en 2015. Au Canada, on prévoit également une baisse de 14 %, la production nette passant de 14,9 GWh en 1995 à 12,8 GWh en 2015. La capacité nette du Mexique devrait se maintenir à 1,3 GWh jusqu'en 2015.

Des facteurs liés à la sécurité et à l'environnement, notamment en ce qui concerne le stockage des déchets et la décontamination des lieux occupés par les centrales, constituent un obstacle au développement de l'industrie de l'énergie nucléaire. Des programmes de gestion du combustible irradié inadéquats, le manque d'installations de stockage et le coût croissant de la décontamination des centrales déclassées sont autant de problèmes coûteux pour l'industrie. Au cours des 19 prochaines années, il est prévu de déclasser 49 des 109 centrales en exploitation aux États-Unis. On s'attend donc à une demande accrue pour le stockage des déchets et la décontamination des centrales déclassées.

Il y a trois types de déchets nucléaires qui sont des sous-produits du processus de production d'énergie : les déchets hautement radioactifs, les déchets faiblement radioactifs mélangés et les déchets faiblement radioactifs. Les déchets hautement radioactifs sont constitués avant tout de combustible nucléaire irradié; ils représentent moins de 1 % de la quantité totale de déchets, mais 99 % de la radioactivité. En vertu du *Nuclear Waste Policy Act* (Loi sur les politiques concernant les déchets nucléaires) de 1982, c'est le gouvernement fédéral qui est responsable de l'élimination de ces déchets. Toutefois, en raison d'une sous-estimation du développement de l'industrie de l'énergie nucléaire et du nombre de permis accordés, la construction d'un site d'évacuation des déchets hautement radioactifs a accusé un grand retard. Le site de la montagne Yucca, au Nevada, est toujours en construction et devrait ouvrir en 2010. En attendant, le combustible est stocké dans des piscines ou dans des installations de stockage indépendantes.

Les déchets faiblement radioactifs représentent plus de 99 % du volume de déchets et moins de 0,1 % de la radioactivité. Ils consistent principalement en équipement, en vêtements et en outils utilisés dans la centrale. À l'heure actuelle, les États-Unis comptent seulement deux sites qui acceptent les déchets faiblement radioactifs; ils sont situés à Hanford, dans l'État de Washington, et à Barnwell, en Caroline du Sud. Le manque de sites de stockage constitue un obstacle au déclassement des centrales, car l'infrastructure actuelle suffit à peine pour accueillir les déchets des 11 centrales qui ont fermé jusqu'à maintenant. L'aménagement du site prévu à Ward Valley, en Californie, a été contesté en cour pour des raisons de sécurité et d'environnement et il a été interrompu.

Les principales réserves d'uranium aux États-Unis sont situées dans la partie centre-sud du Texas, au nord du Nouveau-Mexique et de l'Arizona, à l'est de l'État de Washington, à l'ouest du Nebraska et un peu partout au Colorado, au Wyoming et dans l'Utah. Seules quelques-unes de ces réserves sont exploitées, pour fournir du concentré d'uranium. Deux installations sont en exploitation au sud du Texas, une au sud-est de l'Utah, deux dans la partie centre-nord du Wyoming et une dans l'ouest du

¹³⁰ Communication personnelle avec José Warman, président de *Espacios Naturales y Desarrollo Sostenible, AC*, décembre 1997. Des représentants d'autres organisations au Chiapas et ailleurs ont exprimé les mêmes opinions.

Nebraska. Les États-Unis comptent cinq usines de fabrication du combustible, à Richland, dans l'État de Washington, Hematite, au Missouri, Columbia, en Caroline du Sud, Lynchburg, en Virginie, et Wilmington, en Caroline du Nord. L'usine de Lynchburg, en Virginie, a une capacité de 400 tonnes métriques d'uranium (TMU) par an et est exploitée par la B&W Fuel Company. ABB Inc. exploite l'usine de 450 TMU à Hematite, au Missouri, tandis que Siemens Power Corp exploite une usine de 700 TMU à Richland, dans l'État de Washington. Ce sont les sociétés Westinghouse et General Electric qui exploitent les plus grandes usines de 1 150 et 1 200 TMU installées respectivement en Caroline du Sud et en Caroline du Nord.

(ii) *Canada*

Le programme nucléaire canadien a vu le jour au tout début de la Seconde Guerre mondiale. En 1952, une société de la Couronne, Énergie atomique du Canada limitée, a été créée pour commercialiser le réacteur canadien CANDU (Canadian Deuterium Uranium). Ce réacteur présente la caractéristique de pouvoir être rechargé en combustible pendant son fonctionnement, ce qui a aidé l'industrie nucléaire canadienne à devenir un chef de file dans ce domaine. Depuis 1971, 22 réacteurs CANDU ont été mis en service au Canada, pour une capacité totale de 16 390 MW, dont la presque totalité en Ontario puisque seulement 1 365 MW sont produits en dehors de cette province. Selon des données de l'Association canadienne de l'électricité, en 1995, les réacteurs Pickering 8 et Pickering 7 en Ontario et la centrale de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick se sont classés respectivement quatrième, cinquième et septième au chapitre du rendement du réacteur¹³¹. Toutefois, en 1997, une étude menée par Ontario Hydro concernant le fonctionnement de ces réacteurs a révélé une multitude de problèmes qui pourraient bien signifier une baisse du rendement de nombreux réacteurs canadiens au cours des prochaines années¹³².

Les réacteurs CANDU sont des réacteurs à eau lourde et, partant, les centrales canadiennes ne dépendent pas de la production de graphite pour ce type de réacteur, qui est le principal modérateur utilisé dans les réacteurs commerciaux américains (le réacteur de la centrale Laguna Verde de 1 350 MW, au Mexique, est un réacteur à eau légère de type réacteur à eau bouillante). Le Canada possède également des réserves d'uranium et exploite des installations de préparation du combustible.

(iii) *Mexique*

Le Mexique a des réserves prouvées d'oxyde d'uranium de plus de 14 000 tonnes dans les États de Sonora, Chihuahua, Nuevo León, Tamaulipas, Durango et San Luis Potosí, au nord, et d'Oaxaca, au sud. Ces réserves sont plus que suffisantes pour approvisionner la centrale Laguna Verde et une autre centrale de taille similaire, pendant toute leur durée de vie utile¹³³. Le Mexique exploite également des installations de préparation du combustible.

(iv) *Déclassement de réacteurs*

La récente mise à l'arrêt de sept réacteurs au Canada montre les importants dilemmes, du point de vue de l'environnement, qui ont de grandes chances de surgir au cours des deux prochaines décennies, à mesure que les réacteurs américains et canadiens seront déclassés. Les préoccupations du public au sujet des risques environnementaux associés aux centrales nucléaires ont joué un rôle important dans l'histoire de l'industrie nucléaire aux États-Unis et au Canada, et dans une moindre mesure au Mexique. En raison de ces préoccupations et des coûts associés à la construction et au déclassement des centrales nucléaires, il ne se construit pratiquement pas de nouvelle centrale à l'heure actuelle. Si les manifestations anti-nucléaire ont cessé, puisqu'il ne se construit plus de centrales, les préoccupations au sujet de la sécurité des centrales existantes sont toujours présentes et il y a de fortes chances qu'elles augmentent à mesure que les centrales se rapprochent de la fin de leur vie utile.

L'industrie américaine a fourni récemment un exemple de ce qui peut se passer. Une évaluation du programme nucléaire de la société Commonwealth Edison (ComEd), préparée par l'*Institute for Nuclear Power Operations* (Institut de l'exploitation de centrales nucléaires) et publié par la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC, Commission de réglementation nucléaire) mettait en doute la sécurité de la centrale de Zion (1973) de ComEd, près de Chicago. Cette société possède le plus grand parc de réacteurs, avec 12 centrales, dont six se trouvent sur la « liste de surveillance » de la NRC. Il y a 13 réacteurs en tout sur cette liste¹³⁴. Au début de 1998, ComEd a annoncé une réorganisation de son programme nucléaire et la fermeture de la centrale de Zion¹³⁵.

¹³¹ Association canadienne de l'électricité, p. 86.

¹³² Voir DePalma, 3 décembre 1997 et 15 janvier 1998.

¹³³ Eduardo Arriola Valdés, 1994, « Recursos Energéticos Primarios y Tecnologías de Generación de Electricidad », dans Daniel Reséndiz-Nuñez (éd.), 1994, p. 81-84, 103-104.

¹³⁴ Wald, 27 novembre 1997.

¹³⁵ *Daily Power Report*, 16 janvier 1998.

Ailleurs aux États-Unis, cinq des huit centrales nucléaires de la Nouvelle-Angleterre ont été déclassées en 1996 et 1997, ce qui a obligé les services publics locaux à accroître la production dans les centrales alimentées avec des combustibles fossiles, comme le montre l'analyse du NESCAUM¹³⁶. Trois de ces cinq centrales pourraient redémarrer en 1998, bien que certains observateurs aient souligné que l'une d'entre elles est peut-être trop vieille. Les deux autres (qui datent de 1968 et 1972) sont considérées trop vieilles pour pouvoir être remises en service¹³⁷.

Lorsque toutes les centrales nucléaires existantes seront déclassées, la capacité manquante sera remplacée, à court terme, peut-être par des centrales au charbon et des centrales hydroélectriques, comme cela semble probable en Ontario, et à long terme, par des centrales alimentées au gaz naturel, ou au charbon ou encore par des centrales hydroélectriques. Les compromis environnementaux, entre les problèmes des déchets solides radioactifs et les répercussions sur la santé humaine et sur l'environnement atmosphérique et terrestre de la production d'électricité dans des centrales thermiques et hydroélectriques, sont inévitables et les choix qui seront faits joueront un rôle important dans les futures répercussions environnementales du secteur de l'électricité en Amérique du Nord.

e. Les sources d'énergie renouvelables

L'intensification globale de la concurrence, issue de l'ALÉNA, se traduira probablement par une baisse de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables respectueuses de l'environnement, qui sont souvent coûteuses et dont on peut difficilement étendre l'utilisation sans faire appel à des subventions. Aux États-Unis, le secteur des énergies renouvelables a connu une croissance importante pendant les années 1980 et au début des années 1990, à la suite de la promulgation de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA, Loi sur les politiques de réglementation des services publics) de 1978, qui encourageait l'efficacité énergétique et l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, dans le sillage de la crise pétrolière des années 1970. Alors que le prix du pétrole augmentait de 300 % au milieu des années 1970, la PURPA a été mise en application dans le but de réduire la dépendance du pays à l'égard du pétrole étranger. À l'heure actuelle, les énergies renouvelables font face à un défi de taille puisque le secteur de l'électricité est soumis à la déréglementation aux États-Unis, ce qui a accru la concurrence pour la production d'électricité, et puisque plusieurs dispositions de la PURPA qui encourageaient l'utilisation de sources d'énergie renouvelables pourraient être abrogées. À l'origine, en vertu de la PURPA, les services publics devaient acheter leur puissance renouvelable d'« installations homologuées ». Ces installations homologuées avaient le pouvoir de fixer des tarifs uniformes pour les services publics. Maintenant que les coûts des combustibles ont diminué et que la concurrence est plus forte dans le secteur de la production, les énergies renouvelables à tarifs bloqués sont devenues un fardeau pour les services publics qui les achètent.

Sur les marchés volatils des biens liés à l'électricité, souvent caractérisés par des surplus de capacité à court terme, les énergies renouvelables ne sont pas concurrentielles en raison de leurs coûts initiaux élevés. De surcroît, l'introduction des turbines à gaz à cycle combiné a rendu le marché de la production d'électricité beaucoup plus concurrentiel. Par leur coûts, les turbines à gaz font une concurrence directe aux anciennes centrales de grande capacité. Sur un marché où le jeu de la concurrence est de plus en plus féroce, les énergies renouvelables sont désavantagées à cause de leurs économies d'échelle plus faibles et de leurs coûts en capital à long terme élevés, malgré leurs coûts d'exploitation à long terme plus bas. Les plus grosses centrales alimentées au charbon et au gaz présentent des économies d'échelle plus importantes et dominent le marché, en dépit de leurs coûts en capital et de leurs coûts d'exploitation relativement plus élevés.

Une comparaison des données sur les coûts de plusieurs projets de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables avec des données concernant des centrales alimentées à l'aide de combustibles fossiles permet de tirer quelques conclusions utiles au sujet de la compétitivité des technologies des énergies renouvelables. En règle générale, la plupart des installations alimentées à partir de sources d'énergie renouvelables ont des coûts en capital initiaux élevés et des coûts variables d'exploitation et de maintenance comparativement faibles. Dans le calcul du coût moyen actualisé de l'énergie, les coûts en capital élevés combinés aux facteurs de risque qui influent sur le coût du financement conduisent à des résultats moins intéressants pour les énergies renouvelables par rapport au charbon et au gaz naturel. Cependant, dans des circonstances favorables, la bagasse¹³⁸, les petites centrales hydroélectriques, les installations géothermiques et les éoliennes peuvent devenir concurrentielles. Dans le cas de l'énergie solaire, les installations reliées au réseau se caractérisent habituellement par des coûts en capital élevés, mais les sorties de fond pour l'exploitation et la maintenance sont relativement faibles, de telle sorte que les coûts de l'énergie se situent à l'extrémité plus concurrentielle de la fourchette indiquée au tableau 7, comme c'est aussi le cas pour les installations à plus petite échelle.

¹³⁶ NESCAUM, 1998, appendice B, p. 11-14.

¹³⁷ Knight-Ridder/*Tribune Business News*, 5 janvier 1998.

¹³⁸ La bagasse est de la tige de canne à sucre dont on a extrait le jus. Le terme est parfois utilisé pour désigner d'autres déchets agricoles ligneux.

Technologie	Coût en capital (\$/kW)	Coûts variables (\$/kWh)	Coût moyen actualisé de l'énergie (\$/kWh)
Éolien	900	0,009	0,06
Bagasse	900 - 1 500	0,005 - 0,01	0,05 - 0,08
Hydroélectricité	1 000 - 4 000	0,01	0,037 - 0,136
Géothermie	1 000 - 4 000	s.o.	0,03 - 0,075
Solaire	2 000 - 7 650	0,005 - 0,07	0,25 - 3,00
Charbon*	1 300	0,025	0,051
Gaz naturel	450	0,02	0,03

*Les coûts correspondent au charbon pulvérisé avec désulfuration des gaz de cheminée.

Source : *Econergy International Corporation et Battelle, Pacific Northwest Laboratory, 1997.*

Le plus grand défi auquel le secteur des énergies renouvelables fait face, à l'heure d'étendre sa part de marché, est de faire en sorte que le marché prenne en compte les avantages offerts du point de vue de l'environnement et de l'efficacité. À l'heure actuelle, les éléments positifs des énergies renouvelables, comme des répercussions environnementales réduites, une exposition moindre aux fluctuations du prix des combustibles et une moins grande dépendance à l'égard des combustibles importés, ne se reflètent pas adéquatement sur le marché. Si la population en général bénéficie des avantages offerts par les énergies renouvelables, les prix sur le marché ne permettent pas pour autant aux propriétaires des installations d'être payés en retour.

Cette situation pourrait changer. Il suffirait pour cela de nouvelles règles, d'incitatifs fiscaux supplémentaires, ou d'une demande accrue de la part du public pour de l'énergie verte (ou d'une combinaison de ces facteurs). Les énergies renouvelables font déjà l'objet de certains incitatifs fiscaux, comme le crédit d'impôt à l'investissement dans certains États américains. Parmi les mesures prometteuses dans un secteur de l'électricité déréglementé, citons les exigences de portefeuille et les programmes de « prix verts » actuellement mis en œuvre par plusieurs services publics aux États-Unis¹³⁹. Parallèlement, de nouveaux progrès technologiques et des réductions de coût côté offre, ou une augmentation des prix du gaz naturel et du charbon, rendraient les énergies renouvelables plus concurrentielles et stimuleraient la mise en place d'une nouvelle capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

(i) Tendances dans l'utilisation des ressources renouvelables

Pour un grand nombre d'analystes du secteur de l'énergie, les grandes centrales hydroélectriques ne rentrent pas dans la catégorie des ressources « renouvelables ». Leur argument est que la construction de ces centrales entraîne la modification permanente des écosystèmes locaux, avec toute la gamme de répercussions environnementales décrites dans l'examen de l'hydroélectricité. Pourtant, les installations hydroélectriques fonctionnent grâce aux cours d'eau, qui sont renouvelables puisque la centrale ne les consomme pas progressivement, comme c'est le cas des centrales thermiques qui consomment du charbon ou un autre combustible fossile, non renouvelables. Nous utilisons cette définition « plus large » dans la présente étude, tout en faisant la distinction entre énergies renouvelables hydrauliques et non hydrauliques.

États-Unis

Aux États-Unis, la capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (au sens large, énergie hydraulique et stockage par pompage compris) s'est établie à un peu moins de 94 000 MW en 1996, soit environ 12 % de la capacité installée totale. La capacité de production à partir de sources d'énergie renouvelables (capacité renouvelable) autres que l'énergie hydraulique a atteint près de 15 400 MW, ce qui représente seulement 1,9 % du total¹⁴⁰. De 1992 à 1994, la capacité renouvelable totale a augmenté de 4,7 %, passant de 89 353 MW à 93 590 MW. En 1994, la capacité renouvelable autre que l'hydroélectricité a atteint son plus niveau, entre 1992 et 1996, soit près de 15 550 MW. De 1994 à 1996, la capacité renouvelable totale a affiché une croissance minime, moins de 0,5 %, la croissance de la capacité hydroélectrique et éolienne compensant

¹³⁹ Voir la section consacrée à l'organisation sociale.

¹⁴⁰ US Energy Information Administration, 1997c, p. 12, tableau 7.

les baisses de capacité associées à la géothermie et à la biomasse, tandis que la capacité solaire est restée inchangée. D'après les analyses des tendances futures réalisées par l'EIA, la nouvelle capacité renouvelable d'origine non hydraulique qui sera installée entre 1996 et 2005 sera très limitée, atteignant tout au plus 380 MW¹⁴¹.

Du point de vue de la production, les sources renouvelables d'électricité non hydrauliques ont accru leur rôle, surtout dans le secteur industriel (cogénération, PIE, petites centrales). Toutefois, parmi les services publics, les sources renouvelables non hydrauliques ont perdu du terrain. En 1996, la production globale dans le sous-secteur des autoproducteurs (en dehors des services publics) a atteint 94,2 TWh, répartis ainsi : biomasse, 65 %, hydroélectricité, 17 %; géothermie, 11 %. L'éolien a représenté 3,7 % de la production d'électricité totale, en dehors des services publics. Parmi les services publics, la répartition est beaucoup moins uniforme : hydroélectricité, 97 %; géothermie, 1,5 %; biomasse, 0,5 %.

Globalement, c'est la biomasse qui a fourni le gros de l'électricité d'origine non hydraulique dans les secteurs des autoproducteurs et des services publics. En 1996, elle a compté pour 75 % des 84,7 TWh d'électricité produits à partir de sources renouvelables non hydrauliques. Cette même année, la géothermie a contribué à hauteur de 19 % et l'éolien, à hauteur de 4 %. En résumé, de 1992 à 1996, la production d'électricité à partir de l'énergie de la biomasse, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire a augmenté, tandis que la production d'électricité d'origine géothermique a diminué. La part de l'éolien et du solaire a augmenté d'au moins 20 % pendant cette période, tandis que celle de la géothermie a diminué d'environ 2,5 %. La production d'hydroélectricité, quant à elle, a augmenté de près de 38 % pendant la même période (tableau 8).

Selon des rapports récents concernant le marché, la capacité renouvelable autre que l'hydroélectricité pourrait croître plus rapidement que ce que l'EIA avait prévu en 1996. En Californie, où les activités commerciales ont enregistré un bond spectaculaire dans la perspective de l'ouverture du marché de détail à la concurrence, le 1^{er} janvier 1998, la société Edison Source, une division d'Edison International Co., offrira un nouveau produit, *EarthSource*, comportant soit 50 %, soit 100 % d'électricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable. Les producteurs indépendants se préparent également à répondre à la demande prévue. En novembre, Enron Corp. a annoncé qu'elle construira une ferme éolienne dans le sud de la Californie qui alimentera son propre produit de marque, *Enron Earth Smart Power*¹⁴². Des entreprises de plus petite taille font également une entrée précoce sur le marché. Green Mountain Energy Resources, une entreprise du Vermont, offrira aussi de l'électricité verte¹⁴³.

Les revendications commerciales de ces entreprises, et d'autres, seront examinées dans le cadre du programme de logotype *Green-e*. En vertu de ce programme, un système d'homologation volontaire, largement utilisé, a été mis en place pour la vente d'électricité au détail en Californie. Le label *Green-e* garantit un contenu minimal de 50 % en énergie renouvelable et les entreprises qui l'utilisent s'engagent à soumettre toutes leurs affirmations au sujet du contenu du produit à une vérification rigoureuse. Le processus de surveillance comprendra, entre autres exigences, celle d'un affidavit signé comprenant un code de conduite de l'entreprise et des dispositions en matière de divulgation et de vérification de la part de responsables de l'entreprise, avant l'homologation. Des vérificateurs financiers, agissant à titre de tierce partie, réaliseront périodiquement un examen approfondi des activités. La CRS travaillera également de concert avec les autorités publiques et les organismes de réglementation pour recueillir des données complémentaires et pour vérifier les affirmations¹⁴⁴.

¹⁴¹ US Energy Information Administration, 1996c, tableau 17.

¹⁴² *Daily Power Report*, 19 novembre 1997.

¹⁴³ *Daily Power Report*, 19 décembre 1997.

¹⁴⁴ Communication personnelle de Karl Rabago, *Environmental Defense Fund*, 14 décembre 1997.

Source de production	1992	1993	1994	1995	1996	Variation (%)
Secteur industriel						
Biomasse	53 606,8	55 745,7	57 391,5	56 975,2	62 107,0	15,9
Énergie géothermique	8 577,8	9 748,6	10 122,2	9 911,6	11 014,7	28,4
Hydroélectricité	9 446,4	11 510,7	13 226,9	14 773,8	16 711,8	76,9
Énergie solaire	746,2	896,7	823,9	824,1	908,1	21,7
Énergie éolienne	2 916,3	3 052,4	3 481,6	3 185,0	3 507,3	20,3
Services publics						
Biomasse	2 092,9	1 990,4	1 988,2	1 649,1	1 967,0	-6,0
Énergie géothermique	8 103,8	7 570,9	6 940,6	4 744,8	5 233,9	-35,4
Hydroélectricité classique	243 736,0	269 098,3	247 070,9	296 377,8	331 935,5	36,2
Énergie solaire	3,1	3,8	3,4	3,9	3,1	0,0
Énergie éolienne	0,3	0,2	0,3	11,0	10,1	3 266,7
Importations et exportations						
Géothermique (importation)	889,8	877,0	1 172,1	884,9	649,5	-27,0
Hydroélectricité classique (importations)	26 948,4	28 558,1	30 478,8	28 823,2	33 359,9	23,8
Hydroélectricité classique (exportations)	3 254,2	3 938,9	2 806,7	3 059,2	2 336,3	-28,2
Résumé						
Biomasse	55 699,7	57 736,1	59 379,7	58 624,3	64 074,0	15,0
Énergie géothermique	16 681,6	17 319,5	17 062,8	14 656,4	16 248,6	-2,6
Hydroélectricité	253 182,4	280 609,0	260 297,8	311 151,6	348 647,3	37,7
Énergie solaire	749,3	900,5	827,3	828,0	911,2	21,6
Énergie éolienne	2 916,6	3 052,6	3 481,9	3 196,0	3 517,4	20,6
Total, énergies renouvel. (commerce exclu)	329 229,6	359 617,7	341 049,5	388 456,3	433 398,5	31,6
Total, énergies renouvel. autres qu'hydroélect.	76 047,2	79 008,7	80 751,7	77 304,7	84 751,2	11,4

Les données sont exprimées en GWh.

Source : US Energy Information Administration, 1997c, tableau 4.

On ne sait pas exactement si la demande de produits énergétiques de marque sera suffisamment forte pour soutenir la croissance de la capacité renouvelable en Californie et ailleurs, comme dans le Maine, où les mesures de déréglementation comportent des dispositions en faveur d'une capacité renouvelable à l'intérieur de l'État. On ne connaîtra pas la demande réelle avant que les marchés aient pu s'ajuster, mais certains indices portent à croire que la demande pourrait être importante. Au Massachusetts, 31 % des clients résidentiels participant à un programme pilote ont choisi l'électricité verte. Par ailleurs, des études et une expérience en cours dans une collectivité du Michigan montrent que les consommateurs sont prêts à payer jusqu'à 10 % de plus pour de l'électricité verte¹⁴⁵. Plusieurs autres États ont mis en œuvre des programmes de ce type. En juillet 1997, 17 services publics réglementés aux États-Unis offraient des prix verts à leurs clients¹⁴⁶.

Canada

La principale force du Canada, au chapitre des énergies renouvelables (au sens large), réside dans l'hydroélectricité, qui représente 56 % de la capacité installée totale. En 1996, la capacité renouvelable autre que l'hydroélectricité, soit 1 390 MW, représentait 1,2 % du total. En raison des coupures budgétaires imposées par les gouvernements dans la recherche et le développement et d'une demande marginale pour les technologies solaire et éolienne, les autres technologies de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ont eu du mal à se développer au Canada. De surcroît, les règles régissant les ventes d'électricité aux services publics par des producteurs indépendants, dont un grand nombre utilisent des sources d'énergie renouvelables, notamment la biomasse pour alimenter des installations de cogénération, ont peut-être freiné également l'exploitation des énergies renouvelables dans ce pays.

¹⁴⁵ US Energy Information Administration, sans date, *Status of State...* 31 October 1997.

¹⁴⁶ Il s'agit des services publics suivants : Sacramento Municipal Utility District, Traverse City Light and Power, Public Service Company of Colorado, Gainesville Regional Utilities, Niagara Mohawk Power Corporation, Detroit Edison, Wisconsin Public Service, Wisconsin Electric Power, Northern States Power, Fort Collins Light and Power, Gulf Power, Hawaiian Electric, Holy Cross Electric Association, Aspen Municipal Electric Department, Austin Electric Utility Department, Cooperative Power et Portland General Electric. Voir « Research Report », Renewable Energy Policy Project, University of Maryland (juillet 1997).

Environnement Canada a mis en œuvre un programme d'étiquetage pour les produits de consommation, intitulé « Éco-logo ». En novembre 1996, Ontario Hydro a reçu l'autorisation d'utiliser le logo pour son programme d'achat d'énergie verte. Les consommateurs commerciaux qui achètent 25 % de leur électricité auprès de sources d'énergie verte peuvent afficher le logo dans leur entreprise, sur le papier à en-tête de l'entreprise, sur les cartes d'affaires, sur leurs produits et dans leurs brochures publicitaires. Par définition, les sources d'énergie verte sont des sources d'énergie propres renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, le biogaz, le gaz de rebuts et les mini-centrales hydroélectriques (centrales au fil de l'eau de moins de 20 MW).

Mexique

Si on le compare avec ses voisins de l'ALÉNA, le Mexique dispose d'une plus grande capacité de production d'électricité à partir de ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité, en termes de pourcentage de la capacité de production installée totale. Néanmoins, les énergies renouvelables ne jouent qu'un rôle mineur dans le secteur mexicain de l'électricité. Les principales possibilités pour la CFE, et pour l'industrie mexicaine en général, résident dans l'éolien, le solaire, la géothermie et les petites centrales hydroélectriques. En 1996, la capacité hydroélectrique représentait 28 % de la capacité installée et 14 % de la production en 1994, tandis que l'éolien et la géothermie, les principales sources renouvelables autres que l'hydroélectricité utilisées, ne représentaient qu'un peu plus de 2 % de la capacité installée totale et 4 % de la production totale d'électricité (annexe F). L'énergie solaire a été très utilisée pour l'électrification des zones rurales, avec plus de 60 000 unités autonomes, et elle continue d'être une source de choix pour les régions les plus éloignées du pays.

f. La cogénération, la gestion axée sur la demande et autres mesures d'efficacité énergétique

Les possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique sont grandes dans toute l'Amérique du Nord, mais c'est peut-être au Mexique qu'elles sont les plus évidentes. Il existe en effet dans ce pays de nombreuses possibilités de cogénération dans des installations industrielles et il y a place pour la mise en œuvre de programmes visant à empêcher le gaspillage d'électricité, de gaz et d'autres sources d'énergie. Toutefois, en termes absolus, le potentiel de cogénération est beaucoup plus important aux États-Unis qu'au Mexique et au Canada.

En règle générale, s'il existe de nombreuses possibilités d'économiser l'énergie grâce à la cogénération, c'est parce que les anciens équipements, mal entretenus, et le stock de capital d'un grand nombre d'installations industrielles mexicaines sont comparativement moins efficaces. De plus, et ce facteur est encore plus important, ce n'est que très récemment que le cadre réglementaire a permis la production d'électricité privée, soit par cogénération, soit par d'autres techniques réglementées. Ces changements sont survenus en 1993 et, suite à la crise du peso de 1995-1996, les nouveaux projets d'aménagement entrepris en 1993-1994 ont été abandonnés ou mis en veilleuse. Pendant ce temps, aux États-Unis, des réformes réglementaires entreprises dans les années 1970 ont permis à la cogénération de devenir une solution commerciale rentable. Au Canada, des changements ont été apportés à la réglementation dans certaines provinces au cours des années 1980 et de nouveau plus récemment.

Lorsqu'on compare les économies d'énergie réalisées dans les trois pays grâce à la gestion axée sur la demande (GAD) et à d'autres programmes d'efficacité énergétique, on constate que le Mexique accuse un retard sur ses partenaires de l'ALÉNA au chapitre de l'efficacité énergétique, en termes d'économies de capacité par rapport à la demande de pointe, mais qu'il dépasse à la fois le Canada et les États-Unis en termes d'économies d'énergie par rapport à la production totale. Les prévisions concernant la performance du Mexique montrent un accroissement rapide des économies au chapitre de l'énergie et de la demande de pointe, comparativement aux États-Unis et au Canada, avec des niveaux de performance dépassant les niveaux prévus pour les deux pays du Nord (tableau 9)¹⁴⁷.

(i) Mexique

Cogénération. Le potentiel de cogénération au Mexique reflète le fait que les nouveaux règlements permettant à l'industrie privée de produire de l'électricité pour la vendre sur le réseau sont relativement récents. Des changements apportés à la réglementation du secteur du gaz naturel ont également favorisé la cogénération. Avant la déréglementation de 1995, il était impossible d'obtenir des contrats d'approvisionnement en gaz à long terme, une condition essentielle pour présenter un projet de cogénération viable aux organismes de financement, comme les banques commerciales, ou même, dans le cas de nombreuses entreprises, pour assurer la viabilité interne du projet.

¹⁴⁷ Le chiffre de 3,8 % pour les économies d'énergie tend aussi à sous-estimer la performance puisqu'il correspond à 1994, alors que la production correspond à 1995.

D'après des recherches menées par la *Comisión Nacional para el Ahorro de Energía* (CONAE, Commission nationale pour la conservation de l'énergie), le potentiel de capacité des nouvelles installations de cogénération au Mexique se situe entre 7 500 MW et 14 200 MW, selon les hypothèses utilisées dans l'analyse. La CONAE estime la contribution des installations industrielles à 68 %, celle des raffineries et d'autres installations du secteur du pétrole et du gaz exploitées par *Petróleos Mexicanos* (PEMEX), à 21 %, le reste provenant des installations commerciales et de vente au détail¹⁴⁸.

Des problèmes structureux et macroéconomiques importants ont freiné le développement de la cogénération au Mexique. Même avec la possibilité d'investissements privés en vertu des nouveaux règlements régissant le secteur de l'électricité, il existe relativement peu d'exemples réussis de projets de cogénération au Mexique, avec des contrats de vente d'électricité à la CFE. D'après des promoteurs mexicains et américains, cette situation est attribuable aux difficultés qui se posent dans la négociation de contrats de vente avec la CFE; de même, il est apparemment difficile de négocier des prix attractifs pour les contrats de transit.

Tableau 9 Comparaison de l'incidence des programmes d'efficacité énergétique en Amérique du Nord

Économies estimatives								
	1995		2000 ¹		2005 ¹		2010 ¹	
	Total	(%)	Total	(%)	Total	(%)	Total	(%)
Capacité (MW)								
Canada	4 942	5,7	5 708	5,9	-	-	6 617	6,0
États-Unis*	29 561	4,8	36 425	5,5	-	-	-	-
Mexique	732	3,0	1 939	6,5	2 536	6,6	-	-
Énergie (GWh)								
Canada	4 611	0,9	12 247	2,2	-	-	17 528	2,8
États-Unis*	57 421	1,7	71 800	2,0	-	-	-	-
Mexique**	5 485	3,8	7 920	4,6	9 939	4,4	-	-
Demande et production								
	1995		2000		2005		2010	
	Total		Total		Total		Total	
Demande de pointe (GW)								
Canada	87 220		96 044		102 382		110 838	
États-Unis***	616 790		665 526		724 308		-	
Mexique	24 465		29 729		38 136		-	
Production (GWh)								
Canada	534 869		567 070		592 200		623 911	
États-Unis	3 351 093		3 556 242		3 893 844		-	
Mexique	143 776		173 004		225 474		-	

¹ Estimations.

* Estimations pour l'an 2000, de l'US Energy Information Administration (EIA), 1996b.

** Le chiffre des économies d'énergie est tiré de FIDE, 1995.

*** Demande de pointe pour 1996 (été).

Sources : CFE, Documento de prospectiva; FIDE, 1995; CEA, 1997; NERC, < www.nerc.com >; EIA.

Par ailleurs, malgré une augmentation attribuable à l'inflation, entre 1995 et 1996, les tarifs imposés par la CFE pour l'électricité industrielle restent inférieurs au coût marginal de production à long terme. De tels tarifs laissent très peu de marge, voire pas du tout, si l'on compare avec le coût réel de production souvent associé aux projets de cogénération. Depuis la dévaluation du peso en décembre 1994, ces facteurs ont souvent rendu la tâche très difficile aux promoteurs qui cherchaient à convaincre les industriels d'investir dans des installations de cogénération.

¹⁴⁸ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, 1995, p. 13-16.

Gestion axée sur la demande. Il existe de nombreuses autres possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique au Mexique. À cet égard, la CONAE, de concert avec le *Fidicomiso de Apoyo al Programa para el Ahorro de Energía* (FIDE, Fonds en fidéicomis pour l'efficacité énergétique), qui est financé en partie par la CFE, a accompli des progrès importants en ce qui a trait à la sensibilisation des gestionnaires industriels aux avantages économiques des projets misant sur l'efficacité énergétique. Les économies d'énergie ont été importantes. Le FIDE estime que, de 1990 à 1994, ses programmes se sont traduits par des économies annuelles d'électricité équivalant à plus de 3 % de la consommation totale, avec des économies totales en 1994 équivalant à environ 5 485 GWh¹⁴⁹.

(ii) États-Unis

Cogénération. Les projets de cogénération ont joué un rôle important dans l'émergence des producteurs indépendants d'électricité aux États-Unis après les changements apportés à la réglementation en vertu de la PURPA (1978). En vertu de cette loi, les services publics de propriété privée sont tenus d'acheter de l'électricité des producteurs non assujettis au règlement de la FERC, au coût édulcoré qui est le leur, ce qui a pour effet de favoriser la croissance rapide de la production par les « installations homologuées » (QF), comme sont appelés les producteurs indépendants d'électricité exemptés. La taxinomie des sociétés productrices autres que de services publics aux États-Unis est complexe, mais elle peut se résumer ainsi :

- Les installations homologuées en vertu de la PURPA (« PURPA QF ») comprennent les installations de cogénération et les petites centrales, qui doivent être alimentées avant tout par des sources d'énergie renouvelables.
- À la suite de la promulgation de l'*Energy Policy Act* (EPAct, Loi sur la politique énergétique), une nouvelle classe de sociétés productrices autres que de services publics (les « non-utility generators », ou « NUG ») a été créée, celle des producteurs de gros exemptés (« exempt wholesale generators » ou « EWG »), comprenant les producteurs affiliés à des services publics de propriété privés (« affiliated power producers » ou « APP ») et les producteurs indépendants d'électricité (« independent power producers » ou « IPP »)¹⁵⁰.

Au milieu des années 1980, lorsque les prix du pétrole ont atteint des plateaux voisins de ceux enregistrés avant les chocs pétroliers, ou inférieurs à ces derniers, un nombre important d'installations de cogénération a été construit. À l'heure actuelle, aux États-Unis, la capacité hors-services publics, dont 66 % provient d'installations homologuées de cogénération, s'établit à 68 460 MW, soit environ 9 % de la capacité installée totale. En 1996, les sociétés productrices autres que de services publics ont contribué à hauteur de près de 12 % à la production nette du pays¹⁵¹. Le gaz naturel est le combustible de choix, avec 41 % de la capacité, suivi par le mazout ou la combinaison mazout/gaz (18 %), les déchets de bois (15 %), le charbon (15 %) et les autres ressources renouvelables (12 %)¹⁵².

Depuis 1986, la cogénération a perdu de son attrait aux fins d'investissements, par rapport à la période immédiatement postérieure aux chocs pétroliers. Cependant, de nouvelles possibilités sont venues s'ajouter et l'on s'attend à ce que la tendance se maintienne. Dans deux communiqués récents, les sociétés Occidental Energy Ventures et Conoco Global Power ont annoncé qu'elles avaient réuni les fonds nécessaires à la construction au Texas d'une installation de cogénération de 440 MW alimentée au gaz, à proximité de deux usines chimiques appartenant aux sociétés mères des deux promoteurs, OxyChem et DuPont; de son côté, Rolls-Royce a annoncé qu'elle avait décroché un contrat de 7 millions de dollars canadiens pour la construction d'une installation de cogénération de 29 MW alimentée au gaz au Centre des sciences de la santé de London, un hôpital situé à London (Ontario)¹⁵³.

Gestion axée sur la demande. Aux États-Unis, depuis le début des années 1980, les activités des services publics au chapitre de la gestion axée sur la demande (GAD) se sont traduites par des économies importantes en termes d'énergie et de capacité. La première mesure d'encouragement pour la mise en œuvre de tels programmes est venue de la législation fédérale, au milieu des années 1970, et des organismes de réglementation des États qui ont favorisé de plus en plus la GAD comme moyen d'accroître la capacité de production, pour des raisons aussi bien environnementales qu'économiques. Ainsi, les services publics ont été autorisés à recouvrer les frais d'investissement dans la GAD, de la même façon qu'ils avaient été autorisés à recouvrer leurs investissements dans l'usine principale et l'équipement. Pour l'année 1995, l'EIA rapporte des économies d'énergie dans 583 grandes installations de services publics de 57 420 GWh, avec des réductions de capacité d'environ 29 560 MW¹⁵⁴. Étant donné que ces chiffres correspondent à une partie seulement de l'ensemble des services publics et des producteurs du pays, il y a de fortes chances que les économies totales d'énergie et de capacité soient sous-estimées.

¹⁴⁹ FIDE, 1995, p. 61.

¹⁵⁰ US Aid, Salt River Project, et coll., 1997, p. 13.

¹⁵¹ US Department of Energy, 1997, p. 94.

¹⁵² *Ibid.*, p. 13.

¹⁵³ *Daily Power Report*, 7 janvier 1998 et 9 janvier 1998.

¹⁵⁴ US Energy Information Administration, 1996a, p. 4.

D'après des données recueillies par l'EIA dans des enquêtes auprès des services publics, les économies d'énergie et les réductions de la charge de pointe ont augmenté de 1993 à 1994, mais à un rythme plus lent que les années précédentes. Plus important encore, les dépenses des services publics dans des programmes de GAD ont diminué d'environ 1 %, pour s'établir à 2,72 milliards de dollars américains, comparativement à 2,74 milliards en 1993. C'était la première baisse observée par l'EIA depuis que cette dernière recueillait des données de ce type¹⁵⁵. Un autre indicateur de l'effet des programmes de GAD, les réductions potentielles de la charge de pointe¹⁵⁶, a affiché une baisse de 1993 à 1994, qui pourrait être attribuable à des modifications apportées dans les méthodes de rapport utilisées par les services publics, à des réductions de certaines activités de GAD qui ne sont plus rentables ou qui ont une incidence négative sur les tarifs, et à des changements dans les activités de GAD (abandon des rabais et d'autres incitatifs financiers). Après avoir tenu compte des changements dans les méthodes de rapport adoptées par les services publics, l'EIA conclut que les réductions potentielles de la charge de pointe en 1995 sont inférieures à celles observées en 1994. Cependant, les réponses à l'enquête ne permettent pas de conclure que la concurrence est nécessairement à l'origine de cette situation.

Pour la période postérieure à 1995, les analyses de l'EIA portent à penser que les dépenses dans les programmes de gestion axée sur la demande diminueront à un rythme plus lent que celui des effets des programmes sur les économies d'énergie et la charge de pointe. De fait, les coûts de la GAD en 1995 semblent n'avoir que légèrement diminué par rapport à 1994. Par ailleurs, les évaluations du rendement des programmes de GAD révèlent que les programmes des services publics sont devenus de plus en plus efficaces, le coût des économies n'étant dans certains cas que de 2 cents par kWh.

La principale inconnue en ce qui concerne les programmes de GAD est de savoir si la restructuration rendra ces programmes et les programmes d'efficacité énergétique plus ou moins attrayants. Une étude détaillée de cette question dépasse les limites de la présente étude, mais il est néanmoins possible de faire les remarques générales suivantes :

- Les problèmes associés aux programmes d'efficacité énergétique sont compris depuis plusieurs années, comme en témoignent les données concernant de tels programmes dans de nombreux marchés industriels. En règle générale, les défaillances du marché peuvent être attribuées à une information incomplète des consommateurs, au fait que les propriétaires ne sont pas vraiment enclins à investir dans l'efficacité énergétique lorsque ce sont les locataires qui paient les factures d'électricité et à des pertes d'efficacité lorsque des décisions essentielles ne sont pas prises en compte avant la construction¹⁵⁷. Il est peu probable que la restructuration ait un effet quelconque sur ces facteurs. La solution risque plutôt de venir des programmes d'incitatifs, des améliorations techniques dans l'efficacité des appareils électriques (résultant des politiques gouvernementales ou des politiques des entreprises) et d'autres tendances du marché.
- En règle générale, les organismes de réglementation qui désirent le maintien des investissements dans les programmes de GAD doivent établir des mécanismes de recouvrement des coûts et des incitatifs financiers appropriés pour une industrie restructurée des services publics, dans laquelle les besoins nationaux en électricité ne sont plus comblés par un monopole réglementé. Parmi les solutions prometteuses, citons les « redevances pour le bien public », c'est-à-dire des redevances non contournables sur des services de distribution, imposées dans le but de constituer un fonds pour payer les investissements à l'échelle du système dans des mesures rentables d'amélioration de l'efficacité énergétique.
- Une baisse des prix de l'électricité se traduira par une réduction du nombre de programmes de GAD qui sont rentables, et les récentes tendances à la baisse pourraient expliquer la diminution des activités de GAD aux États-Unis. D'après les prévisions des prix de l'électricité aux États-Unis, sur des marchés restructurés, il semble en effet que les prix vont baisser à court et à moyen terme¹⁵⁸. Par ailleurs, à moyen terme, on s'attend à ce que les ajouts de capacité soient relativement limités, vu les surplus qui existent sur certains marchés régionaux. Cependant, une croissance soutenue de la demande, encouragée par des prix plus bas, entraînera inévitablement des déficits de capacité et, partant, il faudra investir dans de nouvelles installations de production et dans l'amélioration des systèmes de transport et de distribution. Toutefois, dans un secteur restructuré, il faudra que les signaux des prix soient suffisamment

¹⁵⁵ US Energy Information Administration, 1996b, p. 4.

¹⁵⁶ Les réductions potentielles de la charge de pointe représentent les réductions fondées sur des prévisions, par opposition aux réductions de la charge de pointe basées sur les données d'exploitation annuelles.

¹⁵⁷ US Energy Information Administration, 1996a, p. 10. Voir également Swisher, 1996.

¹⁵⁸ Voir US Energy Information Administration, 1997a, p. 26-31.

intéressants pour que les investisseurs puissent espérer un taux de rendement raisonnable, avec des prix sur le marché variables et incertains. Dans de telles circonstances, tout comme dans le cas d'une augmentation soudaine des prix des combustibles, les investissements dans des programmes bien définis de GAD (surtout si l'on tient compte des faibles coûts par kWh associés aux programmes existants) et dans des programmes de ressources distribuées peuvent s'avérer rentables¹⁵⁹. Par conséquent, le déclin des programmes de GAD pourrait n'être que cyclique, plutôt que permanent.

- En ce qui concerne les prix de l'électricité, les tendances voulant que les tarifs soient basés sur les coûts marginaux risquent d'avoir pour effet de réduire l'incidence négative, sur les revenus, des programmes de GAD mis en œuvre en vertu de la réglementation. Des analyses récentes ont confirmé que des changements dans les modes de tarification ont permis à des services publics de réduire les pertes de revenus associées aux programmes de GAD. On peut donc penser que les structures de tarifs plus efficaces que les services publics seront obligés d'adopter pour faire face à la concurrence accrue auront vraisemblablement pour effet de réduire les inconvénients associés aux programmes de GAD. Ces structures pourraient même devenir une source d'avantages concurrentiels pour les services publics puisque, dans certains cas, les changements apportés au mode de tarification se sont traduits par une réduction des coûts moyens des programmes de GAD, calculés sur la durée de vie de ces mesures¹⁶⁰. Néanmoins, il est difficile d'évaluer avec précision l'étendue de cet effet dans un secteur restructuré.
- À mesure que le secteur des services publics se restructure, les entreprises peuvent estimer que le fait de grouper les services énergétiques, y compris les mesures d'efficacité, offre un avantage concurrentiel. De tels services peuvent inclure des mesures d'efficacité énergétique plus traditionnelles, mais ils peuvent également comporter des stratégies plus évoluées, comme l'utilisation de systèmes de mesure perfectionnés pour offrir une tarification plus pointue aux consommateurs (heures d'utilisation, temps réel), des programmes de gestion interactive de la charge et des explications détaillées sur les services d'information en matière d'énergie, avec des recommandations de stratégies de GAD pour améliorer l'efficacité¹⁶¹.
- Dans les États qui se lancent dans la déréglementation, les organismes de réglementation ont prévu des réserves pour soutenir les programmes d'efficacité énergétique. Par ailleurs, en divers endroits des États-Unis, des services publics ont formé des consortiums dans le but de financer des programmes d'efficacité énergétique visant à créer des marchés durables pour les produits qui économisent l'énergie. Pris ensemble, de tels programmes pourraient également réduire le coût des économies d'énergie à long terme¹⁶².

(iii) Canada

Cogénération. Au Canada, la cogénération fournit environ 30 % de la capacité totale en dehors des services publics, soit environ 8 714 MW en 1995 ou 7,5 % de la capacité totale installée. En 1995, les sociétés productrices autres que de service public (SPASP) ont produit plus de 58 500 GWh d'électricité, mais seule une part relativement faible (19 %) a été vendue aux services publics¹⁶³. Au Canada, les SPASP sont des autoproducteurs (Territoire du Yukon et toutes les provinces à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard), de petits services publics (Terre-Neuve, Nouveau-Brunswick, Québec, Ontario et Colombie-Britannique) et des PIE (toutes les provinces sauf le Manitoba, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve; il n'y en a aucun dans les territoires du Yukon et du Nord-Ouest)¹⁶⁴. Les autoproducteurs constituent de loin le groupe le plus important, comptant pour 75 % de la capacité et 73 % de la production totale.

Les prix auxquels les SPASP peuvent vendre leur électricité aux services publics provinciaux varient considérablement d'une province à une autre, selon les règlements mis en place. Dans le cas de l'Ontario, qui représente 70 % des achats totaux auprès des SPASP, les prix de l'électricité produite à partir de ressources renouvelables ou à l'aide de technologies de haute efficacité sont négociés lorsque la quantité fournie est supérieure à 5 MW; pour des quantités moindres, les prix se situent entre 6,5 et 7,3 cents canadiens le kWh en été et pour les périodes de pointe en hiver. En dehors des périodes de pointe, le prix varie entre 1,9 et 3 cents canadiens le kWh. Il existe d'autres mécanismes de fixation des prix dans le cadre de contrats à long terme qui

¹⁵⁹ US Energy Information Administration, 1996a, p. 11. Voir également Swisher et Orans, 1996, p. 185.

¹⁶⁰ US Energy Information Administration, 1996a, p. 13.

¹⁶¹ *Ibid.*, p. 4-15.

¹⁶² *Ibid.*, p. 4.

¹⁶³ Association canadienne de l'électricité, p. 143.

¹⁶⁴ *Ibid.*, p. 146-147.

offrent des prix légèrement moins favorables que pour l'électricité produite à partir de ressources renouvelables ou à l'aide de technologies de haute efficacité¹⁶⁵.

D'autres services publics provinciaux, tels Hydro-Québec et BC Hydro, offrent des prix et des arrangements contractuels attrayants, selon leurs besoins de capacité extérieure. La plupart du temps, les prix sont calculés en appliquant le principe du coût évité, ce qui permet aux services publics de disposer de ressources additionnelles à un coût égal ou inférieur à ce qu'il en coûterait pour produire cette électricité plus tard dans leurs propres installations.

Pour les années à venir, les services publics canadiens prévoient une certaine augmentation des achats d'énergie auprès des SPASP. La quantité d'électricité produite par ces SPASP est relativement faible, surtout si l'on compare avec les États-Unis. Toutefois, il semble que les planificateurs soient de plus en plus prêts à intégrer cette électricité dans leurs plans d'expansion à long terme, surtout lorsqu'elle serait produite à partir de ressources renouvelables, par conversion des déchets en énergie ou à l'aide de technologies plus efficaces que la moyenne, en considération des sources utilisées par le service public concerné¹⁶⁶.

Selon des prévisions présentées par l'Association canadienne de l'électricité, la capacité fournie par les petits services publics et les PIE (autoproducteurs exclus) devrait augmenter de 43 % entre 1995 et 2000, et d'un 8 % supplémentaire entre 2000 et 2010, la majeure partie de la croissance (66 %) de cette dernière période provenant d'installations hydroélectriques (principalement des petites centrales) et de la cogénération (22 %). Le reste proviendrait d'installations thermiques autres que la cogénération (6 %) et d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelables autres que l'énergie hydraulique (5 %). La production par les petits services publics et par les PIE augmenterait d'autant, avec des taux de croissance entre 1995 et l'an 2000 estimés à 39 %, pour atteindre 21 380 GWh, ou 3,7 % de la production totale prévue. On s'attend à ce que la production de ces deux catégories de producteurs augmente d'un 8,3 % supplémentaire entre 2000 et 2010, la proportion de la production totale restant la même¹⁶⁷.

Gestion axée sur la demande. La gestion axée sur la demande (GAD) est bien connue des services publics et des consommateurs industriels canadiens, et ce depuis des décennies. Les tarifs pour de l'énergie interruptible et la recherche sur l'efficacité des systèmes d'éclairage en font partie. Les services publics canadiens ont accru leurs activités dans ce domaine depuis les années 1980. Un large éventail de programmes au sein des services publics et de partenariats avec les autorités fédérales ont été mis en œuvre. En 1995, les économies au chapitre de la capacité étaient estimées à 4 942 MW, soit environ 4 % de la capacité installée totale et 5,7 % de la demande de pointe totale.

Hydro-Québec a été la championne en matière d'économies de capacité, affichant une réduction de 2 940 MW de la charge de pointe en 1995, suivie d'Ontario Hydro (771 MW) et de l'Alberta (466 MW)¹⁶⁸. Les économies représentent 9 % de la demande de pointe au Québec, 3,3 % en Ontario et 4,4 % en Colombie-Britannique¹⁶⁹. Pour les années à venir, les services publics canadiens prévoient que les programmes relatifs à la charge interruptible offriront la majeure partie des économies de capacité, suivis par les programmes de déplacement de charge, tel le programme de biénergie d'Hydro-Québec en vertu duquel les consommateurs passent de l'électricité à une autre source d'énergie pendant les périodes de charge maximale¹⁷⁰. En 1994, les dépenses totales pour les programmes de GAD au Canada ont atteint 344 millions de dollars canadiens, dont 163 millions pour Ontario Hydro, 113 millions pour Hydro-Québec et 50 millions pour BC Hydro¹⁷¹.

Le programme d'Hydro-Québec a obtenu des résultats très intéressants par comparaison aux résultats obtenus par d'autres services publics provinciaux dont les coûts unitaires de l'électricité étaient plus élevés (le prix moyen du kWh pour toutes les catégories de client au Québec était de 3,6 cents américains, comparativement à 5,6 cents américains en Ontario, et de 3,8 cents américains en Colombie-Britannique¹⁷²), et les dépenses engagées plus faibles. Cependant, ce succès enregistré au Québec ne remet pas en cause l'affirmation selon laquelle des prix d'électricité plus bas entraînent nécessairement des gains plus faibles en matière d'efficacité énergétique, puisque la dépendance exceptionnellement élevée du Québec à l'égard de l'électricité comme source d'énergie (41 %, soit plus de deux fois la moyenne canadienne¹⁷³) offre beaucoup plus d'occasions d'économies que dans

¹⁶⁵ *Ibid.*, p. 168-170.

¹⁶⁶ *Ibid.*, p. 145.

¹⁶⁷ *Ibid.*, p. 149.

¹⁶⁸ *Ibid.*, p. 149.

¹⁶⁹ *Ibid.*, p. 52.

¹⁷⁰ *Ibid.*, p. 137.

¹⁷¹ *Ibid.*, p. 138.

¹⁷² Hydro-Québec, 1997b, p. 14.

¹⁷³ DePalma, 15 janvier 1998.

les autres provinces. En fait, les efforts d'Hydro-Québec ont surtout porté sur le déplacement de charge et sur la stimulation de la charge, plutôt que sur l'amélioration de l'efficacité des utilisations finales, mais ils témoignent du pouvoir des incitatifs économiques et des programmes généraux de normalisation¹⁷⁴ pour changer les habitudes de consommation des usagers, même avec des prix du service de base relativement bas.

Dans le cadre de son programme de substitution de la capacité nucléaire, Ontario Hydro augmentera ses activités de gestion axée sur la demande. Dans des appels d'offres récents, Ontario Hydro invite des entreprises de l'Ontario et de l'extérieur à présenter des soumissions pour des projets visant l'amélioration de l'efficacité des utilisations finales ainsi que l'utilisation d'énergie de remplacement.

B. L'infrastructure de transport et les services connexes

L'infrastructure physique, avec ses répercussions sur l'environnement, constitue un facteur limitant important lorsque l'on veut déterminer l'incidence possible de la restructuration des marchés de l'électricité en Amérique du Nord. Globalement, des limites importantes dans les interconnexions et dans la capacité de transport ont constitué un obstacle à court terme au développement du commerce de l'électricité rendu possible par la combinaison de l'ouverture à la concurrence globale issue de l'ALÉNA et les dispositions concernant l'approvisionnement qui accompagnent la restructuration. Cependant, certains signes portent à croire que ces obstacles seront éliminés à moyen terme et que les répercussions négatives sur l'environnement seront minimales, voire nulles.

L'infrastructure physique limite et modèle le commerce international qui découle du processus de libéralisation associé à l'ALÉNA, et ce de plusieurs façons. Au niveau local, elle influe sur la capacité de distribuer et de vendre, dans toute la région de l'ALÉNA, l'électricité produite à l'aide de technologies et de sources d'énergie de remplacement. Témoignent de l'incidence du commerce associé à l'ALÉNA, les pressions exercées pour obtenir une nouvelle capacité de transport et de nouveaux couloirs, ainsi que les caractéristiques de cette nouvelle capacité, tant pour le transport transfrontalier que pour les lignes intérieures qui alimentent les réseaux transfrontaliers et celles qui sont exploitées à des fins purement intérieures. Les nouvelles installations de production d'électricité semblent se concentrer dans des États frontaliers, en particulier le long de la frontière au nord du Mexique et au Texas. Dans le cas du transport de l'électricité, malgré une capacité inutilisée et des améliorations techniques apportées aux lignes existantes, un certain accroissement de la capacité de transport est nécessaire (et prévu) entre les États-Unis d'une part et le Canada et le Mexique d'autre part, à moyen terme. Une multitude de nouveaux projets voient le jour, souvent sous la forme d'entreprises conjointes entre des sociétés américaines, mexicaines et canadiennes, en vue de la construction de nouveaux réseaux de transport et de distribution du gaz destinés en partie à alimenter des centrales électriques.

1. L'électricité

La croissance au chapitre de l'infrastructure dans le secteur de l'électricité en Amérique du Nord se produira dans les domaines de la production, du transport et de la distribution. En ce qui concerne l'infrastructure de production, il semble que la distribution géographique suive une tendance marquée qui coïncide raisonnablement bien avec la tendance de la demande et de la consommation à l'échelle du continent. Apparemment, les nouvelles centrales, moins nuisibles à l'environnement que les centrales existantes, sont installées dans des endroits où l'on souhaite réduire les contraintes qui s'exercent sur l'environnement

a. La production

C'est au Mexique que la croissance de la capacité totale de production devrait être la plus rapide, le Mexique devançant, dans l'ordre, les États-Unis et le Canada. Au Mexique, la CFE prévoit ajouter une nouvelle capacité de 13 000 MW entre 1998 et 2005, soit une augmentation de 35 % par rapport à sa capacité installée de 33 037 MW au début de 1996¹⁷⁵. Aux États-Unis, on s'attend à ce que la capacité nette hivernale augmente de 6,1 % d'ici 2005, ou de 44 585 MW, par rapport aux 719 897 MW enregistrés en 1996¹⁷⁶. Au Canada, la capacité de production installée devrait atteindre 120 622 MW en 2005, soit une augmentation de 4,2 % par rapport aux 115 781 MW enregistrés en 1996¹⁷⁷. En règle générale, les nouveaux investissements dans la capacité de production connaissent une croissance importante au nord du Mexique, au sud-est et au centre des États-Unis et, au Canada, dans les provinces de l'Atlantique, au Québec, en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest.

¹⁷⁴ Hydro-Québec, 1997b, p. 16.

¹⁷⁵ Voir Secretaría de Energía, 1996b, p. 28.

¹⁷⁶ La capacité hivernale nette est supérieure à la capacité estivale nette, mais les deux sont inférieures à la capacité nominale. Voir US Energy Information Administration, 1996c, tableau 17.

¹⁷⁷ Association canadienne de l'électricité, p. 124.

Au Mexique, on prévoit installer 60 % de la nouvelle capacité dans la partie nord du pays, principalement dans les États de Tamaulipas, Nuevo León, Chihuahua et Baja California Norte. On prévoit également une expansion de la capacité dans la région centrale du pays (Durango, Michoacán, Querétaro, Nayarit et Veracruz) et dans les États de Tabasco, Campeche et Yucatán, au sud-est (annexe F). Au Canada, c'est en Colombie-Britannique, en Nouvelle-Écosse, dans les Territoires du Nord-Ouest et dans l'Île-du-Prince-Édouard que le taux de croissance de la capacité de production devrait être le plus rapide, jusqu'en 2005. Avec l'ajout d'une nouvelle capacité hydroélectrique de 2 616 MW d'ici 2010, le Québec connaîtra aussi un taux de croissance à deux chiffres, par rapport à 1996 (annexe F). Aux États-Unis, selon les résultats d'une enquête menée par l'EIA auprès des services publics américains, la capacité de production fera un bond (avec des « blocs » de plus de 1 000 MW, ce qui équivaut à 2 % de l'accroissement de capacité total prévu d'ici 2005) dans les États suivants : Alabama, Floride, Georgie, Virginie et les Carolines, dans le sud-est; Wisconsin, Illinois, Missouri, Tennessee, Kentucky et Ohio dans la région des vallées de l'Ohio et du Mississippi; Maryland et New Jersey dans la région du centre du littoral de l'Atlantique, et Texas, où la nouvelle capacité pourrait représenter jusqu'à 14 % du total des ajouts (annexe F).

b. Le transport

Les investissements dans la capacité nationale de transport sont probablement appelés à occuper une place importante dans les programmes généraux de développement du capital des services publics aux États-Unis et au Canada, à mesure que la restructuration gagnera du terrain et que tant les services publics que les PIE entreront en concurrence pour pénétrer les marchés situés en dehors de leurs territoires de service réglementaires. Au Mexique, les investissements dans la capacité de transport sont également importants, mais il s'agit plus dans ce cas d'assurer la fiabilité du réseau et la qualité de l'électricité, de permettre le transport des ajouts de puissance et de réduire le coût d'exploitation du réseau interconnecté.

(i) Mexique

Au Mexique, selon le *Documento de Prospectiva* (rapport sur les perspectives) pour 1996, le réseau national comprenait 69 800 kilomètres de lignes de transport de 69 kV à 400 kV et des sous-stations d'une capacité de 132 000 MVA. Les plans prévoient l'ajout de près de 14 500 kilomètres de nouvelles lignes de 69 kV à 400 kV et de 27 900 MVA dans les sous-stations, ce qui équivaut respectivement à des taux de croissance de 20 % et de 21 %¹⁷⁸.

(ii) États-Unis

Les États-Unis comptent un réseau de plus de 250 000 milles (400 000 km) de lignes de transport de 69 kV à 765 kV. Les données montrant l'accroissement total prévu de la capacité de transport entre 1996 et 2005 ne sont pas limitées aux tronçons américains puisqu'elles concernent toute la région relevant du NERC, qui inclut la majeure partie du Canada et la petite partie du réseau mexicain en Baja California relevant du WSCC. Cependant, à ce niveau, selon certaines estimations, de nouvelles lignes de transport totalisant 10 120 milles (16 200 km) devraient être installées d'ici 2004. À titre de comparaison, le réseau de transport du Canada comprenait plus de 157 000 kilomètres en 1995.

Aux États-Unis, il est prévu que la nouvelle infrastructure de transport répondra aux normes de fiabilité du NERC. En vertu des arrêtés 888 et 889 de la FERC, les propriétaires de lignes de transport doivent offrir une « capacité de transport disponible » (*available transfer capability*, ou ATC) aux producteurs d'électricité, ce qui accroît la demande pour une plus grande capacité de transport. Les exploitants des réseaux de transport doivent s'acquitter de leurs obligations existantes et fournir une nouvelle capacité pour transporter l'électricité des autres producteurs sur le réseau. Il a donc fallu établir de nouvelles normes de fiabilité et de capacité du réseau.

Il est probable que les services publics américains se lanceront dans des investissements importants dans leurs réseaux de transport, afin de s'adapter à la restructuration en cours tant à l'intérieur de l'État qu'au Canada. Les investissements pourront prendre différentes formes : amélioration des lignes pour accroître la capacité, nouveaux systèmes de mesure pour faciliter la facturation dans la perspective de ventes accrues à l'extérieur d'un territoire de service donné, ou construction de lignes de transport entièrement nouvelles. Dans ce dernier cas, la tâche pourrait être compliquée par la nécessité d'obtenir des permis et par l'opposition des collectivités à l'installation de lignes sur leurs territoires. À titre d'exemple de la façon dont la restructuration encouragera les investissements dans ce domaine, citons l'annonce faite par onze services publics de propriété privée de la partie

¹⁷⁸ Voir Secretaría de Energía, 1996b, p. 35, 59.

supérieure de la vallée de l'Ohio au sujet de la création d'une société de transport régionale indépendante¹⁷⁹. Les objectifs des services publics membres de cette société, dont les investissements collectifs dans la capacité de transport s'établissent à environ 6 millions de dollars américains, sont d'éliminer la superposition des tarifs¹⁸⁰ au sein d'une société de transport et entre les sociétés et de réaliser des économies d'échelle sur le transport¹⁸¹.

Les récents investissements dans les réseaux de transport satisferont les augmentations à court terme de la demande de transport dans les régions relevant du NERC. En ce qui concerne l'ECAR, l'achèvement, prévu pour 2001, du projet Wyoming-Cloverdale de l'American Electric Power se traduira par un accroissement important de la capacité de transport dans cette région et réduira les contraintes qui existent actuellement pour le transport de l'électricité entre le *Midwest* et la côte est, de même qu'entre la région du MAIN et la côte est. En ce qui concerne l'ERCOT, le transport sera désormais assuré par un opérateur de réseau indépendant, mais il n'y a pas actuellement de projets de construction de nouvelles lignes, le réseau actuel étant suffisant pour répondre à la demande future à court terme. Dans la région du MAAC, une nouvelle sous-station de 500-230 kV devait entrer en service en 1997 pour renforcer l'approvisionnement dans la partie est de la région. Sinon, il n'y a pas d'autres projets d'ajout de capacité. Le réseau de transport du MAIN suffira pour la demande future à court terme. La ligne Burnham-Taylor de 345 kV, au centre-ville de Chicago, dont la construction a été terminée en 1996, augmentera la fiabilité du transport dans la région.

La région de la MAPP a ajouté plusieurs lignes de transport afin de pouvoir répondre à la demande future. La conversion sur 120 milles d'une ligne de 115 kV à 161 kV renforcera l'interface entre la MAPP et le MAIN. Une autre interface entre la MAPP et le MAIN, dans l'Iowa, devrait être prête en 1998. Au Nebraska, une nouvelle ligne de 345 kV éliminera des obstacles qui nuisent à la stabilité dans cette région. Dans la partie canadienne de la MAPP, une nouvelle ligne de transport de 230 kV, de 485 milles, sera ajoutée. En ce qui concerne le NPCC, 160 milles d'une ligne de plus de 230 kV seront construits aux États-Unis et 333 milles d'une ligne de 230 kV seront construits au Canada pour répondre aux critères de transport du NERC. Dans la région du SERC, la construction de 1 476 milles de lignes de 230 kV et de 367 milles de lignes de 500 kV, entre 1996 et 2005, permettra de satisfaire aux exigences de stabilité du NERC.

Dans la région du SPP, il n'y aura pas d'ajouts importants de lignes de transport au cours des dix prochaines années car il suffit de quelques petites améliorations locales pour satisfaire aux exigences du NERC en matière de transport. En 1995, une interconnexion avec la région de l'ERCOT est entrée en service, ajoutant une capacité de transport de 820 MW entre les deux régions. Dans la région du WSCC, plusieurs nouvelles lignes de transport viendront renforcer la capacité du réseau. La région de la *Northwest Power Pool* (Bourse de l'électricité du Nord-Ouest) du WSCC connaît des problèmes locaux de rupture brusque de voltage, qui ont été résolus à l'aide de relais protecteurs de sous-tension. Sinon, il n'est pas nécessaire d'ajouter des capacités de transport importantes pour satisfaire les critères de fiabilité du NERC. Dans la région canadienne du WSCC, le réseau de transport est exploité par un administrateur des transports, mais il reste un monopole réglementé. Le réseau satisfera les critères du NERC et il n'est pas prévu d'accroître la capacité de transport. Dans la région des Rocheuses, il est prévu de construire des lignes intrarégionales, comme la ligne de 230 kV entre Yellow Creek et Osage, mais il n'y a aucun plan concernant des lignes interrégionales qui augmenteraient les capacités de transport pour les dix prochaines années.

Dans le bassin Arizona–Nouveau-Mexique, il est prévu d'accroître la capacité de transport de gros de l'électricité. Trois projets de construction de lignes de 500 kV en sont à différentes étapes de réalisation : une ligne de Phoenix à Las Vegas; une interconnexion dans la région centre-nord de l'Arizona, et une ligne de Las Vegas à la région de Four Corners. Dans le bassin de la Californie et du sud du Nevada, deux nouvelles lignes ont accru la capacité de transport de gros de l'électricité et renforcé la stabilité du réseau. La ligne de 500 kV entre Mead et Adelanto et une ligne supplémentaire de 500 kV entre Las Vegas et Los Angeles ont accru les interconnexions intrarégionales. Aucun autre projet de construction n'est envisagé, le réseau actuel devant suffire à la demande accrue future.

En règle générale, la construction de nouvelles lignes de transport dans de nouveaux couloirs aux États-Unis ne semble pas imposer de pressions additionnelles importantes sur l'environnement.

¹⁷⁹ Ces services publics sont les suivants : Consumers Energy, Detroit Edison, Duquesne Light Co., The Illuminating Company, Ohio Edison Co., Pennsylvania Power Co., Toledo Edison Co., Virginia Power, Allegheny Power / Monongahela Power Co., The Potomac Edison Co., et la West Penn Power Co., qui desservent en tout un territoire de 108 500 milles carrés couvrant le sud du Michigan, le nord et le centre de l'Ohio, l'ouest de la Pennsylvanie, la Virginie-Occidentale, le Maryland et la Virginie. Ensemble, ces services publics vendent 259 TWh et possèdent quelque 30 000 milles de lignes de transport.

¹⁸⁰ Par *superposition des tarifs*, on entend le fait d'imposer plusieurs tarifs pour une transaction qui traverse plusieurs territoires de service différents.

¹⁸¹ *Daily Power Report*, 10 décembre 1997.

(iii) *Canada*

Dans le réseau de transport canadien, les liaisons nord-sud (internationales) sont plus importantes que les liaisons est-ouest (interprovinciales). Alors que la capacité de transport interprovinciale totalise environ 10 145 MW, la capacité de transport entre le Canada et les États-Unis s'établit à 18 900 MW, soit presque le double. En outre, un tout petit peu plus de la moitié de la capacité interprovinciale est installée entre le Québec et Terre-Neuve, pour le transport de l'électricité produite au complexe de Churchill Falls. À la fin de 1995, il y avait seulement une nouvelle connexion interprovinciale prévue, soit une liaison de 44 kilomètres entre l'Alberta et la Colombie-Britannique¹⁸².

(iv) *Interconnexions entre les États-Unis et le Mexique et entre les États-Unis et le Canada*

En ce qui concerne les échanges transfrontaliers d'électricité, le nombre d'interconnexions entre les États-Unis et le Mexique est plus petit que le nombre de liaisons entre les États-Unis et le Canada, et la capacité moyenne des lignes qui relient les États-Unis et le Canada est plus grande. D'après une évaluation générale des niveaux relatifs de la charge des lignes pour les interconnexions entre les États-Unis et le Canada et pour les interconnexions entre les États-Unis et le Mexique, en termes globaux, le taux d'utilisation de la capacité est relativement élevé, mais ce taux n'atteint en aucun cas le taux économique nominal pour ces interconnexions¹⁸³. Par exemple, les interconnexions entre les États-Unis et le Canada ont une capacité nominale de près de 19 000 MW¹⁸⁴ ce qui signifie une charge de ligne globale moyenne de 32 % pour des transactions totales dans les deux sens d'environ 52 700 GWh en 1996. La capacité de transport entre les États-Unis et le Mexique est d'environ 900 MW¹⁸⁵, ce qui signifie une charge de ligne globale moyenne de 33 % pour des transactions totales dans les deux sens d'environ 2 580 GWh la même année. Il serait possible d'augmenter les quantités transportées pour obtenir des taux d'utilisation de la capacité de 40 % à 45 % sans ajouter de nouvelle capacité. Si l'on suppose que la capacité de transport n'a pas changé au cours des trois dernières années, les volumes de transport enregistrés précédemment entre les États-Unis et le Mexique, comme les échanges record de 3 411 GWh affichés en 1995, correspondent à des taux d'utilisation situés entre 39 % et 43 %.

Dans la perspective d'un accroissement des échanges transfrontaliers, il devient nécessaire d'accroître quelque peu la capacité de transport entre les États-Unis et ses deux voisins à court et à moyen terme (trois à cinq années à venir). Selon le degré de variation des facteurs de charge réels des lignes, d'une interconnexion à une autre (dans certains couloirs, les facteurs de charge pourraient maintenant se rapprocher beaucoup plus de 50 %), il faudra peut-être apporter ces améliorations beaucoup plus rapidement. De fait, certains travaux d'expansion de la capacité de transport semblent prévus tant à la frontière avec le Mexique qu'à la frontière avec le Canada.

Dans le cas des liaisons entre le Mexique et les États-Unis, la CFE et ses homologues en Californie, en Arizona et au Texas examinent plusieurs trajets différents, mais on ne sait pas avec certitude, pour le moment, quelles lignes seront construites. Par exemple, selon des dirigeants de la société San Diego Gas & Electric (SDG&E), cette dernière envisage d'améliorer ses interconnexions avec la CFE le long du tronçon frontalier allant de San Diego à Tijuana, mais elle n'a pas encore pris de décision ferme à ce sujet. Les améliorations qui seraient apportées à la ligne de transport de la SDG&E doubleraient la capacité de transport actuelle de 408 MW¹⁸⁶. Très souvent, la capacité de transport au voisinage immédiat de la frontière est limitée par les interconnexions qui conduisent à la frontière, en particulier du côté américain, là où les services publics frontaliers doivent se connecter à des réseaux situés plus loin à l'intérieur des États-Unis. Par conséquent, pour améliorer les interconnexions à la frontière, il convient d'investir également ailleurs dans le voisinage afin de permettre l'utilisation de l'excédent de capacité transfrontalière.

En ce qui concerne les liaisons entre les États-Unis et le Canada, un projet d'interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et le Maine est à l'étape de la planification. La ligne de 345 kV proposée aurait une capacité de transport estimée à 600 MW et sa construction serait terminée en 1998¹⁸⁷.

Il semble donc que la croissance des échanges transfrontaliers d'électricité associée à l'ALÉNA engendre un besoin de nouvelles lignes de transport transfrontalières et de nouveaux couloirs. Toutefois, l'étendue et l'emplacement de ces corridors, tout comme les répercussions immédiates sur l'environnement, sont encore largement inconnus.

¹⁸² *Ibid.*, p. 92-99.

¹⁸³ La capacité économique d'une ligne de transport sera inférieure à sa capacité nominale, ou thermique, vu que l'accroissement de la quantité d'électricité qui parcourt la ligne se traduit par un taux de perte qui augmente rapidement et, partant, par une réduction du rendement économique. En règle générale, la capacité économique est égale à environ 50 % de la capacité nominale.

¹⁸⁴ Association canadienne de l'électricité, p. 97.

¹⁸⁵ Comisión Federal de Electricidad et Salt River Project, *op. cit.*, p. 66.

¹⁸⁶ Remarques de S. Ali Yari, superviseur de la planification du transport, 24 octobre 1997.

¹⁸⁷ Association canadienne de l'électricité, p. 93.

2. Le gaz naturel

Comme nous l'avons vu dans l'étude des tendances au chapitre des investissements, dans chaque pays, le gaz naturel devient de plus en plus le combustible de choix pour alimenter les centrales électriques, ce qui se traduit par une réduction correspondante de l'utilisation des combustibles à base de pétrole et, partant, des émissions qui leur sont associées. Alors que cette tendance n'implique pas la fermeture d'un grand nombre de centrales alimentées au charbon aux États-Unis et au Mexique (où la capacité de production liée à ces centrales est relativement limitée), elle pourrait signifier la mise hors service d'un certain nombre de centrales thermiques alimentées au charbon au Canada. Cette tendance en faveur d'une plus grande utilisation du gaz naturel est soutenue par de nouveaux investissements dans les infrastructures de transport et de distribution du gaz, surtout au Mexique, dans le cadre de projets qui sont soit en cours de réalisation, soit en cours de planification. Les ouvrages de transport du gaz naturel ont diverses répercussions sur les terres et l'eau particulières à l'emplacement considéré, tout au long du trajet, mais, dans l'ensemble, l'environnement devrait bénéficier de cette conversion, le gaz naturel remplaçant des combustibles plus polluants sur les marchés plus éloignés.

a. Canada

Un nouveau projet important lié au gaz naturel est en voie de réalisation au Canada. Il concerne la mise en valeur des champs de gaz au large de l'île de Sable, à Terre-Neuve et le transport du gaz produit vers les marchés du Québec, de l'Ontario et des États de la Nouvelle-Angleterre. Le volume de gaz total qui sera livré sur les marchés dépendra de la solution qui sera adoptée pour la construction du gazoduc, le plus gros des deux gazoducs devant permettre de transporter 600 milliards de pieds cubes par an pendant vingt ans¹⁸⁸. À l'heure actuelle, l'Office national de l'énergie (ONE) examine quatre grands projets de gazoducs. Ces gazoducs desserviront avant tout les marchés d'exportation.

Projet extracôtier de l'île de Sable (SOEP) et projet Maritime 7 and Northeast Pipeline. L'ONE a approuvé le projet d'exploitation des champs de gaz de l'île de Sable et le projet connexe de gazoduc des Maritimes et du Nord-Est (*Maritime and Northeast Pipeline Project, M&NPP*) en décembre 1997. Les projets, qui donneront lieu à la première exploitation commerciale du gaz dans la région atlantique du Canada, permettront de produire 459 millions de pieds cubes par jour. Le gaz sera traité sur la côte, puis il sera expédié jusqu'à la frontière américaine, à 558 kilomètres de là, par une canalisation de 76,2 centimètres de diamètre. Le Projet extracôtier de l'île de Sable est un consortium formé de Mobil Oil Canada Properties Limited, Pétrolière Impériale Ressources Limitée et Nova Scotia Resources Limited. Le consortium a l'intention de mettre en valeur six champs extracôtiers dont les réserves de gaz récupérables s'élèvent à 2,978 billions de pieds cubes. Le gaz sera acheminé par un gazoduc sous-marin vers les installations côtières, puis par une conduite de 208 kilomètres vers une usine de traitement à Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

Parmi les préoccupations environnementales suscitées par ce gazoduc, citons les répercussions de 260 traversées de cours d'eau, avec les effets possibles sur les poissons et leur habitat. Les risques de mise à nu de roches productrices d'acide à la suite des travaux de dynamitage et d'excavation sont également source de préoccupations. En rendant sa décision d'autoriser le projet, l'ONE a recommandé que les promoteurs prennent des mesures pour atténuer les répercussions liées aux traversées de cours d'eau, aux roches productrices d'acide et aux travaux de construction.

Projet de Gazoduc Trans-Québec & Maritimes. Le groupe Trans-Québec & Maritime Inc. (TQM) a proposé un autre pipeline et un autre trajet pour livrer le gaz de l'île de Sable destiné au marché du Québec et du nord-est des États-Unis. Selon cette proposition, le groupe Trans Maritime Gas Transmission (TMGT) construirait un gazoduc de 642 kilomètres à partir des installations côtières, qui traverserait la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, pour se connecter avec les installations de TQM à la frontière entre le Nouveau-Brunswick et le Québec.

Le 26 juin 1997, TQM a présenté une demande d'autorisation à l'ONE pour pouvoir construire un gazoduc de Saint-Nicolas (Québec) jusqu'à la frontière avec le Nouveau-Brunswick. Les installations de TMGT et le prolongement du gazoduc de TQM constituent le Projet de gazoduc TransMaritime. TQM a également demandé l'autorisation de construire un gazoduc de 213,2 kilomètres pour transporter du gaz jusqu'à la frontière entre le Canada et les États-Unis, près d'East Hereford (Québec). Le gazoduc de TMGT devrait coûter 629 millions de dollars américains et sa mise en service est prévue pour novembre 1999. Le coût du tronçon de TQM entre le Nouveau-Brunswick et le Québec est estimé à 305,3 millions de dollars canadiens et il devrait également entrer en service en novembre 1999. Le tronçon de l'interconnexion de TQM jusqu'à la frontière avec les États-Unis devrait coûter 270 millions de dollars canadiens et sa mise en service est prévue pour novembre 1998.

¹⁸⁸ Deux tracés de gazoduc sont en compétition. L'un, proposé par le groupe North Atlantic Pipeline Partners (NAPP), permettrait de transporter 12 billions de pieds cubes pendant 20 ans; l'autre, proposé par le groupe Maritimes and Northeast (M&NE) permettrait de transporter environ 3 billions de pieds cubes pendant la même période. Le Comité mixte d'examen public pour le projet de l'île de Sable a récemment approuvé le projet du groupe M&NE, mais cette décision a été contestée par le NAPP devant la Cour fédérale du Canada (Canada Newswire, 25 novembre 1997).

Projet de gazoduc d'Alliance. Le projet de gazoduc d'Alliance concerne le transport de 1,06 million de pieds cubes de gaz par jour, de la Colombie-Britannique et de l'Alberta vers les marchés de la région de Chicago. La partie canadienne du projet consiste en approximativement 1 565 kilomètres de canalisations, avec les installations connexes. La partie américaine, qui sera construite par la société Alliance Pipeline L.P., comporte environ 1 430 kilomètres de canalisations, depuis la frontière jusqu'à Chicago, Illinois. Le coût en capital du tronçon canadien est évalué à 1,9 milliard de dollars canadiens. Le gazoduc devrait entrer en service à la fin de 1999.

Projet de pipeline TransVoyageur. TransCanada Pipelines Limited a présenté une demande à l'ONE en vue d'étendre son réseau de transport du gaz à travers le Canada. Cette expansion est connue sous le nom de Projet de pipeline TransVoyageur. Le projet consiste en un gazoduc de 1 000 kilomètres reliant Empress (Alberta) à Emerson (Manitoba). Le gazoduc TransVoyageur serait parallèle au gazoduc actuel de TransCanada entre Empress et, soit Brandon, soit Portage La Prairie (Manitoba). La société examine deux trajets possibles, dont l'un pourrait nécessiter une étude exhaustive en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Avec le nouveau gazoduc, l'augmentation de la capacité de transport d'ouest en est pourrait atteindre 2 billions de pieds cubes par jour. La date prévue de mise en service est le 1^{er} novembre 1999.

b. Mexique

Depuis 1995 la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique (CRE) administre la délivrance de permis aux entreprises privées de transport et de distribution du gaz, en vue de desservir des villes et des régions particulières du pays. Des concessions ont été accordées pour Mexicali, Chihuahua, Hermosillo et Toluca. En 1997, la CRE a lancé des appels d'offres pour neuf zones supplémentaires. En novembre 1997, la CRE a lancé des appels d'offre pour desservir deux zones de la ville de Mexico. Le *Secretaría de Energía* estime que, au cours des cinq prochaines années, les investissements du secteur privé dans la distribution de gaz pourraient atteindre 1,4 milliard de dollars américains, la ville de Mexico et la région de Bajío (León, Salamanca, Celaya et Irapuato) étant les marchés les plus importants.

Par ailleurs, les groupes privés sont autorisés à construire des gazoducs pour transporter le gaz sur de plus longues distances, afin de combler des besoins particuliers, contrairement aux concessions régionales accordées par la CRE. Le premier permis de ce type concerne la construction d'une canalisation de 24 pouces entre Alemán et Monterrey (Nuevo León) (148 km), pour aider à combler la demande future de gaz à Monterrey. D'autres projets de gazoduc pourraient être entrepris à court et à moyen terme, soit : Cd. PEMEX-Mérida, Mérida-Valladolid, San Agustín-Valdivia-Samalayuca-Chihuahua, Palmillas-Toluca, et Hermosillo Guaymas.

La participation du secteur privé au transport et à la distribution est maintenant possible, bien que PEMEX reste le seul producteur de gaz naturel et que l'on s'attende à ce que cette société concentre ses efforts sur l'expansion de l'approvisionnement en gaz sec. Parmi les projets de ce type, citons l'exploration intensive du bassin Burgos et les travaux subséquents de forage et de mise en production. Situé de l'autre côté du Río Grande-Río Bravo, en prolongement du district 4 du Texas, dans les États de Tamaulipas et Nuevo León, le bassin Burgos produit actuellement 450 millions de pieds cubes par jour, mais PEMEX estime que la production pourrait augmenter jusqu'à 2 200 millions de pieds cubes par jour d'ici 2001. PEMEX prévoit également construire des usines pour le traitement du gaz humide, l'adoucissement du gaz acide (désulfuration du gaz à haute teneur en soufre) et la récupération du soufre, ainsi que le fractionnement liquide dans le but d'éviter de futurs goulots d'étranglement dans la production. Les deux principaux projets de transport du gaz envisagés par PEMEX à moyen terme concernent la construction du gazoduc entre El Paso et Samalayuca et la remise en état du gazoduc de Reynosa.

Comme nous l'avons vu précédemment dans la section sur les investissements transfrontaliers, des entreprises mexicaines et étrangères, notamment des États-Unis, du Canada, de l'Espagne, du Japon et de l'Europe, qui bénéficient des garanties de l'ALÉNA sur les investissements étrangers directs, se sont associées pour présenter des soumissions en vue d'obtenir l'autorisation de distribuer du gaz dans les régions désignées par la CRE. Ces entreprises continuent de participer aux appels d'offres, qu'elles aient ou non déjà obtenu une autorisation. Participent ainsi à des projets de distribution de gaz les entreprises suivantes :

- Chihuahua-Anáhuac-Delicias, Chihuahua : Distribuidora de Gas de Mexicali, une coentreprise de Pacific-Enterprises-Enova des États-Unis et une entreprise de distribution mexicaine;
- Hermosillo-Guaymas-Empalme, Sonora : KN Energy Inc., une société basée aux États-Unis, dans une coentreprise avec la *Compañía General de Combustibles*;

- Mexicali : Distribuidora de Gas de Mexicali;
- Río Pánuco : NorAm Energy, des États-Unis, dans une coentreprise avec le Grupo Gutsa, une entreprise de construction mexicaine;
- Nuevo Laredo, Tamaulipas : Repsol , une société espagnole ayant de l'expérience dans le transport et la distribution du gaz en Espagne et en Argentine;
- Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga, Coahuila : Repsol;
- Toluca, État de Mexico : Repsol;
- Mérida-Progreso-Cancún, péninsule du Yucatán : Gutsa, dans une coentreprise avec TransCanada Pipelines (une société canadienne qui détient 45 % des parts de marché en Amérique du Nord) et InterGen (active dans le projet de centrale électrique de Samalayuca). Le consortium a pris le nom de « Energía Mayakan »;
- San José Iturbide, Guanajuato : Igasamex.

De nouvelles régions sont définies pour être accordées à des entreprises privées de distribution du gaz, dont le District fédéral et une région adjacente de l'État de Mexico. Des firmes nord-américaines, européennes et japonaises, dont Shell Energy, Tenneco, West Coast Energy, ainsi que des coentreprises mexicaines et des filiales d'autres entreprises étrangères, participent à ces projets.

c. États-Unis

En 1995, la capacité de gazoduc interrégionale aux États-Unis n'a augmenté que de 1 %. Ce taux de croissance relativement faible est attribuable à l'excédent de capacité des réseaux de gazoducs dans la plupart des régions. Trois nouveaux gazoducs inter-États sont entrés en service en 1995. Il s'agit du gazoduc Tuscarora entre la Californie et le Nevada, de 110 millions de pieds cubes par jour, du gazoduc Crossroads, entre l'Indiana et l'Ohio, de 250 millions de pieds cubes par jour, et du gazoduc Bluewater, entre le Michigan et l'Ontario, de 250 millions de pieds cubes par jour. Deux projets d'expansion dans le sud-est permettront d'accroître les livraisons de gaz vers ce marché régional en pleine croissance. Un gazoduc de 115 millions de pieds cubes par jour a été terminé en Caroline du Nord et un projet d'expansion de 535 millions de pieds cubes par jour permettra d'accroître les approvisionnements en Floride. Plusieurs autres projets inter-États au Texas et au Nouveau-Mexique permettront également d'augmenter la capacité de transport du gaz. Le gazoduc San Juan de la société El Paso, de 300 millions de pieds cubes par jour, qui dessert le bassin San Juan au Nouveau-Mexique, ajoutera également une capacité de transport et réduira les goulots d'étranglement dans la région. Les projets proposés visent à réduire les goulots d'étranglement et à permettre de rediriger les surplus qui existent dans certaines régions vers les marchés où la demande est forte. Deux des projets examinés précédemment permettront d'accroître les livraisons du Canada vers les États-Unis.

Les contraintes liées à l'infrastructure physique limitent actuellement la vitesse à laquelle les pressions concurrentielles s'accroissent en Amérique du Nord, sous l'effet combiné de l'ALÉNA et de la restructuration, ainsi que l'étendue du phénomène. Cependant, ces contraintes commencent à disparaître grâce à de nouveaux investissements, en particulier au Mexique et au Canada. Bien que l'infrastructure elle-même et les combustibles qu'elle privilégie soient sans doute relativement peu nuisibles pour l'environnement, les pressions concurrentielles plus intenses qui leur sont associées engendrent des risques environnementaux qui commencent à susciter des réactions de la part des acteurs sociaux et des organismes de réglementation gouvernementaux.

C. L'organisation sociale

Les citoyens des trois pays de l'ALÉNA s'inquiètent des effets de la restructuration sur la croissance, l'emploi et les programmes environnementaux des monopoles intégrés actuels, et se demandent comment les mécanismes de l'ALÉNA pourraient être utilisés pour atténuer les effets nuisibles. Cependant, la forme des changements dans le secteur de l'électricité et leurs répercussions environnementales, aux États-Unis et au Canada, dépendent plus directement des activités de quatre types

d'organisations sociales : les organisations de consommateurs, les organisations de défense de l'environnement, les organismes sous-fédéraux et les organisations du secteur de l'électricité. Les organisations de consommateurs ont cherché à faire modifier la réglementation afin d'assurer une forte protection des consommateurs et de leurs droits ainsi que la divulgation de renseignements concernant les achats d'électricité et les choix de sources d'énergie. Les groupes environnementaux ont soutenu ces objectifs, tout en cherchant à promouvoir l'efficacité énergétique, les objectifs environnementaux nationaux et les initiatives transfrontalières relatives à la qualité de l'air. Les organismes liés aux gouvernements sous-fédéraux peuvent faciliter les communications et la coordination par des moyens qui favorisent la protection de l'environnement. Enfin, les organisations du secteur de l'électricité, traditionnellement préoccupées par les questions de fiabilité et de sécurité, pourraient élargir leurs mandats de façon à inclure des mesures visant à améliorer la performance au point de vue environnemental. Ensemble, les activités des organisations de consommateurs et des groupes environnementaux ont une incidence qui favorise la protection de l'environnement, tandis que celles des organismes sous-fédéraux et des organisations du secteur de l'électricité pourraient avoir une telle incidence dans les années à venir.

Les organisations privées qui se préoccupent des répercussions environnementales du secteur de l'électricité sont beaucoup plus puissantes au Canada et aux États-Unis qu'au Mexique. Ces organisations ont eu, et continueront d'avoir, une influence importante sur les politiques, surtout depuis que le gouvernement fédéral américain a lancé le processus de déréglementation. Aux États-Unis et au Canada, les organisations de défense de l'environnement et les organisations de consommateurs ont participé activement aux débats et aux processus concernant la restructuration de l'industrie de l'électricité et l'accès direct aux fournisseurs d'électricité. Les groupes de défense de l'intérêt public aux États-Unis ont participé activement au processus de changement de la réglementation aux niveaux fédéral et sous-fédéral. Ces groupes militent plus particulièrement en faveur des objectifs suivants :

- exiger que tous les producteurs d'électricité soient soumis au jeu de la concurrence et que cette concurrence soit entière et loyale;
- veiller à ce que chacun puisse obtenir un service fiable et de qualité, et que les droits des consommateurs soient véritablement protégés;
- favoriser l'efficacité énergétique et étendre l'utilisation des sources d'énergie renouvelables;
- veiller à ce que soient répartis équitablement les avantages et les coûts de la restructuration du secteur de l'électricité;
- veiller à ce que la restructuration se traduise par de nouvelles formes d'exploitation de l'industrie qui facilitent l'atteinte d'objectifs nationaux en matière d'environnement et de santé publique;
- reconnaître et renforcer l'autorité régulière de l'État et des organismes de réglementation;
- exiger des fournisseurs d'électricité qu'ils divulguent l'information concernant les achats d'électricité;
- faire en sorte que des mesures d'atténuation des effets environnementaux et de protection des consommateurs soient mises en œuvre dans l'exploitation des installations fédérales utilisées par les administrations fédérales américaines responsables de la commercialisation de l'électricité¹⁸⁹.

Une tendance importante se dessine sur les marchés américain et canadien de l'électricité, où le choix du consommateur est un élément du programme de déréglementation, à savoir l'émergence de services énergétiques « de marque » qui permettent aux consommateurs de choisir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Un tel choix renforce le pouvoir considérable dont disposent les consommateurs, que ce soit à titre d'acheteurs individuels ou à titre de membres d'organisations de consommateurs.

¹⁸⁹ Les groupes qui militent en faveur de ces mesures législatives sont les suivants : Alliance for Affordable Energy, American Council for an Energy Efficient Economy, American Rivers, American Solar Energy Society, American Whitewater Affiliation, Biomass Energy Advocates, Citizen Action, Citizens Action Coalition of Indiana, Center for Energy Efficiency and Renewable Technologies, Conservation Law Foundation, Environmental Defense Fund, Environmental Law and Policy Center of the Midwest, Iowa SEED Coalition, Izaak Walton League of America, Minnesotans for an Energy Efficient Economy, National Center for Appropriate Technology, National Consumer Law Center, Natural Resources Defense Council, New England Flow, Northwest Conservation Act Coalition, Nuclear Information and Resource Service, People's Action for Clean Energy, Project for Sustainable FERC Energy Policy, Public Citizen, RENEW Wisconsin, River Alliance of Wisconsin, Solar Energy Industries Association, Southern Environmental Law Center, Sustainable New-Wealth Industries, 20/20 Vision, Union of Concerned Scientists et Wisconsin's Environmental Decade.

Les organisations de défense de l'environnement ont aussi joué un rôle important en encourageant la mise en œuvre d'initiatives transfrontalières, comme ce fut le cas avec l'*Environmental Defense Fund* (Fonds de défense de l'environnement), qui a réussi à amener les gouvernements américain et mexicain à signer un accord portant création de l'*International Air Quality Management Basin* (IAQMB, Bassin international de gestion de la qualité de l'air) dans le bassin atmosphérique El Paso-Ciudad Juárez.

Outre les groupes de revendication en faveur de l'environnement, d'autres organisations gouvernementales, à l'échelon de l'État aux États-Unis, de la province au Canada et même de l'État au Mexique, peuvent jouer un rôle important en facilitant le dialogue et la concertation, par la mise en œuvre de politiques au niveau sous-fédéral, dans chaque pays. Aux États-Unis et au Canada, des organismes tels que le NESCAUM et la *Grand Canyon Visibility Transport Commission* ont joué un rôle important en guidant le gouvernement fédéral dans l'élaboration de ses politiques environnementales.

Les organisations du secteur de l'électricité, qui ont pour responsabilité de promouvoir la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques en Amérique du Nord, tels le NERC et les conseils régionaux, ont traditionnellement travaillé dans le cadre de mandats institutionnels de portée étroite qui ne tenaient pas compte des questions de performance environnementale. À l'avenir, ces groupes pourraient également promouvoir l'amélioration de la performance environnementale, si les services publics membres de ces organisations veulent bien approuver l'élargissement de leurs mandats.

Jusqu'à maintenant, les institutions de l'ALÉNA ont fait très peu pour renforcer la capacité de ces organisations sociales ou pour les réunir dans des réseaux trilatéraux, transnationaux. Le champ ouvert à des initiatives dans ce domaine est immense.

D. Les politiques des pouvoirs publics

Étant donné le caractère fortement réglementé des industries de production de l'électricité et du gaz naturel et vu qu'il s'agit la plupart du temps de monopoles d'état, les gouvernements nationaux et sous-fédéraux jouent un rôle majeur dans la façon dont les forces issues de l'ALÉNA influent sur l'environnement. À cet égard, le mouvement en faveur de la déréglementation du secteur de l'électricité présente un intérêt tout particulier. C'est l'Alberta qui a pris les devants en 1993, suivie de la Californie en 1994. L'ouverture, en 1993, du secteur mexicain de la production aux investisseurs privés dans quatre domaines bien délimités s'inscrit également dans ce mouvement. Un autre processus important concerne l'intensification de la déréglementation du secteur du gaz naturel, qui a débuté au Canada et aux États-Unis dans les années 1980 et au Mexique, pour le transport et la distribution, en 1995. La déréglementation du secteur des chemins de fer aux États-Unis a également un rôle à jouer en ce qui concerne le charbon. Il convient également de mentionner les changements intervenus dans les politiques environnementales : à l'échelle internationale, engagements pris à Kyoto en décembre 1997 au chapitre du changement climatique; aux États-Unis, en novembre 1996, propositions concernant les matières particulaires et l'ozone de la basse troposphère; au Mexique, en décembre 1994, normes de l'INE sur le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote pour les sources fixes et les combustibles; enfin, au Canada, politiques concernant l'évaluation environnementale et système d'échange de crédits d'émissions de gaz à effet de serre mis en œuvre en Colombie-Britannique en novembre 1997.

Aucun des changements dans les politiques susmentionnées ne peut être attribué directement à la perspective ou aux conséquences de la mise en œuvre de l'ALÉNA. Toutefois, un grand nombre de ces changements sont nécessaires pour que les dispositions de l'ALÉNA concernant le commerce, les investissements et les approvisionnements puissent produire tous les avantages escomptés. Certains changements, comme la restructuration survenue en 1994 en Californie, pourraient être une réponse aux pressions induites par l'ALÉNA pour faire baisser les coûts des intrants. D'autres, comme l'ouverture du secteur mexicain de la production, sont intervenus en même temps que l'ALÉNA et étaient une manifestation de la même philosophie économique. D'autres encore, comme la déréglementation, en 1995, du secteur du gaz naturel au Mexique n'étaient pas seulement en harmonie avec l'esprit et la lettre de l'ALÉNA; mais au surcroît, ils ne pouvaient pas être pleinement mis en œuvre sans les dispositions de l'ALÉNA (qui garantissent les droits des investisseurs étrangers directs).

Ces changements apportés aux politiques des gouvernements fédéraux et sous-fédéraux, impulsés de manière largement indépendante, devraient avoir une incidence positive au chapitre de l'environnement, et ce de plusieurs façons. Comme il est mentionné ci-dessus, la loi californienne et plusieurs projets de loi étudiés par l'administration fédérale américaine permettent aux consommateurs d'acheter de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Les nouveaux consortiums mexicains dans le secteur du gaz, auxquels participent des investisseurs étrangers, utilisent des turbines à gaz à cycle combiné

respectueuses de l'environnement; ils introduisent également des normes internationales d'efficacité et de sécurité ainsi qu'une expertise en matière de véhicules fonctionnant au gaz naturel comprimé et d'équipement de consommation à haute efficacité et à faibles émissions, et ils permettent au Mexique de se doter de réseaux sûrs et efficaces. Grâce à eux, le traitement des sols contaminés est en passe de devenir une pratique courante. La déréglementation du secteur des chemins de fer aux États-Unis s'est traduite par une réduction des coûts, par un accroissement de l'utilisation relative de charbons à faible teneur en soufre de l'ouest des États-Unis, moins dommageables pour l'environnement, ainsi que par un élargissement de la base géographique de l'utilisation de ces charbons. Les normes américaines relatives aux matières particulaires et à l'ozone, ainsi que d'autres normes NAAQS permettront de réduire les émissions des centrales américaines et inciteront les autorités à régler plus rapidement le problème des installations protégées en vertu de droits acquis, tandis que le nombre croissant de zones où les normes ne sont pas respectées, combiné à la capacité accrue d'importer de l'électricité de régions éloignées, devrait mener à une réduction des concentrations et des contraintes dans les régions fortement affectées. Les règlements promulgués en 1994 par le Mexique et les lois canadiennes concernant l'évaluation environnementale ont des effets favorables similaires. Les systèmes d'échange de crédits d'émissions pourraient permettre de maximiser les avantages environnementaux à l'échelle de la région et de compenser les pressions en faveur de la production d'électricité à bas coût, dangereuse pour l'environnement, que l'intensification de la concurrence issue de l'ALÉNA pourrait entraîner.

Il est difficile d'évaluer les politiques fondamentales qui régissaient le secteur de l'électricité au moment de l'élaboration et de la mise en application de l'ALÉNA, parce que c'est à cette même époque environ que ce secteur a commencé à connaître des bouleversements dans les trois pays. Le secteur du gaz naturel est différent, puisque les changements entrepris aux États-Unis et au Canada dans les années 1980 étaient déjà largement implantés pendant la période de mise en œuvre progressive de l'ALÉNA, en 1992-1993. Des changements similaires ont été entrepris dans le secteur mexicain du gaz naturel en 1995, après l'entrée en vigueur de l'ALÉNA. Il n'est pas évident que l'ALÉNA ait constitué une cause directe et isolée des changements intervenus dans l'industrie mexicaine du gaz naturel. L'évolution de la réglementation du secteur du gaz naturel dans les trois pays sera également examinée dans la présente section.

1. L'électricité

Parallèlement à l'élaboration et à la mise en œuvre de l'ALÉNA, les États-Unis, le Canada et le Mexique ont adopté de nombreuses mesures indépendantes en vue de déréglementer le secteur de l'électricité. Bien que ce soit surtout la portée des changements apportés aux États-Unis qui ait retenu l'attention, il ne faut pas oublier que c'est l'Alberta qui a pris les devants en 1993, lorsqu'elle a décidé de mettre sur pied un marché libre de l'électricité (de gros) soumis à la plus pure concurrence qui soit sur le continent. Des données plus détaillées sur les mesures relatives à la réglementation adoptées par les États et les provinces aux États-Unis et au Canada (non au Mexique puisque tous les règlements concernant le secteur de l'énergie sont fédéraux) sont présentées à l'annexe H. Les tendances relatives à la réglementation du secteur de l'électricité au Mexique sont examinées dans la présente section.

a. Canada

Tout comme leurs homologues des États américains, les organismes de réglementation provinciaux au Canada jouent un rôle important en ce qui concerne le rythme de la déréglementation. L'Office national de l'énergie (ONE), un organisme fédéral, réglemente les exportations et les échanges interprovinciaux d'électricité, tandis qu'un organisme de réglementation fédéral distinct (la Commission de contrôle de l'énergie atomique) administre les dossiers relatifs à l'énergie nucléaire. Ce sont les autorités provinciales qui dirigent les mécanismes de fixation des prix pour la production, le transport et la distribution, qui délivrent les permis pour la construction de nouveaux réseaux à l'intérieur de la province et qui administrent également les marchés à l'intérieur de la province.

Même avant la mise en œuvre de mesures de restructuration visant à introduire la concurrence sur les marchés canadiens de l'électricité, tous les services publics d'électricité canadiens avaient des politiques concernant l'achat d'électricité auprès de sociétés productrices autres que de service public. En règle générale, le prix de cette électricité était fixé en fonction du coût de l'électricité à long terme estimé par chaque service public. Étant donné que les services publics canadiens, à l'exception de ceux de l'Alberta, sont dans leur grande majorité des sociétés d'état provinciales, ces politiques reflétaient les politiques des autorités provinciales concernant le développement de la production d'électricité destinée au marché intérieur et à l'exportation par des entreprises privées indépendantes.

Jusqu'à l'ouverture des marchés de gros aux États-Unis, accompagnée de l'exigence du traitement réciproque par les services publics participants, les producteurs indépendants d'électricité qui visaient le marché d'exportation devaient vendre leur électricité à un service public provincial, ou à une filiale, qui la revendait ensuite aux États-Unis. Afin de conserver leurs créneaux aux États-Unis, face à la restructuration en cours dans ce pays, les services publics de plusieurs provinces ont adopté des politiques et des tarifs pour le transport de gros qui reflètent le jeu de la concurrence sur ce marché. Ces politiques, et d'autres changements intervenus dans les politiques des gouvernements provinciaux au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et en Alberta, permettront aux producteurs indépendants d'électricité de bâtir en fonction des exportations et de payer un tarif basé sur le coût tant pour le transport que pour les services auxiliaires.

b. États-Unis

En avril 1994, la Californie a suivi l'exemple de l'Alberta avec un projet ambitieux, par la suite inscrit dans un texte de loi, destiné à supprimer progressivement les monopoles de distribution de l'électricité au détail et à offrir à tous les consommateurs la possibilité de s'alimenter directement sur les marchés de gros soumis au jeu de la concurrence. L'initiative de la Californie faisait suite à des changements, récents à l'époque, apportés à la législation fédérale (les premiers jalons en vue du libre accès sont inscrits dans l'*Energy Policy Act* [EPAct, Loi sur la politique énergétique] de 1992), ainsi qu'à des pressions exercées pour réduire les prix de l'électricité qui étaient alors élevés en Californie. Par ailleurs, une décision rendue en avril 1996 par la FERC, fondée sur l'EPAct, a forcé tous les propriétaires privés de lignes de transport à offrir à leurs concurrents la possibilité d'utiliser leurs réseaux à des conditions identiques à celles consenties à leurs propres établissements de production.

À la fin de 1997, dix États américains avaient signalé qu'ils mettaient fin à l'existence de leurs monopoles intégrés et le Congrès des États-Unis examinait de nombreux projets visant une restructuration de l'ensemble du secteur¹⁹⁰. Plusieurs des projets de loi étudiés par l'administration fédérale prévoient un délai avant que tous les consommateurs américains bénéficient de l'avantage dont jouiront les résidents de la Californie en 1998, soit la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité grâce à un réseau de transport dont l'exploitation sera indépendante de tout producteur¹⁹¹.

La restructuration du secteur de l'électricité découle également de certaines mesures nationales plus anciennes, comme la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA, Loi sur les politiques de réglementation des services publics) de 1978, qui ont contribué à l'émergence d'une production d'électricité diversifiée et soumise à la concurrence, entièrement indépendante des monopoles détenus traditionnellement par les services publics. Un réseau de transport en constante expansion dans les trois pays a favorisé les progrès dans la coopération internationale, bien avant la mise en œuvre de l'ALÉNA. Témoignent de cette coopération les associations telles que le NERC, le WSCC, le *Western Committee on Regional Electric Power Cooperation* (Comité de l'Ouest sur la coopération régionale en matière d'énergie électrique) et la *Western Systems Power Pool* (Bourse de l'électricité de l'Ouest).

Sous l'effet de la concurrence, le besoin d'ouvrir de nouveaux marchés s'est fait de plus en plus pressant. La perspective de vendre directement à des clients aussi payants que les entreprises à forte consommation d'électricité a eu l'effet d'un appel aux armes sur les producteurs indépendants d'électricité et sur les services publics qui souhaitent exporter de l'électricité. À mesure que la restructuration progresse aux États-Unis, les intérêts commerciaux des deux côtés de la frontière commencent à jouer un rôle de plus en plus actif dans le processus.

¹⁹⁰ En plus de la Californie, il s'agit des États de l'Illinois, du Maine, du Massachusetts, du New Hampshire, du Rhode Island, du Nevada, de l'Oklahoma, du Montana et de la Pennsylvanie (annexe H).

¹⁹¹ La date d'entrée en vigueur du système de vente publique d'électricité, le jour précédent, en Californie, initialement prévue pour le 1^{er} janvier 1998, a été repoussée au 1^{er} avril 1998, pour permettre des essais supplémentaires et une meilleure préparation des réseaux.

c. Mexique

Les changements dans la réglementation au Mexique ont suivi un rythme différent de celui observé aux États-Unis et au Canada. Les changements législatifs introduits en 1993 ne visaient pas la mise en place d'un marché de la production soumis au jeu de la concurrence. L'accent était plutôt mis sur l'ouverture du marché de la production aux investissements privés par le biais de quatre mécanismes, bien circonscrits : production indépendante, cogénération, production à petite échelle et autoproduction. Il semble que l'accent mis par l'administration du président Carlos Salinas sur la privatisation, la déréglementation et la libéralisation du commerce ait été à l'origine d'initiatives comme l'ALÉNA et la déréglementation connexe du secteur de la production d'électricité.

Jusqu'aux réformes de 1993, la constitution mexicaine interdisait aux producteurs d'électricité privés de transporter leur électricité sur le réseau, privilège exclusif de la CFE, propriétaire du réseau. Le besoin de réduire les déficits côté offre pour répondre à une demande croissante, combinés à l'insuffisance des ressources financières de la CFE, ont obligé cette dernière à s'engager officiellement à acheter les surplus de cogénération produits par les entreprises indépendantes, et le gouvernement à soutenir explicitement le principe de la privatisation de certains éléments du secteur de l'électricité.

La CFE aurait préféré que la privatisation de la production d'électricité se fasse par le mécanisme de construction-location-transfert, plutôt que par l'intermédiaire de producteurs externes (producteurs indépendants d'électricité) et de la cogénération, mais ce dernier modèle est plus acceptable du point de vue de l'efficacité. Avec le mécanisme de construction-location-transfert, des investisseurs privés financent tout simplement une centrale électrique, étant entendu que cette centrale sera louée à la CFE qui l'exploitera jusqu'à ce que les propriétaires aient recouvré leur investissement. La première centrale financée dans le cadre d'un tel arrangement, actuellement en construction, est la centrale Samalayuca II, dans l'État de Chihuahua. Le coût de cette centrale, d'une capacité de 690 MW, est évalué à environ 650 millions de dollars américains.

Le régime issu de l'ALÉNA accorde une importance majeure aux PIE. D'après les règlements de mise en application de la Loi sur le service public d'électricité, les entreprises privées peuvent investir dans des installations de production d'électricité d'une capacité supérieure à 30 MW. Ces installations sont possédées et exploitées par des groupes privés, mais toute l'énergie produite doit être vendue à la CFE ou à l'étranger. Le premier permis de PIE a été accordé à un consortium international dirigé par la société AES, des États-Unis, auquel participaient également la société japonaise Nichimen et la société mexicaine Hermes. La centrale, Mérida III, est une centrale au gaz naturel à cycle combiné, installée près de Mérida, dans l'État du Yucatán. Elle sera desservie par un nouveau gazoduc qui a également fait l'objet d'un appel d'offres auprès des investisseurs privés. La capacité initiale nette de la centrale sera de 484 MW et l'on estime l'investissement à 227 millions de dollars américains. Depuis l'appel d'offres pour Mérida III, les bas prix de l'électricité offerts par le consortium AES ont mis en évidence les avantages offerts par la production indépendante d'électricité et la CFE prévoit maintenant ouvrir un grand segment du marché de la production aux PIE (annexe F).

2. Le gaz naturel

La déréglementation du secteur du gaz naturel aux États-Unis et au Canada a commencé dans les années 1980, posant ainsi les premiers jalons intellectuels et pratiques vers la déréglementation du secteur de l'électricité, une décennie plus tard. La déréglementation du secteur du gaz naturel a également constitué une base importante qui a permis à la restructuration et à l'ALÉNA d'exercer pleinement leur effet.

a. Canada

La déréglementation du secteur du gaz naturel au Canada a commencé en 1985 avec la mise en œuvre d'accords en vertu desquels la fixation des prix du gaz naturel était dictée par les forces du marché, les ventes étant négociées directement entre les producteurs, les distributeurs et les gros consommateurs. Les accords comportaient également des changements dans les arrangements régissant l'exploitation et le rôle des gazoducs interprovinciaux et internationaux, ainsi que des conditions pour les ordonnances d'exportation à court terme de l'ONE (jusqu'à deux ans) et des méthodes plus souples pour déterminer le volume de gaz disponible pour l'exportation¹⁹².

En 1989, l'Accord de libre-échange canado-américain a levé plusieurs obstacles au commerce du gaz entre le Canada et les États-Unis, notamment l'analyse coût-bénéfice sur laquelle était basée la détermination des volumes de gaz disponibles pour l'exportation. En 1993, l'ONE a levé les restrictions sur les exportations de gaz vers la Californie, qui avaient été imposées en 1992 à la suite d'un différend au sujet des ventes à court terme. En 1987, le libre accès aux gazoducs fédéraux a été institué. Le libre-accès a ensuite été étendu aux gazoducs privés en 1995.

¹⁹² Secretaria de Energia, 1997, p. 44.

b. États-Unis

La FERC, par les arrêtés 491 et 509, a ouvert la voie, en 1988, à la libéralisation de l'accès aux gazoducs américains. L'année suivante, la FERC a éliminé les contrats obligatoires à long terme. Au début des années 1990, la FERC a amélioré le fonctionnement du système de libre-accès en imposant des amendes aux sociétés de gazoducs qui pratiquaient la sursouscription, en intégrant les systèmes électroniques de gestion des canalisations (arrêté 636 en 1992) et en dissociant les services de transport et de stockage (arrêté 636). Par la suite, dans une clarification de l'arrêté 636, la FERC a envisagé la possibilité de mettre en place des interconnexions entre les sociétés de gazoducs de différents États, qui seraient assujetties à une autorisation fondée sur des critères tels que le pouvoir de marché, le traitement des sociétés affiliées et l'incidence sur les consommateurs¹⁹³.

c. Mexique

Au Mexique, la déréglementation du transport et de la distribution du gaz naturel a commencé en 1995 dans le cadre du programme de libéralisation économique et commerciale lancé au milieu des années 1980 et dans le cadre du programme d'encouragement des investissements mis sur pied pendant la crise économique de 1995. Cette déréglementation est conforme à l'esprit et à la lettre de l'ALÉNA. Des lois adoptées en 1995 par le Congrès mexicain ont privatisé partiellement le transport et la distribution du gaz naturel au Mexique, permettant à la société pétrolière d'état, Petróleos Mexicanos (PEMEX), de récupérer des ressources auparavant affectées à ces sous-secteurs et de les utiliser pour accroître sa capacité de production de gaz naturel. Bien que ces changements n'aient pas été recherchés explicitement par l'ALÉNA, ils n'en constituent pas moins un prolongement logique.

Les changements permettent la participation privée au transport, à la distribution et au stockage du gaz naturel, PEMEX conservant l'exclusivité de l'exploration, de l'extraction et du traitement. Selon la nouvelle législation, les groupes privés peuvent utiliser les canalisations de PEMEX pour transporter le gaz, en fonction de leurs besoins. En vertu des dispositions de l'ALÉNA concernant les investissements, les investisseurs privés des États-Unis et du Canada ont accès à ce secteur.

(i) Rôle des entreprises privées au Mexique

En vertu des nouvelles lois adoptées en 1995 et de la sécurité offerte par les dispositions de l'ALÉNA concernant les investissements étrangers directs, les entreprises nord-américaines et européennes soumissionnent pour des concessions de distribution dans des régions particulières du Mexique. Les participants recherchent des concessions multiples, qui sont limitées aux régions où sont concentrés des consommateurs industriels et résidentiels. Par conséquent, les soumissionnaires qui s'intéressent au secteur mexicain de la distribution du gaz ont tendance à ne pas se concentrer sur un seul projet, mais à en viser plusieurs, ce qui s'explique par le fait qu'une participation dans un certain nombre de régions peut être justifiée dans ces secteurs. Par ailleurs, les entreprises actives dans plus d'une région d'approvisionnement en gaz peuvent tirer profit des synergies éventuelles. Parmi ces synergies, citons la possibilité de vendre du gaz à des consommateurs résidentiels, de servir des clients industriels actifs dans les deux régions et d'appliquer les connaissances acquises dans une région, concernant les caractéristiques du marché et les habitudes des clients, dans une autre.

Dans le secteur de la distribution du gaz, les sociétés étrangères détiennent des connaissances et des technologies que le secteur privé mexicain n'a pas pu développer suffisamment jusqu'à maintenant, du fait que ce secteur était étroitement réglementé. Par conséquent, les investissements étrangers permettent la mise en place d'une série de structures axées sur les affaires qui assurent le développement rapide du secteur de la distribution du gaz conformément aux normes internationales d'efficacité et de sécurité. Les sociétés étrangères qui participent au marché apportent avec elles tout un ensemble de compétences :

- Elles possèdent une connaissance approfondie des marchés du gaz et de la réglementation acquise dans leurs pays d'origine, ainsi qu'une expertise dans le développement de marchés régionaux du gaz, comme dans le cas de NorAm Energy ou de Pacific Enterprises-Enova. Cette dernière a une grande expérience dans la région de la Californie située entre Los Angeles et San Diego, ce qui sera un atout essentiel lorsque viendra le moment d'accroître l'intégration des marchés du gaz et de l'électricité de la région nord-ouest du Mexique et du sud de la Californie.
- Lorsqu'une société étrangère participe au marché de la distribution du gaz dans le sud des États-Unis, il s'établit également un lien entre le marché mexicain et le marché américain qui facilite l'adaptation aux préférences des consommateurs, aux normes de sécurité et à la réglementation gouvernementale. Ce lien facilite également la compréhension des marchés régionaux, ce qui aidera un producteur national à mieux saisir les moteurs de la demande de gaz et les préférences des consommateurs (une telle compréhension n'est pas nécessairement évidente).

¹⁹³ *Ibid.*, p. 43.

- Elles possèdent une connaissance approfondie des progrès techniques dans le domaine de la distribution du gaz, tels que la mesure en temps réel des débits de gaz, la lecture des compteurs à distance, les systèmes interactifs avec les clients, les systèmes de facturation et l'équipement destiné aux clients (équipement à faibles émissions et à haute efficacité, véhicules fonctionnant au gaz naturel comprimé).
- Bien que, contrairement à la production d'électricité, la distribution du gaz ne requière pas une technologie complexe, des progrès techniques sont toujours possibles dans l'adaptation de la technologie existante aux besoins des consommateurs. En ce qui a trait aux canalisations, les investisseurs étrangers ont une vue intégrée des réseaux de canalisations principales et des canalisations de service. La canalisation principale est installée dans la rue, et la canalisation de service relie la canalisation principale aux compteurs du consommateur. Des normes rigoureuses d'efficacité, de sécurité et de coût régissent l'exploitation de ces réseaux.
- Les sociétés étrangères sont dotées de forces qui leur sont propres. Les sociétés de distribution européennes apportent leur expérience dans les régions urbaines à forte densité de population. Les investisseurs américains, notamment les investisseurs californiens, ont de l'expérience dans la gestion de réseaux conçus spécialement pour les régions où les risques sismiques sont importants. Les groupes étrangers ont également de l'expérience dans la construction de réseaux dans des sols contaminés et dans l'utilisation des produits chimiques qui sont parfois nécessaires dans de telles circonstances.
- Les sociétés étrangères participent à la distribution du gaz, mais il arrive que leurs intérêts dans le secteur de l'énergie ne se limitent pas au gaz. C'est le cas de Repsol et de Shell (bien que Shell ait déjà participé aux appels d'offres, sans avoir encore fait partie d'une équipe gagnante). Shell, par exemple, est un partenaire de PEMEX dans le raffinage du pétrole, dans une installation à Deer Park, et un producteur de lubrifiants et de produits destinés à l'industrie pétrochimique.
- Les sociétés étrangères qui investissent au Mexique ont également de l'expérience dans les techniques de gestion pour la planification à long terme, tant dans la comptabilité des prix de revient que dans les stratégies d'affaires en fonction des risques du marché et des risques économiques. Le marché du gaz fait face à des risques concernant les prix futurs et la croissance du marché, qui dépendent des moteurs de la demande intérieure. La gestion de ces risques requiert des techniques que les petites entreprises mexicaines n'ont pas pu acquérir jusqu'à maintenant, et certaines de ces petites entreprises se sont associées aux investisseurs étrangers.
- Les investisseurs étrangers au Mexique sont des sociétés internationales qui ont acquis de l'expérience dans leurs pays d'origine. Leur caractère international, même si leurs activités se limitent à deux pays, facilite leur participation sur des marchés qui auront de plus en plus tendance à s'intégrer, entre lesquels les frontières auront de plus en plus tendance à disparaître. Le commerce et les transactions financières entre le Mexique et les autres pays apporteront des avantages aux sociétés internationales et la participation de ces dernières sur les marchés intérieurs du gaz permettra au Mexique de bénéficier de ces avantages, sous une forme ou sous une autre.

3. Le charbon

Dans le cas des États-Unis, les changements apportés aux politiques concernant le transport entre États ont pu contribuer à un accroissement du commerce du charbon. La restructuration du secteur des chemins de fer aux États-Unis est largement considérée comme étant à l'origine de la réduction des coûts de transport du charbon vers les centrales américaines, ce qui a permis à ces dernières de remplacer les variétés de charbon à forte teneur en soufre par du charbon à faible teneur en soufre et, partant, de respecter plus facilement et à moindres frais les normes plus rigoureuses concernant les émissions de SO_x imposées par le *Clean Air Act* de 1990. De même, depuis 1995, la baisse des coûts de transport par rail a facilité les exportations de charbon américain vers la CFE.

L'incidence de ces changements apportés à la réglementation sur la production du charbon aux États-Unis a été perceptible. Comme nous l'avons fait remarquer dans la section sur le commerce du charbon, le charbon de l'ouest se caractérise par une faible teneur en soufre, contrairement à la plupart des charbons de l'Est dont la teneur en soufre est plus élevée. À mesure que les services publics se sont approvisionnés de préférence en charbon à faible teneur en soufre, pour réduire les émissions de SO_x , la consommation de charbons de l'ouest a augmenté. En conséquence, la part de la production de charbon dans le premier

État producteur de charbon de l'ouest, le Wyoming, dans la production totale des États-Unis s'est accrue, tandis que la plupart des grands États producteurs de charbon de l'est voyaient leurs parts du marché se rétrécir (tableau 10).

Tableau 10 Évolution de la production de charbon aux États-Unis

Principaux producteurs de charbon de l'ouest										
État	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Arizona	1,28	1,31	1,16	1,30	1,32	1,22	1,29	1,21	1,07	1,02
Colorado	1,57	1,73	1,84	1,84	1,75	2,06	2,47	2,51	2,25	2,55
Montana	4,24	3,93	3,84	3,80	3,83	3,90	4,02	4,04	3,57	3,60
Nouveau-Mexique	2,33	2,34	2,37	2,18	2,34	2,74	2,90	2,69	2,35	2,51
Dakota du Nord	2,93	3,16	2,97	2,93	3,07	3,27	3,25	3,06	2,82	2,70
Texas	5,70	5,46	5,51	5,46	5,46	5,62	5,50	5,03	5,23	4,86
Wyoming	16,73	17,76	17,77	19,29	19,24	20,27	23,00	24,44	25,93	25,81
Principaux producteurs de charbon de l'est et du Midwest										
Alabama	2,81	2,85	2,85	2,76	2,61	2,56	2,55	2,26	2,43	2,37
Illinois	6,49	6,52	6,11	6,03	6,16	5,70	4,54	4,75	4,79	4,06
Indiana	3,40	3,28	3,54	3,39	3,20	2,90	3,03	2,78	2,52	2,94
Kentucky	16,69	15,83	16,65	16,27	15,91	16,16	16,18	15,06	14,51	14,23
Ohio	3,58	3,39	3,34	3,21	2,92	2,90	2,93	2,60	2,54	2,74
Pennsylvanie	7,51	7,21	7,12	6,48	6,74	6,62	5,98	5,83	6,28	6,45
Virginie	5,00	4,87	4,64	4,38	4,20	4,23	3,92	3,53	3,27	3,35
Virginie-Occidentale	4,70	15,75	15,56	16,22	16,69	15,59	14,18	15,89	16,00	16,36

Pourcentage de la production américaine totale.

Source : Office of Surface Mining, US Department of the Interior.
Les données correspondent aux exercices financiers américains.

4. Les politiques sur l'environnement

Le Protocole de Kyoto, une politique environnementale négociée par les signataires de la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique, à la fin de 1997, est vraisemblablement appelé à avoir des répercussions très profondes sur le secteur de l'électricité. À l'échelle nationale, ce sont probablement les mesures visant à améliorer la qualité de l'air régionale et locale qui constitueront le plus lourd des nouveaux fardeaux imposés aux services publics d'électricité. Dans tous les cas, ces changements dans les politiques ne sont pas liés à l'ALÉNA.

a. États-Unis

Aux États-Unis, deux changements majeurs au chapitre de la réglementation environnementale auront une incidence sur l'industrie de la production d'électricité. Le premier est la mise en œuvre du système d'échange des crédits d'émissions à l'échelle nationale, conformément aux modifications apportées en 1990 à la *Clean Air Act*. Le second concerne les efforts déployés par l'*Environmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection de l'environnement) en vue de renforcer les normes d'émission pour les matières particulaires et les précurseurs de l'ozone.

L'EPA a proposé et mis en œuvre des normes nationales de qualité de l'air ambiant (NAAQS) pour les matières particulaires et l'ozone de la basse troposphère en novembre 1996. On s'attend à ce que ces normes, qui sont fondées sur des données toxicologiques et épidémiologiques humaines, aient une incidence considérable sur les secteurs industriels réglementés. Bien que la proposition ait fait l'objet de critiques vigoureuses de la part de divers secteurs des industries touchées, des sondages ont montré que le public était largement en faveur des nouvelles normes, qui bénéficient également du soutien du président et du vice-président des États-Unis. Les efforts déployés au Congrès pour obtenir un vote à l'encontre des mesures avant la fin de la session législative de 1997 n'ont pas abouti.

(i) Normes actuelles concernant les matières particulaires et l'ozone

Les matières particulaires proviennent en grande partie d'installations de combustion telles que les centrales électriques ou les grands incinérateurs. Les précurseurs de l'ozone (des polluants qui causent la formation d'ozone dans la basse atmosphère) proviennent généralement de sources mobiles, comme les gaz d'échappement des automobiles, et de sources fixes, comme les fumées des cheminées industrielles et les installations de production d'électricité.

Les règlements actuels concernant les matières particulaires limitent les concentrations de particules de taille inférieure ou égale à 10 microns (PM_{10}) à 50 microgrammes par mètre cube par an, et à 150 microgrammes par mètre cube par jour. La norme proposée limite la concentration des matières particulaires de taille égale ou inférieure à 2,5 microns ($PM_{2,5}$) à 15 microgrammes par mètre cube par an et à 50 microgrammes par mètre cube par jour. L'EPA a également proposé de conserver les normes actuelles pour les PM_{10} afin que les particules plus grosses continuent de faire l'objet d'une réglementation.

La norme actuelle concernant l'ozone est de 0,12 partie par million, mesurée sur une heure. La nouvelle norme de l'EPA fixe la concentration maximale à 0,08 partie par million pendant huit heures. L'EPA a également soumis plusieurs autres solutions, comme une concentration d'ozone de 0,09 partie par million sur une période de huit heures et une gamme de concentrations variant de 0,07 partie par million pendant huit heures à 0,12 partie par million pendant une période d'une heure (la norme actuelle). Pour les deux nouvelles normes, l'EPA a également spécifié la façon dont la conformité avec ces normes serait vérifiée. Les plans qui seraient adoptés pour respecter toute norme définitive devraient être déposés en 2002 pour les matières particulaires et en 2000 pour les stratégies de lutte contre l'ozone. Les délais pour atteindre la pleine conformité seraient fixés à plusieurs années plus tard pour les deux types d'émissions.

Le Congrès a désigné spécifiquement six polluants atmosphériques visés par la *Clean Air Act* pour lesquels l'EPA fixera des normes nationales de qualité de l'air. Il s'agit de l'ozone, des matières particulaires, des oxydes d'azote, du monoxyde de carbone, des oxydes de soufre et du plomb. Le Congrès a statué que ces normes devraient être revues au moins tous les cinq ans par l'EPA, afin de tenir compte de l'évolution des connaissances scientifiques, et que les propositions de modification devraient être fondées uniquement sur les meilleures connaissances scientifiques existant à ce moment-là au sujet des répercussions sur la santé humaine, et non sur les répercussions économiques. Une période de 60 jours est prévue pour permettre aux parties intéressées de commenter la proposition.

On s'attend à ce que le nombre de comtés américains où les normes ne sont pas respectées passe de 106 à environ 250, comme le montre la figure 7. Les efforts se multiplieront donc pour éliminer les divergences dans la réglementation qui avantagent actuellement les installations protégées en vertu de droits acquis aux termes de la *Clean Air Act* actuelle. Par ailleurs, le nombre accru de régions où les normes ne sont pas respectées aura également une incidence importante sur les lieux d'implantation des nouvelles centrales électriques aux États-Unis et sur le processus de délivrance de permis pour ces installations.

Il y aura de nouvelles régions aux États-Unis où l'implantation de nouvelles centrales risque tout simplement de ne pas être rentable. Un grand nombre des zones où l'on prévoit que les normes ne seront pas respectées se situent dans les régions du pays où la croissance rapide de la demande provoquera une demande accrue pour une nouvelle capacité de production, notamment dans des régions où les réseaux de transport actuels ne permettent pas d'importer de grandes quantités d'électricité d'autres régions. La restructuration des importations à l'échelle de la région et les progrès technologiques pourraient donc mener à une réduction de la concentration géographique des centrales électriques, ce qui aurait des effets positifs pour l'environnement.

b. Mexique

Au Mexique, plusieurs initiatives importantes au chapitre des politiques dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement auront une incidence sur la structure de la consommation d'énergie dans le pays et sur les émissions de polluants liées à l'énergie. Ces initiatives concernent la mise en œuvre de nouvelles normes environnementales, des directives en matière de politique énergétique et la déréglementation de sous-secteurs clés du secteur de l'énergie, notamment du sous-secteur du gaz naturel. Voici un aperçu des réalisations dans les domaines de la politique environnementale et de la politique énergétique.

(i) La pollution atmosphérique

En décembre 1994, l'*Instituto Nacional de Ecología* (INE, Institut national d'écologie) a publié deux normes qui ont eu une incidence profonde sur les politiques en matière de pollution atmosphérique et d'énergie au Mexique. Les normes, NOM-ECOL-085-1994 et NOM-ECOL-086-1994, visent respectivement les émissions admissibles de SO_x et de NO_x par des sources fixes ainsi que la qualité des combustibles.

La norme NOM-ECOL-085-1994 définit une série de zones géographiques pour lesquelles sont spécifiés des niveaux d'émission des deux polluants (tableau 11). La norme NOM-ECOL-086-1994 spécifie les caractéristiques que devront posséder les combustibles à base de pétrole produits par PEMEX et destinés aux sources fixes et mobiles de pollution. Les spécifications concernent diverses caractéristiques des essences, du diesel, du gaz naturel et du mazout, telles que la teneur en plomb, la pression de vapeur, la teneur en soufre, la teneur en benzène et en oléfines, et les cendres. Certains des combustibles améliorés ont déjà été mis en vente sur plusieurs marchés régionaux, telle la nouvelle essence sans plomb de qualité supérieure (dite « super »).

Tableau 11 Limites d'émission imposées au Mexique pour les polluants visés par la loi

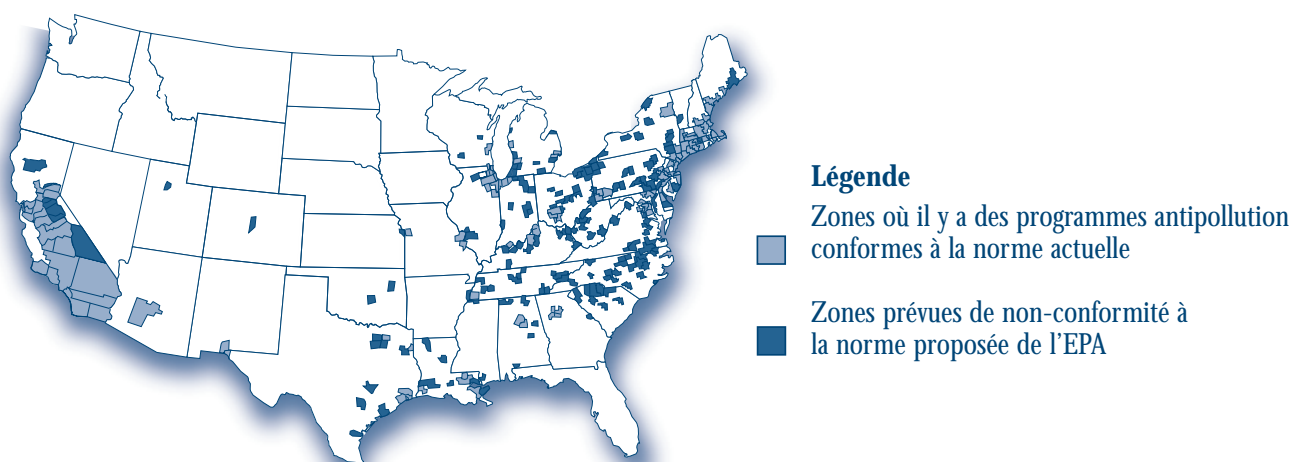
Polluant	ZMCM 1*	Zones critiques**	Reste du pays
1994-1997 (31 décembre)			
SO_2	1,65	3,30	5,16
NO_x	0,23	0,41	0,59
PM	0,05	0,25	0,39
Au début de 1998			
SO_2	1,13	2,26	4,53
NO_x	0,16	0,16	0,55
PM	0,04	0,19	0,27

Sources de plus de 110 000 MJ/h, combustibles liquides. Chiffres en livres par million de BTU d'apport énergétique.

*Par ZMCM, on entend la zone métropolitaine de la ville de Mexico. **Les zones critiques sont les suivantes : zones métropolitaines de Monterrey et Guadalajara, Ciudad Juárez, le corridor Coatzacoalcos-Minatitlán, le corridor Irapuato-Salamanca-Celaya, le corridor Tula-Vito-Aspasco, le corridor Tampico-Cd. Madero-Altamira et Tijuana.

Source : NOM-ECOL-085-1994, tableaux 1 et 2.

Figure 7 Zones actuelles et prévues de non-conformité avec les normes de l'EPA concernant l'ozone¹⁹⁴



Zones de non conformité à la norme proposée de l'EPA concernant l'ozone (0,08 mg/l, 3e valeur maximale moyenne sur 8 h)

Source : US Environmental Protection Agency, 1996.

¹⁹⁴ On peut voir cette carte en couleur à l'adresse électronique suivante : < <http://tnwww.rtpnc.epa.gov/naqspro/ozone2.gif> > .

c. Canada

(i) La coopération fédérale-provinciale

En vertu du système canadien de compétences fédérales-provinciales, les gouvernements fédéral et provinciaux élaborent conjointement des politiques environnementales. Très souvent, le gouvernement fédéral élabore une politique afin de permettre la mise en œuvre d'accords internationaux ou régionaux. Par contre, ce seront les gouvernements provinciaux qui élaboreront les programmes et les règlements nécessaires pour assurer le respect des normes. Parmi de récents exemples, citons l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air et le Plan de gestion des NO_x/COV élaboré par la Commission économique des Nations Unies pour la Convention européenne sur la pollution atmosphérique transfrontalière à grande distance. Des ententes de coopération similaires devront être signées avec les gouvernements provinciaux pour permettre la mise en œuvre en vertu des nouveaux accords, tel le Protocole de Kyoto.

(ii) L'évaluation environnementale

L'un des changements les plus importants au chapitre des politiques environnementales canadiennes en ce qui concerne les services publics d'électricité a été la promulgation de lois d'évaluation environnementale dans toutes les provinces et à l'échelon fédéral. En vertu de ces lois, dans le cadre du processus de délivrance de permis, les promoteurs de projets doivent s'astreindre à un processus d'analyse à plusieurs étapes en vue de déterminer les répercussions environnementales cumulatives et à long terme de leurs projets et ils doivent élaborer des plans d'atténuation. Très souvent, le public a l'occasion de se faire entendre tout au long du processus. Parfois, un comité d'évaluation environnementale peut exiger une audience publique complète.

(iii) L'échange de crédits d'émissions de gaz à effet de serre

En novembre 1997, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé la mise en place d'un système volontaire d'échange de crédits d'émissions de gaz à effet de serre. En vertu de ce système, les entreprises qui veulent investir dans la réduction des gaz à effet de serre sont autorisées à acquérir des crédits en dehors du lieu de leurs installations afin d'atteindre les objectifs de réduction fixés, ou à retenir des crédits dans l'attente de règlements futurs. Dans le cadre du programme initial, l'une des deux parties à l'échange doit exploiter une entreprise en Colombie-Britannique; toutefois, les gouvernements fédéral et provincial ont été invités à participer au programme à titre de coparrains. La participation d'autres gouvernements permettrait d'accroître le nombre et la diversité des participants éventuels. Le programme aura des répercussions dans la mise au point de technologies plus efficaces de production et de conservation puisque les investisseurs pourront recevoir des crédits enregistrés pour des investissements dans des projets concernant l'électricité verte et l'efficacité énergétique.

De tels échanges ont lieu ailleurs au Canada et parfois même entre le Canada et les États-Unis. Récemment, Ontario Hydro a annoncé qu'elle achèterait des crédits d'émissions équivalant à 10 000 tonnes métriques de CO₂ de la société Southern California Edison (SCE) qui a réussi à surpasser l'objectif de réduction de ses émissions de 2 millions de tonnes par an d'ici l'an 2000. Les réductions additionnelles que la SCE réalisera en vertu de l'accord *Climate Challenge* avec le ministère américain de l'Environnement seront échangées avec Ontario Hydro dans le cadre d'un programme de démonstration¹⁹⁵. Les émissions de carbone d'Ontario Hydro ont augmenté depuis que la perte de capacité consécutive à la fermeture de centrales nucléaires a été compensée par une augmentation de la production dans les centrales alimentées au charbon, ce qui a poussé la société à se procurer ailleurs les crédits nécessaires pour lui permettre d'atteindre ses objectifs volontaires de réduction des émissions.

¹⁹⁵ *Daily Power Report*, 15 décembre 1997.

5. Les tendances dans les politiques internationales sur l'environnement

Le Protocole de Kyoto fournit la base de ce qui pourrait être des changements importants dans les politiques nationales en matière d'énergie et d'environnement aux États-Unis et au Canada, et ouvre la voie à de possibles réalisations importantes dans ce domaine au Mexique¹⁹⁶. Les délégations américaine et canadienne à Kyoto se sont engagées à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 7 % et 6 %, respectivement, par rapport aux niveaux d'émission de 1990, pendant la période 2008-2012. Les trois pays de l'ALÉNA se sont prononcés en faveur de l'inclusion, à l'article 12 du Protocole, du principe des échanges d'émissions, ces échanges faisant partie de l'ensemble de mécanismes visant à encourager les réductions d'émissions – dites « réductions d'émissions certifiées » (REC) – mis en place dans le cadre du « mécanisme de développement propre » (MDP). Les détails d'un tel système devaient être précisés lors d'une réunion ultérieure des Parties au Protocole, à la fin de 1998, et les échanges d'émissions ne sont pas encore explicitement sanctionnés en vertu du Protocole¹⁹⁷.

La fluidité du secteur de l'électricité en Amérique du Nord laisse à penser que les changements rapides se poursuivront pendant plusieurs années avant que des orientations à long terme ne se dessinent. En fait, les répercussions à long terme de la déréglementation des secteurs de l'électricité en Amérique du Nord dépendent de décisions politiques à venir ou qui sont prises actuellement. Il est fort probable que les répercussions du secteur sur l'environnement évoluent rapidement. La partie suivante, « Les répercussions environnementales et les indicateurs », permet de cerner les éléments qui pourraient servir de base à un programme permanent de collecte de données, de recherche et d'analyse.

¹⁹⁶ *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, 10 décembre 1997.

¹⁹⁷ L'une des sections du protocole de Kyoto susceptible de présenter un intérêt particulier pour les gouvernements des États-Unis, du Canada et du Mexique, dans la perspective de l'ALÉNA, est l'article 4.6 qui fournit la base sur laquelle des organisations vouées à l'intégration économique régionale peuvent prendre des engagements en tant que groupe (aux termes de l'article 23). Ainsi, un engagement au titre de l'ALÉNA pourrait paver la voie à une initiative d'échanges régionaux d'émissions entre les États-Unis, le Canada et le Mexique.

V. Les répercussions environnementales et les indicateurs

Le milieu ambiant peut être soumis à des pressions qui s'exercent sur l'un ou l'autre de ses aspects et qui résultent des interactions entre les émissions atmosphériques et le biote. La présente partie complète celle consacrée aux liens avec l'environnement par une analyse des répercussions environnementales possibles et elle définit des indicateurs spécifiques qui pourraient être utilisés pour mesurer les changements environnementaux au cours du temps. Ces indicateurs ne sont pas limités aux dimensions environnementales et aux pressions ou facteurs favorables; ils tiennent compte également des principales causes de ces pressions ou des facteurs d'atténuation potentiels. La relation entre les liens avec l'environnement et les répercussions environnementales est résumée à la figure 8, dans laquelle sont représentées quatre grande catégories de répercussions environnementales : les émissions atmosphériques, la pollution de l'eau, la production de déchets solides et les changements dans l'utilisation des terres (y compris les répercussions sur le biote).

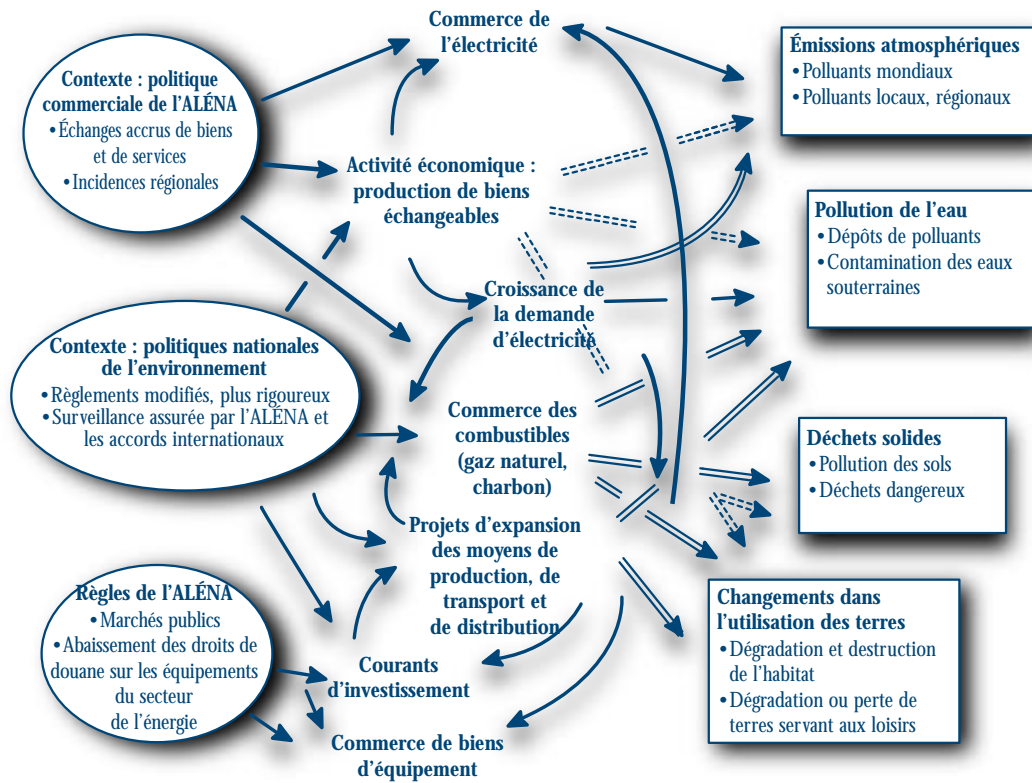
En règle générale, les pressions environnementales qui résultent d'une demande croissante d'électricité et du commerce de cette forme d'énergie au Canada, au Mexique et aux États-Unis seront fonction des deux grands facteurs suivants : d'une part, le degré de fermeté des règlements nationaux sur l'environnement qui régiront les centrales existantes et, d'autre part, l'incidence de la production des combustibles liée à l'avènement de techniques de production plus modernes. D'un côté, les centrales utilisant de nouvelles technologies remplaceront les centrales existantes et ces dernières réduiront donc leur activité, avec pour conséquence une réduction des pressions sur l'environnement; de l'autre, cependant, ces améliorations pourraient être annulées, dans la même proportion, par un accroissement des pressions dans d'autres domaines, telles les pressions associées à la production et à la livraison des combustibles utilisés par les nouvelles technologies. Il est possible de surveiller et d'évaluer les répercussions sur l'environnement dans une région ainsi que leur déplacement vers d'autres régions à la suite de changements apportés à la répartition géographique des activités du secteur en faisant appel à des indicateurs de performance environnementale.

Des marchés de l'électricité soumis à une plus vive concurrence peuvent avoir sur l'environnement des effets aussi bien bénéfiques que néfastes. D'une part, des marchés plus libres sont susceptibles de contribuer à une détérioration de la qualité de l'environnement, car ils peuvent prolonger la durée de vie économique et accroître le niveau d'activité des centrales au charbon, les principales sources d'émissions atmosphériques aux États-Unis¹⁹⁸. La concurrence peut également conduire à l'abandon de certains instruments de réglementation aux fins d'atteindre des objectifs d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, d'où une consommation accrue, du fait que le rôle traditionnel de la réglementation économique sera centré sur les éléments monopolistiques du système, en l'occurrence l'infrastructure de transport et de distribution. D'autre part, à long terme, les pressions exercées sur l'environnement peuvent être atténuées puisque le passage à la libre-concurrence sur le marché de l'électricité présente des possibilités d'amélioration des centrales existantes, en facilitant l'adoption plus hâtive de technologies nouvelles plus propres, notamment les turbines au gaz naturel à cycle combiné¹⁹⁹. En outre, s'il est vrai que l'abandon de la réglementation économique des centrales électriques a pour effet de réduire les incitatifs en faveur de la conservation, il faut admettre qu'il offre également aux organisations sociales la possibilité de négocier la mise en place de meilleurs mécanismes de réglementation en vue de poursuivre les objectifs de conservation de l'énergie par l'entremise de nouvelles institutions.

¹⁹⁸ Pour donner une idée de l'ampleur du problème, mentionnons que les vieilles centrales au charbon rejettent dans l'atmosphère, toutes proportions gardées, entre cinq et dix fois plus de SO₂ et entre deux à trois fois plus de NO_x que les nouvelles centrales au charbon. Natural Resources Defense Council et coll., 1997, *op.cit.*, p. 37.

¹⁹⁹ Une installation équipée de turbines au gaz naturel produit entre 33 % et 50 % du CO₂ que produit une installation au charbon.

Figure 8 Liens entre le commerce, le secteur de l'énergie et l'environnement



Source : US Energy Information Administration.

Des marchés de l'électricité soumis à une plus vive concurrence et plus intégrés entraîneront vraisemblablement un accroissement de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité aux États-Unis, au Mexique et au Canada. Les pressions exercées par le jeu de la concurrence pourraient se traduire par des investissements accrus dans les nouvelles technologies de production, plus compétitives, notamment les turbines alimentées au gaz naturel et fonctionnant en cycle combiné. Ces nouvelles installations pourraient remplacer les centrales plus coûteuses, comme les centrales nucléaires et les centrales alimentées au mazout, ainsi que les centrales qui ont une performance environnementale relativement faible, telles les anciennes centrales au charbon. Ces changements auraient tendance à influencer sur les émissions de SO_x , de CO_2 et de NO_x .

La croissance de la demande de gaz naturel s'accompagnera d'une croissance des investissements dans les domaines de la production, du transport et de la distribution du gaz naturel, ainsi que dans celui de l'équipement nécessaire pour la combustion du gaz naturel, à la place des autres combustibles. Les prix du gaz naturel pourraient avoir tendance à augmenter, d'où un écart plus grand entre le gaz et le charbon susceptible d'encourager la consommation de charbon à la place du gaz dans les installations mixtes et le recours aux centrales au charbon plutôt qu'aux centrales au gaz. Tout compte fait, cependant, il semble vraisemblable que la tendance générale en faveur d'une utilisation accrue du gaz naturel se traduira par des avantages du point de vue de l'environnement, sauf dans les régions où les centrales au charbon actuellement à l'arrêt pourraient produire des quantités importantes d'électricité.

Bien que la production de gaz naturel ait effectivement des répercussions non négligeables sur l'environnement, les avantages offerts par la consommation de gaz pourraient compenser les coûts. La combustion du gaz naturel est plus efficace et les possibilités d'utilisation de la chaleur résiduelle sont plus grandes; les émissions de carbone et de SO_x qui accompagnent la combustion du gaz naturel sont également plus faibles. Cependant, si l'on ne prend pas garde d'utiliser des dispositifs antipollution adéquats, la combustion du gaz peut produire des émissions plus importantes d'oxydes d'azote, des précurseurs de l'ozone troposphérique.

Les pressions sur l'environnement qui accompagnent une augmentation du commerce du gaz naturel sont importantes. De 1990 à 1995, les émissions de gaz à effet de serre dues à la production de gaz naturel ont augmenté de 29 252 kilotonnes à 35 449 kilotonnes d'équivalent- CO_2 , ce qui représente une hausse de 21 %²⁰⁰. Une proportion importante de cette augmentation résulte directement de l'accroissement du commerce. Par exemple, la production de gaz naturel de l'Alberta a augmenté de 41 % entre 1990 et 1994, et environ 65 % de cette augmentation sont attribuables à l'accroissement des exportations vers les États-Unis²⁰¹. Si l'on analyse l'évolution de la proportion des exportations par rapport à la production de gaz naturel au Canada, on constate que les exportations ont augmenté d'environ 90 %, tandis que la consommation intérieure a augmenté de 27 % au cours de la période allant de 1990 à 1995.

La restructuration et une certaine privatisation limitée du secteur de l'électricité se traduiront par des pressions accrues sur les services publics, qui chercheront à devenir plus concurrentiels, à réduire leurs coûts et à étendre leurs marchés. Tout cela pourrait les inciter à exploiter plus intensément des centrales moins coûteuses et largement dépassées. Ils pourraient également avoir tendance à délaisser les centrales nucléaires, très coûteuses, et les ressources renouvelables. Toutes ces tendances auraient pour effet d'accroître les émissions de SO_x , de NO_x et de CO_2 .

Dans ses plans de développement, le Mexique prévoit une restructuration importante de sa capacité de production, avec une expansion de son parc de centrales alimentées au gaz naturel. Ce processus est facilité par les investissements privés et la libéralisation du commerce qui permettent au Mexique d'avoir accès aux nouvelles technologies, ainsi que par la déréglementation du secteur du gaz naturel.

Les tendances dans le commerce de l'électricité entre les États-Unis, le Canada et le Mexique portent à penser que les échanges d'électricité pourraient augmenter dans les années à venir, mais des variations notables pourraient survenir, selon les changements à court terme dans l'équilibre de l'offre et de la demande. À titre d'exemple, les exportations mexicaines vers les États-Unis ont inscrit une chute spectaculaire au cours des dernières années, en raison d'une raréfaction de l'offre; les importations des États-Unis pourraient s'accroître considérablement. Les exportations canadiennes pourraient atteindre de nouveaux sommets si la capacité de production augmente et si, dans le cas d'Hydro-Québec, l'opposition locale et internationale à l'exportation d'électricité n'empêche pas cette société d'étendre sa part du marché de l'approvisionnement en électricité des États du nord-est des États-Unis.

Les émissions liées aux exportations canadiennes vers les États-Unis illustrent la part des exportations d'électricité dans les pressions qui s'exercent sur l'environnement au Canada. En prenant en compte les différents taux d'émission des provinces, qui sont fonction des particularités des combustibles utilisés dans les diverses régions, ainsi que le chiffre des exportations de chacune des provinces, il est possible de calculer de façon approximative le volume des émissions attribuables à la production canadienne d'électricité thermique destinée à l'exportation.

Selon les chiffres ainsi obtenus, les émissions atmosphériques liées à l'électricité exportée en 1995 représentent quelque 43 500 tonnes métriques de SO_2 , approximativement 12 700 tonnes métriques de NO_x et 7 millions de tonnes métriques de CO_2 . Ces émissions ont représenté respectivement 1,5 %, 1,6 % et 0,6 % de l'ensemble des émissions de CO_2 , de SO_2 et de NO_x . Si le commerce de l'électricité utilisait pleinement la capacité des moyens de transport entre le Canada et les États-Unis, les émissions atmosphériques liées à l'exportation pourraient faire doubler les pressions exercées sur l'environnement à l'échelle régionale et mondiale.

Pour être en mesure de vérifier l'existence de tendances, il faut pouvoir compter sur des inventaires d'émissions et sur des sources d'information au sujet du fonctionnement des centrales électriques. Pour pouvoir déterminer lesquelles de ces tendances se concrétisent, il sera essentiel de pouvoir suivre l'évolution des indicateurs environnementaux et de disposer de données supplémentaires.

Les facteurs qui limitent la capacité de transport joueront un rôle important lorsque l'on voudra déterminer dans quelle mesure le libre-accès entraînera un accroissement du commerce interrégional et interprovincial de l'électricité produite en Amérique du Nord. Une demande importante de capacité de transport, le cas échéant, incitera les « services publics de transport » à investir dans de nouveaux réseaux. Pour ce faire, il leur faudra affronter de nombreux obstacles d'ordre réglementaire et autre. En règle générale, la construction éventuelle de nouvelles lignes de transport dans de nouveaux couloirs aux États-Unis ne devrait pas entraîner de contraintes additionnelles importantes sur l'environnement. En ce qui concerne les nouvelles lignes

²⁰⁰ Jaques, A., tableau 2.4.

²⁰¹ Hornung, 1995.

transfrontalières et les nouveaux couloirs, on ne connaît pratiquement pas à ce jour leur emplacement et leur importance, ni leurs répercussions immédiates sur l'environnement. Des données préliminaires portent à penser que la capacité de transport actuelle est suffisante pour permettre une certaine réorientation des échanges en vue d'admettre les ventes accrues d'électricité produite dans les centrales au charbon du *Midwest* des États-Unis.

Sur un marché soumis à une plus vive concurrence, à court terme, les mesures de gestion axée sur l'environnement devront peut-être satisfaire à un critère de rentabilité plus rigoureux puisque la concurrence interne pour les investissements sera plus acharnée et les prix de marché de référence de l'électricité, plus bas. À plus long terme, il est probable que la gestion axée sur la demande (GAD) constituera un outil stratégique utile pour les services publics qui chercheront à retenir leur clientèle, grâce en partie à une diversification de leur ligne de produits qui inclura des services énergétiques « intégrés ».

Il sera important également de surveiller l'implantation des installations des producteurs indépendants d'électricité ainsi que la part du marché que cette production représente pour évaluer les répercussions sur l'environnement de l'exploitation de ces installations.

Les données examinées dans la présente étude ont permis de dégager les quatre scénarios suivants, qui ont guidé l'analyse.

Le premier scénario était que l'existence de réseaux ouverts – combinée aux dispositions de l'ALÉNA garantissant l'ouverture du commerce et des investissements dans toute la région – pourrait entraîner une amélioration de la qualité de l'environnement en stimulant la rotation du capital. L'étude montre qu'un certain nombre de gouvernements ont mis en œuvre de nouvelles mesures pour encourager les investissements dans l'efficacité énergétique et dans les énergies renouvelables, telles que l'imposition de frais uniformes pour les services de distribution et des exigences de contenu minimal pour la production. Le commerce de biens d'équipement classés dans des catégories tarifaires clés semble augmenter, notamment avec le Mexique. Les prévisions concernant les investissements tendent vers une utilisation accrue du gaz naturel pour alimenter les centrales, parfois aux dépens du charbon, comme c'est le cas au Canada. Des programmes de commercialisation de l'« électricité verte » voient le jour, une preuve du désir des distributeurs de distinguer leur produit, désir fondé sur certaines études tendant à prouver que les consommateurs sont prêts, jusqu'à un certain point, à payer pour de l'« électricité propre ». Par contre, les incertitudes concernant les tendances du marché au chapitre de la capacité constituent, de l'avis général, un obstacle aux investissements. L'incertitude règne également au sujet des projets d'accroissement de la capacité aux États-Unis et au Canada et les initiatives en faveur des énergies renouvelables au niveau sous-fédéral, aux États-Unis et au Canada, ne sont pas harmonisées.

Selon le deuxième scénario présenté, la libéralisation des échanges pourrait ouvrir de nouveaux marchés pour les technologies de production et les combustibles plus propres. L'analyse a montré que le commerce de biens d'équipement classés dans des catégories tarifaires clés semble augmenter, notamment avec le Mexique. Par ailleurs, les prévisions concernant les investissements tendent vers une utilisation accrue du gaz naturel pour alimenter les centrales, parfois aux dépens du charbon, comme c'est le cas au Canada. Les plans d'expansion au Mexique prévoient un essor important des centrales alimentées au gaz naturel. Par contre, comme c'était le cas dans le scénario précédent, les prévisions relatives à l'expansion de la capacité aux États-Unis et au Canada sont entachées d'incertitudes et les initiatives en faveur des énergies renouvelables ne sont pas harmonisées.

Dans le troisième scénario, des stimulants et des règlements harmonisés pourraient jouer en faveur des énergies renouvelables et d'une plus grande efficacité des utilisations finales. Les données présentées ici confirment que l'Amérique du Nord a fait l'expérience, depuis au moins deux décennies, de la réglementation directe par l'État de l'efficacité énergétique des appareils et des immeubles, mais que le potentiel d'économies n'a pas été pleinement exploité. Une plus grande coordination internationale des efforts permettrait d'atteindre des niveaux d'efficacité plus élevés. Là encore, les initiatives des États et des provinces en faveur des énergies renouvelables, aux États-Unis et au Canada, ne sont pas harmonisées, ce qui peut donner lieu à une confusion. Une redévance uniforme pour l'utilisation du réseau de transport établie en fonction du volume, comme le propose le Congrès américain, serait utilisée pour doubler chaque dollar investi par les États dans des actions en faveur de l'efficacité énergétique répondant à certains critères. Au moins quatre projets de loi à l'étude au Congrès américain prévoient l'obligation pour tous les producteurs de fournir de l'électricité dont une partie a été produite à partir de ressources renouvelables. Les incertitudes qui entourent les tendances du marché au chapitre de la capacité nuisent aux investissements dans la gestion axée sur la demande. Des normes uniformes permettraient d'atténuer ces incertitudes. La perspective d'une croissance constante des économies d'énergie réalisées grâce aux programmes de GAD, surtout là où le jeu de la concurrence s'exerce, se traduit par un adoucissement des règles concernant la tarification. On s'attend à ce que les services publics coûtent un peu moins cher à cause de la diminution des coûts de la GAD et des changements apportés aux programmes, et que les services publics continuent d'appliquer la GAD.

Par contre, les mesures d'encouragement et les exigences réglementaires devront être beaucoup plus puissantes dans un secteur déréglementé qu'elles ne l'étaient dans le passé, car, lorsque les prix sont plus bas, il devient encore plus difficile de justifier économiquement les projets d'efficacité énergétique. Les ressources énergétiques renouvelables sont beaucoup plus difficiles à mettre en valeur en raison des inconvénients liés aux coûts initiaux des investissements et à certains aspects de l'exploitation, comme la fiabilité.

Dans le quatrième scénario, le manque d'harmonisation des normes d'émission et le caractère incertain des règlements pourraient entraîner une augmentation de la pollution. L'analyse montre que les anciennes centrales au charbon des États-Unis sont autorisées à produire au moins quatre fois plus d'émissions de polluants, par kWh, que leurs nouveaux concurrents et des données initiales tendent à prouver que la production d'électricité dans des centrales au charbon augmente aux États-Unis. Des analyses des répercussions éventuelles du libre accès et de l'accroissement du commerce et des investissements sur la pollution ont permis d'évaluer la capacité de transport disponible et ont mené à la conclusion que la capacité disponible, associée à une demande accrue due à des prix plus bas, se traduira par un accroissement des émissions²⁰². La fermeture de sept centrales nucléaires en Ontario a créé une demande pour une capacité accrue de production d'électricité dans les centrales au charbon. Il est admis en Ontario que la demande supplémentaire ne peut être comblée par les centrales au charbon, en raison des limites imposées sur les émissions totales de ces centrales. Il est important que les gouvernements des États et des provinces mettent en place une réglementation qui encouragerait la construction et l'exploitation d'installations alimentées par des sources d'énergie renouvelables et (ou) l'efficacité énergétique.

Néanmoins, les projets de loi actuellement examinés par les deux chambres du Congrès américain prévoient l'élimination progressive des incohérences actuelles dans les normes d'émission concernant les centrales électriques. Des doutes subsistent sur la capacité de transport qui pourrait être disponible entre l'ECAR et la MAPP ou le NPCC. De plus, bien que l'arrêté 888 de la FERC mentionne explicitement que les exploitants de réseaux de transport doivent accroître la capacité si le besoin s'en fait sentir, cette exigence est accompagnée de clauses restrictives²⁰³. Les analyses qui mettent en évidence les répercussions négatives importantes de la restructuration ne tiennent pas compte des incidences possibles, mais non encore quantifiées, des mesures de lutte contre les émissions des NO_x (phase II) et du protocole d'entente dans la *Northeast Ozone Transport Region* (Région de transport de l'ozone du Nord-Est)²⁰⁴.

Le Cadre d'analyse fournit un certain nombre d'indicateurs qui peuvent, et qui devraient, être utilisés pour suivre l'évolution de ces scénarios.

A. Données concernant la production

Pour pouvoir évaluer les tendances à long terme dans le secteur de l'électricité en Amérique du Nord, il faudra suivre à la fois les changements dans la composition du portefeuille de sources d'énergie de chaque pays et les données relatives à l'exploitation, telles que les quantités de combustible consommées et les heures de production. Les données recueillies concernant les centrales en exploitation, la production d'électricité et la consommation de combustible, ainsi que les ventes interrégionales et les volumes transportés pour chaque pays permettront de tirer des conclusions au sujet des répercussions environnementales de la production d'électricité dans la zone de l'ALÉNA.

B. Données concernant les investissements

La surveillance des changements qui interviennent dans la composition du parc de centrales de chaque pays, suivie d'une analyse des liens avec l'environnement, facilitera la détermination des effets cumulatifs du commerce de l'électricité.

Des investissements dans les nouvelles installations de cogénération et à cycle combiné qui excèdent les niveaux requis pour répondre à la croissance de la demande, fourniront une indication du taux de remplacement des centrales existantes. C'est au Mexique que cette tendance en faveur du remplacement de centrales existantes est la plus manifeste, avec la conversion à venir

²⁰² Voir Palmer et Burtraw, 1996.

²⁰³ Voir les requêtes déposées par EPECO/Enron.

²⁰⁴ Voir US Energy Information Administration, 1997a.

de centrales d'une capacité de plus de 4 000 MW au gaz naturel et le fait que la grande majorité des nouvelles installations seront également alimentées au gaz. Une surveillance étroite des données relatives aux investissements et des données relatives à la capacité de production permettra de vérifier cette prévision pour le Mexique, les États-Unis et le Canada.

Des décisions visant des investissements dans de nouvelles installations hydroélectriques, au-delà de ce qu'exige la demande nationale, constitueront également une indication de la mesure dans laquelle l'ouverture des marchés à la concurrence influe sur l'environnement. Il est admis qu'une analyse spécifique des politiques est nécessaire pour interpréter les données si l'on veut distinguer les changements dictés par le marché des changements imposés par les gouvernements; néanmoins, étant donné l'importance des réservoirs de stockage de l'hydroélectricité dans le cadre d'un marché ouvert à la concurrence, une telle analyse est justifiée.

Les décisions en matière d'investissement concernant la gestion axée sur la demande et les technologies de production à partir de ressources renouvelables fourniront également des indications précieuses sur l'ampleur des changements environnementaux. L'émergence éventuelle ou l'absence de nouvelles institutions offrant des moyens de corriger les défauts du marché dans ces domaines fourniront des indications supplémentaires sur les changements qui interviennent sur le marché de l'électricité. Le niveau des courants d'investissement vers ces domaines signalera la disparition de ces défauts du marché.

Un autre facteur important qu'il convient de surveiller est la façon dont les investissements étrangers directs, encouragés par l'ALÉNA, accélèrent le transfert international et la diffusion de technologies susceptibles de réduire les pressions exercées sur l'environnement.

C. Données concernant les répercussions environnementales

Les effets sur l'environnement de la production d'électricité dans des centrales thermiques, hydroélectriques et géothermiques peuvent être mesurés à l'aide de divers indicateurs. Des indicateurs tels que la superficie inondée à la suite de la construction d'un barrage, les estimations des émissions de gaz à effet de serre associées aux lacs de barrage, les émissions de gaz et les indicateurs relatifs au réservoir souterrain dans les installations géothermiques permettent également de mieux comprendre les incidences environnementales de ces technologies de production.

1. L'air

a. Les inventaires des émissions atmosphériques et registres de qualité de l'air ambiant (SO_x , NO_x et O_3)

Pour évaluer les répercussions à long terme de la restructuration du secteur de l'électricité et de l'accroissement du commerce de l'électricité sur l'ozone de la basse troposphère, les SO_x et les NO_x , on fera appel aux dossiers d'exploitation, notamment aux données concernant la consommation de combustible, aux inventaires des émissions et aux données de surveillance de la qualité de l'air ambiant, qui offrent la meilleure possibilité d'établir une corrélation entre des changements apportés à l'exploitation et les changements observés dans le milieu ambiant. Des efforts concertés entre les trois partenaires de l'ALÉNA peuvent être nécessaires pour améliorer l'exactitude et la fiabilité des données.

b. Les matières particulaires

Une analyse, au cours du temps, des caractéristiques fondamentales des matières particulaires de taille inférieure à 10 microns (PM_{10}) et de leurs constituants particuliers fournira une indication de la contribution relative des différents précurseurs de ces matières particulaires. En combinant cette information aux données d'exploitation et aux données relatives aux émissions de NO_x et de SO_2 par les centrales nucléaires et les installations gazières, il sera plus facile d'évaluer la contribution globale de la production d'électricité à la pollution par les PM_{10} .

c. Les gaz à effet de serre

En vertu de la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique et de l'annexe 1 du Protocole de Kyoto, les pays, dont les États-Unis et le Canada, sont tenus de dresser des inventaires des sources anthropogènes de gaz à effet de serre. En décortiquant les données contenues dans ces inventaires, on peut obtenir des renseignements sur les changements dans les niveaux d'exploitation des centrales thermiques aux États-Unis et au Canada.

Des données concernant le Mexique ont également été recueillies dans le cadre du programme américain d'études par pays, mais il est aussi possible de se faire une idée des variations dans les émissions de gaz à effet de serre en examinant les coefficients d'émission, les teneurs en carbone des combustibles utilisés et les registres de consommation de combustible.

d. Le mercure

Les systèmes de surveillance ordinaires ne permettent pas de recueillir de données sur les émissions de mercure. À l'heure actuelle, ces émissions sont estimées à partir des données d'analyse des combustibles et des dossiers d'exploitation. On peut faire appel à ces mêmes méthodes pour déterminer si ces émissions augmentent en raison de l'exploitation accrue de centrales thermiques alimentées avec des combustibles fossiles.

e. Les métaux lourds

On peut également surveiller les concentrations de métaux lourds, comme l'arsenic, qui se trouvent naturellement dans certains combustibles, pour obtenir des estimations régionales concernant ces polluants.

2. Les eaux

En ce qui concerne les nouveaux aménagements hydroélectriques, les changements dans les débits, résultant de nouveaux détournements, peuvent fournir une indication des répercussions sur les cours d'eau. Des données additionnelles sur les régions où de nouveaux barrages de retenue ont été construits serviront également d'indicateurs de changement.

a. Le traitement des combustibles

Les changements dans le volume des effluents des usines de traitement des combustibles, combinés à un accroissement ou à une diminution de la demande de combustibles, peuvent fournir une indication de l'ampleur des répercussions, sur la qualité de l'eau, des changements intervenus sur le marché de l'électricité. Pour obtenir un indicateur valable, il convient de recueillir des données auprès des installations liées aux différents combustibles : mines de charbon et usines de traitement du charbon; mines d'uranium et usines de concentration et de traitement; installations d'extraction du pétrole et du gaz naturel et raffineries.

b. Les lacs et cours d'eau acidifiés

Les changements dans l'inventaire actuel des lacs en voie d'acidification dans l'est du Canada et des États-Unis constituent un indicateur direct de l'évolution de la production d'électricité dans les centrales thermiques. En suivant les dossiers de surveillance des lacs et des masses d'eau en voie d'acidification et en établissant des corrélations avec les changements observés dans l'exploitation de centrales thermiques, on peut obtenir une indication des répercussions cumulatives sur l'environnement des activités dans le secteur de l'électricité.

c. Le mercure

Les données sur les tendances relatives à la contamination des poissons par le mercure fournissent une indication des changements dans l'exploitation des centrales thermiques alimentées au charbon. Si de nouveaux barrages sont construits pour répondre à la demande croissante du marché, les cas de contamination des poissons par le mercure fourniront une indication des effets biologiques.

3. Les terres

Parmi les indicateurs des effets nouveaux sur les terres de l'ouverture des marchés de l'électricité, citons les changements directs dans l'infrastructure, tels que l'aménagement de nouveaux couloirs de transport d'électricité et de gazoducs pour permettre un accès accru aux nouveaux marchés soumis au jeu de la concurrence. On peut mesurer l'incidence sur les terres de l'ajout de nouvelles infrastructures en kilomètres linéaires de nouveaux couloirs.

a. L'élimination des déchets

La superficie requise pour l'élimination des déchets des mines de charbon et d'uranium, ainsi que pour l'évacuation du combustible épuisé et des déchets radioactifs, constitue un indicateur des répercussions des activités liées à ces ressources. Il peut être difficile d'établir une corrélation entre les changements dans les volumes de matières éliminées et des changements dans l'exploitation des centrales électriques, car il est toujours possible d'exporter le combustible non utilisé vers des pays hors-ALÉNA.

b. Les dépôts acides

La surveillance de l'air ambiant et l'analyse d'échantillons de sols fourniront des indications sur les changements dans les dépôts acides terrestres.

c. Les réservoirs et les couloirs

En mesurant la superficie des habitats forestiers et marécageux perturbés par de nouveaux aménagements hydroélectriques et de nouveaux couloirs de transport de l'électricité et du gaz, on peut obtenir des indications concernant les répercussions potentielles sur le biote. Les changements dans les habitudes migratoires des mammifères dus à la construction de barrages et au détournement des cours d'eau fournissent une indication du niveau d'adaptation en réponse à la perturbation des écosystèmes du nord.

d. La santé de la forêt

Les données sur les dépôts acides dans les forêts de l'est du Canada et des États-Unis fournissent une indication sur les changements dans le biote qui résultent des émissions atmosphériques.

D. La consommation d'énergie et l'efficacité des utilisations finales

Les changements dans l'efficacité de l'utilisation finale d'électricité par les différents consommateurs – industries, transports, consommateurs résidentiels et consommateurs commerciaux – sont des indicateurs clés de l'utilisation de l'électricité et de ses répercussions environnementales. On peut déduire ces données de données plus vastes sur la consommation d'énergie et la production économique, mais il existe également d'autres sources, comme les normes d'efficacité imposées ou volontaires, fixées par chaque pays, individuellement ou conjointement, qui permettent d'évaluer le taux d'amélioration de l'efficacité prévu pour les années à venir.

Ouvrages à consulter

- Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air. *Progress Report*. 1996.
- Alliance to Save Energy et coll. 1997. *Energy Innovations: A Prosperous Path to a Clean Environment*. Juin.
- Ambassade du Canada. 1995. *The Future of the US Electric Industry and its Impact on Canada*. Washington, D.C. Juin.
- ARA Consulting Group. 1996. « Electricity Competition in Ontario: Environmental Issues. » Avril.
- Association canadienne de l'électricité. 1997. *Electric Power in Canada – 1995*. Montréal.
- Association canadienne de l'électricité et Ressources naturelles Canada. 1996. *Electric Power in Canada – 1995*. Ottawa.
- Baker, George. 1997. « Mexico's gas import duty. » *North American Free Trade & Investment Report*. 15 décembre.
- Beamon, J. Alan, et Steven H. Wade. Sans date. *Energy equipment choices: fuel costs and other determinants*. Washington, D.C. : Energy Information Administration, US Department of Energy. < www.eia.doe.gov > .
- Canada Newswire. 25 novembre 1997. < www.powermarketers.com > .
- Center for Clean Air Policy. 1977. *Air Quality and Electricity Restructuring*. Washington, D.C. Mars.
- Chamberland, André, Camille Bélanger et Luc Gagnon. 1996. « Atmospheric emissions: hydro-electricity versus other options. » *Ecodecision* (hiver).
- Clean Air Network. 1997. *Clearing the Air*. Juillet.
- Clinton, William J. 1997. *Report to the Congress of the United States on the Operation and Effect of the North American Free Trade Agreement*. Washington, D.C.
- Cohen, A. 1997. *Unfinished Business: Cleaning Up the Nation's Power Plant Fleet*. Boston : Clean Air Task Force. Août.
- Comisión Federal de Electricidad. 1994. *Informe de Labores, 1993-1994*. Mexico.
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. 1995. *Potencial Nacional de Cogeneración – 1995*. Mexico.
- Commission de coopération environnementale. 1997a. *Les mouvements de polluants à l'échelle du continent. — Un programme de coopération pour résoudre le problème du transport à grande distance des polluants atmosphériques en Amérique du Nord*. Montréal.
- Commission de coopération environnementale. 1997b. *Les institutions de l'ALÉNA — La performance et le potentiel environnementaux de la Commission du libre-échange et autres organes connexes à l'ALÉNA*. Série Environnement et Commerce, n° 5. Montréal.
- Commission de coopération environnementale. 1997c. Réponse du Canada à une communication relative à l'article 14 de l'ANACDE. 21 juillet.
- Daily Power Report*. « AEP says NESCAUM study not representative of industry, takes numbers out of context. » 22 janvier 1998.
- Daily Power Report*. « Consumers Energy, Detroit Edison and Ontario Hydro sign long-term power sales agreement. » 7 janvier 1998.
- Daily Power Report*. « Edison, Ontario Hydro announce CO₂ credit sale. » 15 décembre 1997.
- Daily Power Report*. « Electric companies explore creation of independent regional transmission entity. » 10 décembre 1997.
- Daily Power Report*. « Enron announces the construction of new wind farm in Riverside County to generate power for California consumers. » 19 novembre 1997.

- Daily Power Report*. « Five Florida utilities to trade power transmission capacity over the Internet. » 14 janvier 1998.
- Daily Power Report*. « Houston Industries, Enova Corporation partner on Nevada merchant power plant. » 18 décembre 1997.
- Daily Power Report*. « Hydro-Quebec granted US marketing license by FERC. »; « Decision on Hydro-Quebec puts Quebec energy supply at risk. » 14 novembre 1997.
- Daily Power Report*. « Illinois, Massachusetts and Michigan restructuring efforts accelerate. » 1^{er} décembre 1997.
- Daily Power Report*. « Illinois nuke plant to shut down. » 16 janvier 1998.
- Daily Power Report*. « Illinois Power and Schlumberger sign contract for largest two-way automatic meter reading system. » 8 janvier 1997.
- Daily Power Report*. « Power units of Occidental and Conoco to build Texas cogeneration facility » 9 janvier 1998.
- Daily Power Report*. « Rolls-Royce wins CS7 million hospital cogeneration project. » 7 janvier 1998.
- Daily Power Report*. « Utility deregulation stokes surge of "green power" ads. » 19 décembre 1997.
- Diario Oficial de la Federación*. Décembre 1994.
- DePalma, Anthony. « Exported for decades, Canadian reactors are plagued by operating problems. » *New York Times*. 3 décembre 1997.
- DePalma, Anthony. « Ontario shuts 7 nuclear reactors near border for safety. » *New York Times*. 14 août 1997.
- DePalma, Anthony. « Storm exposes Quebec's "power politics". » *New York Times*. 15 janvier 1998.
- Environnement Canada. 1992. *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990*. Rapport SPE 5/AP/4. Décembre.
- Environnement Canada. 1996a. *Les pluies acides*. Série nationale d'indicateurs environnementaux du Canada (printemps).
- Environnement Canada. 1996b. *Inventaire des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1990)*, SPE 5/AP/7E. Février.
- Environnement Canada. 1996c. *L'état de l'environnement au Canada*.
- Environnement Canada. 1996d. *Tendances de l'acidité des lacs dans le sud-est du Canada*. Série nationale d'indicateurs environnementaux du Canada (printemps).
- Federal Energy Regulatory Commission. 1996a. « Order on Complaint, 4 October 1996 » dans *Enron Power Marketing Inc. v. El Paso Electric Company*. Docket No. EL96-74-000.
- Federal Energy Regulatory Commission. 1996b. *Investigation into the Restructuring of the Electric Utility Industry in Vermont*. Rapport préliminaire et arrêté, 16 octobre. Docket No. 5854.
- Federal Energy Regulatory Commission. 1996c. *Final Environmental Impact Statement: Promoting wholesale competition through open-access non-discriminatory transmission services by public utilities (RM95-8-000) and recovery of stranded costs by public utilities and transmitting utilities. (RM94-7-001)*. Washington, D.C. Avril.
- Federal Energy Regulatory Commission. *Grand Council of the Crees and the New England Coalition for Energy Efficiency and the Environment filing*. Docket No. ER97-851-000.
- FIDE. 1995. *Memorias – 1990-1994*. Mexico.
- Fiesta, David, et Stacey Davies. 1977. « Moving on Mercury: First Steps for Electric Utilities. » *The Electricity Journal*. Août-septembre.
- Finger Lakes–James Bay Alliance. Lettre à la Federal Energy Regulatory Commission. 18 octobre 1997.

- Fitzgerald, Engstrom, Mason et Nater. 1997. *The Case for Atmospheric Mercury Contamination in Remote Areas*. Minnesota Office of Environmental Assistance. 4 novembre.
- Gagnon, Luc, et Joop F. van de Vate. 1997. « Greenhouse emissions from hydropower. » *Energy Policy*, 25 (1).
- Gay, Carlos, Luis Gerardo Ruiz, Mireya Imaz et Julia Martínez. 1995. *Preliminary National Inventory of Greenhouse Gases: Mexico*. Mexico : INE. Septembre.
- Goldberg, Carey. « Federal agency orders demolition of Maine dam to aid fish migration. » *The New York Times*. 26 novembre 1997.
- Hornung, Robert. 1995. *Greenhouse Gas Emission Trends in Canada and Alberta*. Pembina Institute for Appropriate Development. Novembre.
- Hufbauer, Gary C., et Jeffrey J. Schott. 1993. *NAFTA: An Assessment*. Washington, D.C. : Institute for International Economics.
- Hydro-Québec. 1997a. *Hydro-Québec, un chef de file mondial en matière d'énergie*. Brochure.
- Hydro-Québec. 1997b. *Plan stratégique 1998-2002*. Montréal.
- Instituto Nacional de Ecología. 1997. *Mexico: Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Mexico.
- Jaccard, Mark. 1997. *Reforming British Columbia's Electricity Market*. Groupe de travail de la Colombie-Britannique sur la réforme du marché de l'électricité, deuxième rapport provisoire. Décembre.
- Jaques, A. *Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990-1995*. Direction des données sur la pollution, Environnement Canada.
- JEA. Sans date. *Monthly Residential Rate Comparison*. < www.jea.com/ratecomp/ratecomp12.asp > .
- Knight-Ridder/Tribune Business News. « Three New England nuclear plants set to reopen in 1998. » 5 janvier 1998.
- Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. 10 décembre 1997 (FCCC/CP/1997/L.7/Add.1).
- Levine, M., J. Koomey, J. McMahon, A. Sanstad et E. Hirst. 1995. « Energy Efficiency Policy and Market Failures. » *Annual Review of Energy and the Environment*, 20 : 535.
- MacAvoy, Paul W. 1996. « The New Long Term Trend in the Price of Natural Gas. » Yale School of Management. Document inédit. Octobre.
- MacMillan, Michael. 1997. « Canadian utilities looking to sell electricity beyond the US border. » 25 juin. www.electricityforum.com/et/mar97/ferc.htm > .
- Maloney, Michael T., et Robert E. McCormick. 1997. *Customer Choice, Consumer Value: An Analysis of Retail Competition in America's Electric Industry—Volume I*. Washington, D.C. : Citizens for a Sound Economy Foundation.
- Megawatt Daily*. « Salt River, El Paso Electric reach wheeling impasse. » 22 novembre 1996.
- Ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie de l'Ontario. 1997. *La voie du changement : pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario*. Toronto : Gouvernement de l'Ontario. Novembre.
- Natural Resources Defense Council et coll. 1997. *Benchmarking Air Emissions of Electric Utilities in the Eastern United States*. Avril.
- Natural Resources Defense Council. Lettre à la Federal Energy Regulatory Commission. 10 octobre 1997.
- NESCAUM (Energy Working Group of Northeast States for Coordinated Air Use Management). 1998. *Air Pollution Impacts of Increased Deregulation in the Electric Power Industry: An Initial Analysis*. 15 janvier.
- Nichols, Mary D., Assistant Administrator for Air and Radiation. Lettre au député Edward J. Markey. 28 mars 1997.
- Office national de l'énergie (ONE). 1996. *Importations et exportations de gaz naturel*. Rapport annuel. < www.neb.gc.ca > .

- Palmer, Karen, et Dallas Burtraw. 1996. *Electricity Restructuring and Regional Air Pollution. Resources for the Future*. Document de travail 96-17-REV2. Juillet.
- Rabinovitz, Jonathan. « Big power plant planned for Connecticut. » *The New York Times*. 27 juin 1997. *Reforma*, 17 janvier 1998.
- Renewable Energy Policy Project. 1997. *Research Report*. University of Maryland. Juillet.
- Reséndiz-Núñez, Daniel (éd.). 1994. *El Sector Eléctrico en México*. Mexico : Fondo de Cultura Económica.
- Rodríguez-Padilla, Victor, et Rosío Vargas. 1997. « El comercio de gas naturel con Canadá y Estados Unidos: Una mirada al futuro. » *Comercio Exterior*: Mars.
- Salt River Project. 1997. *Unleashing the Potential: Proceedings and Findings*. Phoenix.
- Secofi et Semarnap. *Catálogo de equipos para el control y la medición de la contaminación ambiental*. Dépliant.
- Secretaría de Energía. 1996a. *Balance Nacional de Energía—1995*. Mexico.
- Secretaría de Energía. 1996b. *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1996-2005*. Mexico.
- Secretaría de Energía. 1997. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006*. Mexico. Novembre.
- Senes Consulting Limited. 1994. *Screening Level Valuation of Air Quality Impacts Due to Particulates and Ozone in the Lower Fraser Valley*. Vancouver, Colombie-Britannique. 29 mars.
- Sierra Club of Canada. 1997. *Media Backgrounder*. 18 août.
- State of Kentucky's Environment*. 1994. Rapport périodique.
- Statistique Canada, no de cat. : 57-204-XPB.
- Statistique Canada. 1995. *Statistiques de l'énergie électrique, 1995*. N° de cat. : 57-202-XP3.
- Statistique Canada. 1994. *Activité humaine et l'environnement*. N° de cat. : 11-509E.
- Swisher, Joel. 1996. « Regulatory and mixed policy options for reducing energy use and carbon emissions. » *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 1. Belgique : Kluwer.
- Swisher, Joel, et Ren Orans. 1996. « The use of area-specific utility costs to target intensive DSM campaigns. » *Utilities Policy* 5, numéro 3-4. Royaume-Uni : Elsevier.
- Toussaint, Mauricio. 1995. *Mexico's Integrated Fuels Policy*. Document de travail. Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos, Secretaría de Energía.
- USAID, Salt River Project, Comisión Federal de Electricidad. 1997a. *Study on Legal and Regulatory Factors Affecting Cross-Border Trade in Electricity Between Mexico and the United States: Final Report*. Washington, D.C. Janvier.
- USAID, Salt River Project, Comisión Federal de Electricidad. 1997b. *Environmental Annex to the Study on Legal Regulatory Factors Affecting Cross-Border Trade in Electricity between Mexico and the United States*. Document inédit. 22 Janvier 1997.
- US Congress. 1992. *Building Energy Efficiency*. Office of Technology Assessment. Washington, D.C.
- US Department of Energy et Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. 1991. *United States / Mexico Electricity Trade Study*. Washington, D.C. et Mexico.
- US Energy Information Administration. 1995. *Coal Industry Annual, 1995*. < www.eia.doe.gov > .
- US Department of Energy. 1996. *Electricity Transactions across International Borders, 1996*. Office of Fossil Energy. Miméo.

- US Energy Information Administration. 1996a. *US Electric Utility Demand-side Management 1995*. Electric Operating and Financial Data Branch. Washington, D.C. : US Department of Energy.
< www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/pub_summaries/dsm_sum.html> .
- US Energy Information Administration. 1996b. *US Electric Utility Demand-side Management: Trends and Analysis*. Electric Operating and Financial Data Branch. Washington, D.C. : US Department of Energy.
< www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_dsm/contents.html> .
- US Energy Information Administration. 1996c. *Inventory of Power Plants in the United States – 1995*. Washington, D.C. : US Department of Energy.
- US Energy Information Administration. 1996d. *Service Report: An Analysis of FERC's Final Environmental Impact Statement for Electricity Open Access and Recovery of Stranded Costs*. Washington, D.C. : US Department of Energy. Septembre.
- US Energy Information Administration. 1996e. *Annual Energy Outlook, 1996*. < www.eia.doe.gov> .
- US Department of Energy. 1997. *Monthly Energy Review*. Octobre.
- US Energy Information Administration. 1997a. *Electricity prices in a competitive environment*. Washington, D.C. : US Department of Energy.
- US Energy Information Administration. 1997b. *Monthly Energy Review*. Washington, D.C. : US Department of Energy. Janvier.
- US Energy Information Administration. 1997c. *Renewable Energy Annual – 1997*. Washington, D.C. : US Department of Energy.
- US Energy Information Administration. Sans date. *US Electric Utility Environmental Statistics, Preliminary Estimates of Emissions*. Washington, D.C. : US Department of Energy.
- US Energy Information Administration. Sans date. *Status of state electricity utility deregulation activity, as of 31 October 1997*.
< www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html> .
- US Environmental Protection Agency. 1995. *National Air Quality and Emissions Trends Report*. P. 4.
- US National Academy of Sciences Committee on Science. 1991. *Policy Implications of Greenhouse Warming*. Engineering and Public Policy.
- US National Association of Regulatory Utility Commissioners. 1988. *II: Least Cost Utility Planning Handbook*. Décembre.
- Vedal, Sverre. 1993. *Health Effects of Wood Smoke: A Report to the Provincial Health Officer of British Columbia*. Université de la Colombie-Britannique : Unité de recherche sur l'environnement et les maladies pulmonaires professionnelles.
- Wald, Matthew. « Report cites poor safety at nuclear plant near Chicago. » *New York Times*. 27 novembre 1997.
- Wilson, R., et J. Spengler. 1996. *Particles in Our Air: Concentrations and Health Effects*. Harvard School of Public Health.

Ressources Internet

<i>Energy Information Administration, US Department of Energy</i>	< www.eia.doe.gov >
Ressources naturelles Canada	< www.nrncan.gc.ca >
Statistique Canada	< www.statcan.ca >
Office national de l'énergie	< www.neb.gc.ca >
Association canadienne de l'électricité	< www.canelect.ca >
<i>Comisión Federal de Electricidad</i>	< www.cfe.gob.mx >
<i>Comisión Nacional para el Ahorro de Energía</i>	< www.conae.gob.mx >
<i>Secretaría de Energía</i>	< www.se.gob.mx >
<i>Daily Power Report</i>	< www.powermarketers.com >

Annexe A

Interconnexions électriques transfrontalières entre le Canada, les États-Unis et le Mexique

Tableau A-1 Interconnexions entre les États-Unis et le Mexique (titulaires de permis présidentiels du ministère de l'Énergie des États-Unis)

Titulaire de permis	Numéro de permis FE	Numéro de registre d'exportation	Date de signature du permis	Description des lignes
ERCOT/Mexique				
Central Power & Light Company	pp-94	EA-94A	18-06-92	69,0 kV Brownsville, Texas 138,0 kV Brownsville, Texas
<i>Comisión Federal de Electricidad</i>	pp-03	E-6137	26-08-41	12,5 kV (triphase) Presidio, Texas
<i>Comisión Federal de Electricidad</i>	pp-51	E-7651	15-10-71	7,2 kV (monophasé) Redford, Texas
<i>Comisión Federal de Electricidad</i>	pp-59	E-7972	16-04-76	12,0 kV Amistad Dam NW of Del Rio, Texas
<i>Comisión Federal de Electricidad</i>	pp-75	pp-75EA	13-08-82	7,2 kV Comstoc, Texas
<i>Comisión Federal de Electricidad del Golfo Norte</i>	pp-50		29-04-49	138,0 kV Eagle Pass, Texas
<i>Comisión Federal de Electricidad del Golfo Norte</i>	pp-57	IT-5025	24-01-75	138,0 kV Laredo, Texas
Rio Grande Electric Cooperative, Inc.	pp-33	E-6868	28-07-59	14,4 kV (14,4/24,9) kV Health Crossing, Texas
Rio Grande Electric Cooperative, Inc.	pp-53	E-7688	16-01-73	14,4 kV Lajitas, Texas
Rio Grande Electric Cooperative, Inc.				14,4 kV Castolon, Texas
Rio Grande Electric Cooperative, Inc.				14,4 kV Candelaria, Texas
West Texas Utilities Company		EA-3-G	19-03-79	Autorisation d'utiliser pp-03
WSCC/Mexique				
Arizona Public Service		EA-104		Autorisation d'utiliser pp-68 et pp-79
Arizona Public Service	pp-106	EA-106	07-11-95	34,5 kV San Louis, Arizona (Industriel)
Arizona Public Service	pp-107	EA-107	28-11-95	34,5 kV Douglas, Arizona
Arizona Public Service	pp-108	EA-108	05-12-95	34,5 kV San Louis, Arizona (Canal)
Citizens Utilities Company	pp-16	E-6431	08-08-52	13,0 kV Nogales, Arizona 2,3 kV Nogales, Arizona
Citizens Utilities Company	pp-40	E-7370	29-12-67	13,8 kV Lochiel, Arizona
El Paso Electric Company	pp-48	EA-48-1	30-09-70	11 S,0 kV El Paso, Texas (Ascarate)
El Paso Electric Company	pp-92		16-04-92	115,0 kV Diablo Substa, Sunland Park, Nouveau-Mexique
Imperial Irrigation District	pp-90		29-11-90	34,5 kV Calexico, Californie
San Diego Gas & Electric Company	pp-49	E-7544	29-12-70	69,0 kV Tijuana, Mexique
San Diego Gas & Electric Company				12,0 kV Tijuana, Mexique
San Diego Gas & Electric Company				12,0 kV Tecate, Mexique
San Diego Gas & Electric Company	pp-68	pp-68EA	12-01-81	230,0 kV San Diego Co, Californie (Miguel-Tijuana)
San Diego Gas & Electric Company	pp-79	pp-79EA	20-12-83	460,0 kV (2x230) kV Imperial Valley, Californie
Southern California Edison Company	pp-79SC		06-04-56	161,0 kV Andrade, Californie

Source : US Department of Energy, 1997.

Tableau A-2 Interconnexions entre les États-Unis et le Canada (titulaires de permis présidentiels du ministère de l'Énergie des États-Unis)

Titulaire de permis	Numéro de permis FE	Numéro de registre d'exportation	Date de signature du permis	Description des lignes
WSCC/Canada				
Bonneville Power Administration	pp-10		27-10-45	1000,0 kV (2x500) Blaine, Washington
Bonneville Power Administration	pp-36		03-09-64	230,0 kV Nelway, Colombie-Britannique
Bonneville Power Administration	pp-46		29-08-70	230,0 kV Nelway, Colombie-Britannique
Glacier Electric Cooperative	pp-18	EA-18-B	28-07-52	120,0 kV (120/240) Catway, Alberta
Glacier Electric Cooperative				20,0 kV (20/240) Del Bonita, Alberta
Marias River Electric Coop Inc.	pp-41	IT-6097	28-07-68	6,9 kV Sweet Grass, Montana
PUD#1 Pend Oreille County, WA	p-34		05-11-59	7,2 kV (monophasé) Pend Orielle County, Washington
Portland General Electric		EA-97		Autorisation d'utiliser pp-10, pp-34, pp-46
Puget Sound Power & Light Co.	pp-06-1		28-04-81	25,0 kV Pt. Roberts, Washington
San Diego G&E Company		EA-100		Autorisation d'utiliser pp-10, pp-34, pp-46
Washington Water Power	pp-86		08-03-93	230,0 kV Northport, Washington
Western Systems Power Pool		EA-98		Autorisation d'utiliser pp-10, pp-34, pp-46
MAPP/Canada				
Basin Electric Power Coop	pp-64	IE-78-5	30-11-79	230,0 kV Tolga, Dakota du Nord
Boise Cascade Corp.	pp-39	pp-39EA	07-11-66	6,6 kV International Falls, Minnesota
Minnesota Power & Light Company	pp-78	pp-78EA	30-09-82	115,0 kV International Falls, Minnesota
Minnoka Power Cooperative, Inc.	pp-61	E-9534	06-07-76	230,0 kV Roseau County, Minnesota
Minnoka Power Cooperative, Inc.	pp-70		10-10-80	12,0 kV Lake of the Woods County, Minnesota
North Central Electric Corp.	pp-67		27-06-79	12,5 kV u/g Dunseith, Dakota du Nord
Northern Electric Cooperative Assoc.	pp-28	E-6670	12-12-56	21,6 kV (3x7,2) Valley County, Minnesota
Northern Electric Cooperative Assoc.	pp-44	E-7465	02-07-69	12,4 kV St. Louis County, Minnesota
Northern Electric Cooperative Assoc.	pp-60	E-9554	12-07-76	28,8 kV (2x 14,4) St. Louis County, Minnesota
Northern States Power Company	pp-45-1	E-7482	19-09-69	230,0 kV Red River, North Dakota
Northern States Power Company	mp-63	EA-63-B	06-03-79	500,0 kV Roseau County, Minnesota
Roseau Electric Cooperative, Inc.	pp-42	E-8361	25-11-68	7,2 kV (monophasé) Roseau County, Minnesota
Roseau Electric Cooperative, Inc.	pp-55	E-8361	09-05-74	25,0 kV (monophasé) Roseau County, Minnesota
ECAR/Canada				
Detroit Edison Company	pp-38	E-7206	01-03-66	345,0 kV St. Clair, Michigan
Detroit Edison Company	pp-21	E-7206	12-10-53	230,0 kV Marysville, Michigan
Detroit Edison Company				230,0 kV Detroit, Michigan
Detroit Edison Company	pp-58	EA-58-E	25-07-75	345,0 kV St. Clair, Michigan
St. Clair Tunnel Company	pp-99	EA-99	21-12-94	4,8 kV St. Clair, Michigan

(suite)

Titulaire de permis	Numéro de permis FE	Numéro de registre d'exportation	Date de signature du permis	Description des lignes
NPCC/NY/Canada				
Long Sault Incorporated	pp-24		26-06-55	230,0 kV (2-115) Massena, New York
New York Power Authority	pp-25		26-09-55	460,0 kV (2-230) Massena, New York
New York Power Authority	pp-30		28-02-58	230,0 kV Devil's Hole, New York
New York Power Authority	pp-56		13-09-74	765,0 kV Fort Covington, New York
New York Power Authority	pp-74		04-09-81	690,0 kV (2x345) Niagara Falls, New York
Niagara Mohawk Power Corp.	pp-13	IT-6078	31-01-48	4,8 kV Hogansburg, New York
Niagara Mohawk Power Corp.		EA-24	24-01-56	Autorisation d'utiliser pp-24
Niagara Mohawk Power Corp.	pp-31	E-6797	28-02-58	230,0 kV (3 phases) Devil's Hole, New York
Niagara Mohawk Power Corp.				76,0 kV (2x38) Buffalo, New York
Niagara Mohawk Power Corp.				138,0 kV (2x69) Queenstown, New York
Niagara Mohawk Power Corp.				48,0 kV (14-12) 3/c cables-Rainbow Br., New York
Niagara Mohawk Power Corp.				12,0 kV l/c cable-Rainbow Br. (jamais construit)
Niagara Mohawk Power Corp.				138,0 kV (2-69) Devil's Hole, New York
Presley, E.T.	pp-54		16-03-73	4,8 kV (I phase) Wellesley Island, New York
NPCC/NE/Canada				
Central Maine Power Company	pp-62		29-09-76	120,0 kV 2-1/0 câbles triplex (120-240 V) Cobbrun Core, Maine
Citizens Utilities Company	pp-66	EA-66-B	21-06-79	120,0 kV Derby Line, Vermont
Citizens Utilities Company	pp-80	EA-80	05-08-83	25,0 kV Cannan, Vermont
Citizens Utilities Company				25,0 kV Norton, Vermont
Eastern Maine Electric Coop, Inc.	pp-20		27-05-53	6,9 kV Forest City, Maine
Eastern Maine Electric Coop, Inc.	pp-32	E-6853	05-02-59	69,0 kV Calais, Maine
Fairfield Energy Venture & Maine PS Co.	pp-83EA			Au-dessus d'installations dans pp-12 et pp-29
Fraser Papff Limited	pp-11	IT-5952	20-11-45	69,0 kV Madawaska, Maine
Joint Owners of the Highgate Project	pp-82		14-04-85	345,0 kV fonctionnant à 120 kV – Franklin, Vermont
Maine Electric Power Company	pp-43	E-7534	25-07-69	345,0 kV Houlton, Maine
Maine Public Service Company	pp-12	E-6751	03-01-48	69,0 kV Limestone, Maine
Maine Public Service Company				69,0 kV Fort Fairfield, Maine
Maine Public Service Company	pp-29			138,0 kV À BM 62, Aroostock County, Maine
Maine Public Service Company				138,0 kV (2x69) Madawaska, Maine
Maine Public Service Company	pp-81		21-09-84	7,2 kV River-de-Chute, Maine
New England Power Pool		EA-76-C		Autorisation d'utiliser pp-76
Vermont Electric Cooperative	pp-69		09-10-80	20,0 kV (5-4) Sweby Line, Vermont
Vermont Electric Cooperative				48,0 kV Derby Line, Vermont
Vermont Electric Transmission Co.	pp-76		05-04-84	450,0 kV DC Norton, Vermont
Vermont Electric Transmission Co.				345,0 kV Sandy Pond à la sous-stat. n° 3 Milbury
Vermont Electric Transmission Co.				345,0 kV Sous-stat. no 3 Milbury à la sous-stat. West-Medway, Vermont

Source : US Department of Energy, 1997.

Électricité :
Annexe A

L'évaluation des répercussions
environnementales de l'ALENA

Annexe B

Capacité installée et production par type de combustible en Amérique du Nord

Tableau B-1) Capacité installée et production : combustibles fossiles, nucléaire, hydroélectricité

Capacité installée (MW) ¹	Combustibles fossiles					Nucléaire	Hydroélectricité	
	Mazout	Charbon	Gaz	Diesel	Total partiel		Classique	Stockage
Canada ²	8 070	21 118	4 119	-	33 307	16 393	64 770	-
États-Unis ³	71 908	324 430	152 688	-	549 026	107 896	72 471	18 643
Mexique ⁴	15 695	2 250	3 572	129	21 645	1 309	9 329	-
Total	95 673	347 798	160 379	129	603 978	125 598	146 570	18 643
Production (GWh) en 1996								
Canada ⁵	8 174	83 358	16 697	-	108 229	92 306	330 690	-
États-Unis ⁶	67 346	1 737 453	262 730	-	2 067 529	674 729	348 647	3 088
Mexique	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	75 520	1 820 811	279 427	0	2 175 758	767 035	679 337	3 088

Tableau B-2) Capacité installée et production : énergies renouvelables

Capacité installée (MW) ¹	Énergies renouvelables					Total
	Éolien	Solaire	Biomasse	Géothermie	Total partiel	
Canada ²	-	-	1 035	-	1 035	115 505
États-Unis ³	1 801	333	10 419	2 842	15 395	763 431
Mexique ⁴	2	-	-	753	755	33 037
Total	1 803	333	10 419	3 595	17 185	911 973
Production (GWh) en 1996						
Canada ⁵	-	-	-	-	3 644	534 869
États-Unis ⁶	3 517	911	64 074	16 248	71 590	3 162 495
Mexique	-	-	-	-	-	-
Total	3 517	911	64 074	16 248	84 750	3 697 364

¹ Puissance nominale.

² Au 31 décembre 1995.

³ Au 1^{er} janvier 1996.

⁴ Au 31 décembre 1995.

⁵ Données pour 1995.

⁶ Les données concernant les combustibles fossiles sont basées sur les rapports des services publics seulement. Les PIE ont signalé une production de 213 600 GWh supplémentaires en 1996.

Sources : Association canadienne de l'électricité, US Energy Information Administration et Comisión Federal de Electricidad.

Annexe C

Consommation d'électricité par État/province en Amérique du Nord

Tableau C-1 Consommation d'électricité au Canada

Canada	Consommation (GWh)				Taux de croissance (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Terre-Neuve	10 909,4	11 036,4	11 188,8		1,16	1,38	
Île-du-Prince-Édouard	790,1	815,5	764,8		3,22	-6,22	
Nouvelle-Écosse	9 930,3	9 978,1	10 051,5		0,48	0,74	
Nouveau-Brunswick	13 009,3	14 121,2	13 918,0		8,55	-1,44	
Québec	170 890,3	172 785,9	176 408,0		1,11	2,10	
Ontario	140 269,5	141 007,8	144 016,1		0,53	2,13	
Manitoba	18 007,9	18 437,7	18 974,3		2,39	2,91	
Saskatchewan	13 545,1	15 192,6	15 239,1		12,16	0,31	
Alberta	45 529,4	48 205,7	50 266,3		5,88	4,27	
Colombie-Britannique	58 704,6	60 994,0	61 376,6		3,90	0,63	
Yukon	338,4	298,9	346,5		-11,69	15,95	
Territoires du Nord-Ouest	590,7	578,1	807,9		-2,14	39,76	
Ensemble du Canada	482 515,0	493 452,0	503 357,9	516 954,7	2,27	2,01	2,70

Source : Statistique Canada.

Tableau C-2) Consommation d'électricité aux États-Unis

États-Unis	Consommation (GWh)				Taux de croissance (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Alabama	65 688	67 581,0	70 005,0	72 570,0	2,88	3,59	3,66
Arizona	44 380	47 282,0	48 589,0	51 719,0	6,54	2,76	6,44
Arkansas	32 180	32 619,0	34 669,0	35 487,0	1,36	6,28	2,36
Californie	209 500	213 684,0	212 605,0	219 803,0	2,00	-0,50	3,39
Caroline du Nord	99 777	99 789,0	104 673,0	108 254,0	0,01	4,89	3,42
Caroline du Sud	60 233	61 858,0	65 074,0	66 689,0	2,70	5,20	2,48
Colorado	32 760	34 502,0	34 734,0	37 400,0	5,32	0,67	7,68
Connecticut	27 359	28 026,0	27 970,0	28 391,0	2,44	-0,20	1,51
Dakota du Nord	7 122	7 681,0	7 883,0	8 345,0	7,85	2,63	5,86
Dakota du Sud	7 422	7 174,0	7 414,0	7 641,0	-3,34	3,35	3,06
Delaware	9 122	9 299,0	9 580,0	9 750,0	1,94	3,02	1,77
District de Columbia	10 374	10 295,0	10 316,0	10 137,0	-0,76	0,20	-1,74
Floride	152 548	159 544,0	167 492,0	170 482,0	4,59	4,98	1,79
Géorgie	89 311	89 913,0	96 192,0	100 241,0	0,67	6,98	4,21
Idaho	18 720	19 879,0	19 621,0	21 121,0	6,19	-1,30	7,64
Illinois	120 788	121 490,0	126 231,0	125 109,0	0,58	3,90	-0,89
Indiana	81 929	83 808,0	87 006,0	88 651,0	2,29	3,82	1,89
Iowa	32 144	33 039,0	34 301,0	34 876,0	2,78	3,82	1,68
Kansas	28 810	29 614,0	30 357,0	31 227,0	2,79	2,51	2,87
Kentucky	64 149	72 485,0	74 843,0	75 926,0	12,99	3,25	1,45
Louisiane	67 755	70 132,0	72 729,0	75 055,0	3,51	3,70	3,20
Maine	11 350	11 606,0	11 561,0	11 609,0	2,26	-0,39	0,42
Maryland	53 875	54 752,0	56 159,0	57 733,0	1,63	2,57	2,80
Massachusetts	45 482	46 091,0	46 502,0	47 381,0	1,34	0,89	1,89
Michigan	87 588	91 160,0	94 701,0	96 420,0	4,08	3,88	1,82
Minnesota	49 110	51 155,0	53 958,0	54 692,0	4,16	5,48	1,36
Mississippi	34 749	36 627,0	37 839,0	39 260,0	5,40	3,31	3,76
Missouri	58 620	59 693,0	62 841,0	64 482,0	1,83	5,27	2,61
Montana	12 725	13 184,0	13 418,0	12 413,0	3,61	1,77	-7,49
Nebraska	18 766	19 873,0	20 892,0	21 716,0	5,90	5,13	3,94
Nevada	18 500	20 036,0	20 659,0	22 502,0	8,30	3,11	8,92
New Jersey	65 623	66 258,0	66 754,0	66 975,0	0,97	0,75	0,33
New York	130 259	131 177,0	130 471,0	130 925,0	0,70	-0,54	0,35
New Hampshire	8 761	8 956,0	9 007,0	9 111,0	2,23	0,57	1,15
Nouveau-Mexique	14 946	15 859,0	16 416,0	16 823,0	6,11	3,51	2,48
Oklahoma	40 231	41 143,0	41 392,0	43 116,0	2,27	0,61	4,17
Oregon	44 569	44 971,0	45 725,0	47 391,0	0,90	1,68	3,64
Ohio	148 571	154 377,0	158 621,0	157 649,0	3,91	2,75	-0,61
Pennsylvanie	119 931	123 045,0	126 251,0	126 997,0	2,60	2,61	0,59
Rhode Island	6 549	6 572,0	6 636,0	6 566,0	0,35	0,97	-1,05
Tennessee	79 832	82 533,0	82 030,0	86 763,0	3,38	-0,61	5,77
Texas	252 084	258 180,0	263 279,0	275 805,0	2,42	1,97	4,76
Utah	18 169	17 847,0	18 434,0	19 824,0	-1,77	3,29	7,54
Vermont	5 016	5 067,0	5 104,0	5 209,0	1,02	0,73	2,06
Virginie	81 372	82 210,0	85 162,0	87 549,0	1,03	3,59	2,80
Virginie-Occidentale	24 441	24 776,0	25 977,0	26 126,0	1,37	4,85	0,57
Washington	90 493	87 133,0	88 353,0	86 662,0	-3,71	1,40	-1,91
Wisconsin	53 155	55 412,0	57 967,0	58 423,0	4,25	4,61	0,79
Wyoming	11 590	11 696,0	11 198,0	11 624,0	0,91	-4,26	3,80
Total partiel, É.-U. contigus	2 848 428	2 921 083,0	2 999 591,0	3 070 620,0	2,55	2,69	2,37
Alaska et Hawaii	13 093	13 481,0	13 820,0	14 130,0	2,96	2,51	2,24
Ensemble des États-Unis	2 861 521,0	2 934 564,0	3 013 411,0	3 084 750,0	2,55	2,69	2,37

Source : US Department of Energy, Energy Information Administration.

Tableau C-3) Consommation d'électricité au Mexique

Mexique	Consommation (GWh)				Variation (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Aguascalientes	944,9	1 031,9	1 126,9	1 269,0	9,22	9,20	12,61
Baja California Norte	3 855,3	4 293,6	4 560,2	5,245,0	11,37	6,21	15,02
Baja California Sur	671,3	753,7	745,2	868,3	12,27	-1,13	16,53
Campeche	425,2	467,3	481,9	471,5	9,89	3,14	-2,16
Coahuila	4 599,3	4 993,0	5 209,9	5 892,7	8,56	4,34	13,11
Colima	807,6	954,7	1 005,1	1 143,6	18,20	5,28	13,78
Chiapas	1 026,6	1 099,3	1 169,8	1 207,1	7,08	6,41	3,19
Chihuahua	4 526,2	5,013,0	5 278,2	5 598,5	10,76	5,29	6,07
Distrito Federal	11 358,4	11 920,9	11 860,7	11 570,2	4,95	-0,50	-2,45
Durango	1 321,6	1 490,1	1 686,2	1 801,6	12,74	13,16	6,84
Guanajuato	4 399,9	4 562,2	4 711,2	4 951,8	3,69	3,27	5,11
Guerrero	1 485,6	1 576,6	1 650,6	1 629,4	6,13	4,69	-1,28
Hidalgo	1 967,1	2 306,0	2 120,7	2 248,9	17,23	-8,03	6,05
Jalisco	6 163,4	6 638,5	6 616,9	6 955,5	7,71	-0,33	5,12
Estado de Mexico	10 685,9	11 152,6	11 068,6	12 342,3	4,37	-0,75	11,51
Michoacán	3 479,1	3 990,6	4 465,5	4 736,4	14,70	11,90	6,07
Morelos	1 170,8	1 229,9	1 305,1	1 286,9	5,05	6,12	-1,39
Nayarit	510,1	540,4	555,8	581,9	5,96	2,83	4,71
Nuevo León	8 371,2	9 197,8	9 692,2	10 728,9	9,87	5,38	10,70
Oaxaca	1 214,4	1 258,9	1 323,0	1 450,0	3,67	5,09	9,60
Puebla	3 835,2	4 091,4	4 054,6	4 511,2	6,68	-0,90	11,26
Querétaro	1 721,8	1 988,0	2 041,7	2 260,5	15,46	2,70	10,72
Quintana Roo	1 061,7	1 170,9	1 213,5	1 244,9	10,28	3,64	2,59
San Luis Potosí	2 775,2	3 034,1	3 024,3	3 258,5	9,33	-0,32	7,74
Sinaloa	2 472,5	2 695,2	2 745,3	2 867,2	9,01	1,86	4,44
Sonora	5 443,7	5 778,2	6 129,6	6 854,4	6,15	6,08	11,82
Tabasco	1 237,1	1 315,0	1 325,3	1 312,1	6,30	0,78	-1,00
Tamaulipas	3 983,9	4 373,5	4 651,3	4 868,0	9,78	6,35	4,66
Tlaxcala	367,5	804,6	836,4	987,2	118,94	3,95	18,03
Veracruz	6 425,4	6 969,8	7 781,6	8 483,3	8,47	11,65	9,02
Yucatán	1 382,2	1 531,1	1 537,6	1 548,0	10,78	0,42	0,68
Zacatecas	1 186,6	1 310,0	1 390,1	1 396,3	10,40	6,12	0,44
Ensemble du Mexique	100 876,4	109 532,9	113 365,1	121 571,2	8,58	3,50	7,24

Source : Comisión Federal de Electricidad.

Annexe D

Exemples de tarifs d'électricité résidentiels aux États-Unis

Tableau D-1) Tarifs d'électricité de sociétés américaines, par rang

N° de rang	Entreprise	État	Tarif résidentiel (dollars américains/MWh)	Variation (%) (1986-1997)
1	Long Island Lighting Co.*	New York	151,96	45,0
2	Public Service of N.H.*	New Hampshire	137,86	68,9
3	Atlantic City Electric Co.*	New Jersey	136,22	52,2
4	PECO Energy Co.*	Pennsylvanie	135,60	20,3
5	Bangor Hydro-Electric Co.*	Maine	132,59	48,2
6	Southern California Edison*	Californie	132,12	62,9
7	Boston Edison Company*	Massachusetts	127,73	38,0
8	Pacific Gas & Electric*	Californie	127,66	42,6
9	Cleveland Electric Illumination Co.*	Ohio	118,79	28,8
10	San Diego Gas & Electric*	Californie	116,61	-4,3
51	Jacksonville Electric Authority**	Floride	68,15	0,7
52	Georgia Power Co.*	Géorgie	67,74	16,4
53	Gulf Power Co.*	Floride	67,34	0,0
54	Electric Power Board of Chattanooga**	Tennessee	65,49	18,9
55	Omaha Public Power District****	Nebraska	64,86	21,3
56	Memphis Light, Gas & Water**	Tennessee	64,57	13,1
57	Union Electric Co.*	Missouri	60,65	-7,6
58	American Electric Power*	Virginie	60,22	-2,5
59	City Public Service**	Texas	56,72	-9,7
60	Seattle City Light**	Washington	48,62	24,4

* Services publics de propriété privée.

** Système municipal.

*** Coopérative d'électricité rurale.

**** Système fédéral, d'État ou de district.

Rang selon les tarifs résidentiels de 1997.

Source : Jacksonville Electric Authority, < www.jea.com > .

Annexe E

Institutions et organisations bénévoles dans le secteur de l'électricité

North American Electric Reliability Council (NERC)

Le *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité) a été créé en 1968, à la suite de la panne générale du 9 novembre 1965 qui a plongé dans le noir le nord-est des États-Unis et l'Ontario, au Canada. Le NERC a pour mission de promouvoir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité en Amérique du Nord. Pour remplir son mandat, le NERC examine le passé pour en tirer des leçons, surveille le présent pour s'assurer que les politiques, normes, principes et lignes directrices concernant l'exploitation et la gestion du réseau électrique sont respectés, et évalue la fiabilité future des réseaux de distribution de gros.

Membres

Le NERC est une société à but non lucratif qui a pour propriétaires les dix conseils régionaux. Les membres de ces conseils régionaux et du conseil affilié proviennent de tous les segments de l'industrie de l'approvisionnement en électricité : services publics de propriété privée et fédéraux, coopératives rurales, services publics d'État, municipaux et provinciaux, producteurs indépendants d'électricité, autoproducteurs et distributeurs d'électricité. Ces groupes sont responsables de pratiquement tous les services d'électricité aux États-Unis, au Canada et dans une partie de l'État de Baja California Norte, au Mexique.

Les réunions du conseil d'administration sont ouvertes à des observateurs du *Department of Energy* (DOE, ministère de l'Énergie) des États-Unis, de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, Commission fédérale de la réglementation de l'énergie) des États-Unis, de l'Office national de l'énergie du Canada, de la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC, Association nationale des commissaires à la réglementation des services publics), et de plusieurs organisations industrielles : Edison Electric Institute, *American Public Power Association*, *National Rural Electric Cooperative Association*, *Electric Power Research Institute*, Association canadienne de l'électricité, *Electric Power Supply Association*, *National Association of State Utility Consumer Advocates*, et *Electricity Consumers Resource Council*.

Organisation

Les activités du NERC sont dirigées par son conseil d'administration. Le conseil comprend environ 30 dirigeants de sociétés productrices d'électricité, dont les fonctionnaires du Conseil, deux représentants de chaque conseil régional, les autres membres étant choisis de telle sorte qu'il y ait toujours deux représentants du Canada et au moins deux représentants de chaque segment de l'industrie de l'approvisionnement en électricité.

Conseils régionaux du NERC pour les États-Unis

Western Systems Coordinating Council

Le *Western Systems Coordinating Council* (WSCC, Conseil de coordination des réseaux de l'Ouest) se veut une tribune régionale qui a pour mandat de promouvoir activement la fiabilité des services d'électricité à l'échelle régionale. Pour s'acquitter de son mandat, le WSCC élabore des critères et des politiques en matière de fiabilité, il vérifie que ces critères et politiques sont respectés et il facilite la mise en œuvre d'un processus de planification du transport régional.

Le Conseil et ses membres s'appliquent à conserver leur autonomie interne et à unifier la coordination et l'intégration du réseau de transport interconnecté. Un élément important de la mission du WSCC réside dans l'évaluation de la conformité avec les critères et les politiques établis et dans la mise en application de ces critères et politiques. Ces objectifs vont de pair avec l'établissement et l'entretien d'une relation de travail étroite et complémentaire avec les groupes de transport régionaux, d'autres groupes de planification sous-régionaux et les bourses de l'électricité.

La participation au WSCC est volontaire et ouverte à toute organisation qualifiée de la région, notamment aux producteurs indépendants d'électricité et aux distributeurs dont les activités pourraient avoir une incidence sur la fiabilité des réseaux électriques interconnectés de l'ouest de l'Amérique du Nord. La participation à titre de membre affilié est ouverte à toute organisation qui a un intérêt légitime dans la fiabilité de l'exploitation du réseau interconnecté ou dans la planification concertée, y compris, notamment, les courtiers, les organisations de défense de l'environnement et les organismes de réglementation d'État et fédéraux.

Le WSCC est le plus grand, géographiquement parlant, des dix conseils régionaux. Le territoire de 1,8 million de milles carrés qui relève du Conseil équivaut à plus de la moitié de la superficie occupée par les États contigus des États-Unis. Le WSCC a été créé en 1967 et comptait, à la fin de 1996, 96 organisations membres parmi lesquelles des services publics dépendant des réseaux de transport, de grands services publics de transport, des producteurs indépendants d'électricité, des distributeurs et un organisme de réglementation. Les membres fournissent des services d'électricité fiables à plus de 59 millions de personnes réparties dans les États ou dans une partie des États de l'Arizona, de la Californie, du Colorado, de l'Idaho, du Montana, du Nebraska, du Nevada, du Nouveau-Mexique, de l'Oregon, du Dakota du Sud, du Texas, de l'Utah, de Washington et du Wyoming, ainsi que dans les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, et dans la partie nord de l'État de Baja California Norte, au Mexique. La région est naturellement divisée en quatre grandes zones qui reflètent ses conditions géographiques et climatiques variées, voire extrêmes.

La structure organisationnelle du Conseil comprend un comité exécutif, un conseil d'administration, un comité des politiques de planification régionales, quatre comités permanents (communications, environnement, opérations et coordination de la planification) et de nombreux sous-comités et groupes de travail. Environ 500 dirigeants, ingénieurs et autres représentants des membres du WSCC dévouent temps et compétences à ces activités.

Un personnel permanent, installé à Salt Lake City, Utah, fournit la coordination et le soutien nécessaires pour permettre au Conseil de s'acquitter de son mandat avec efficacité et célérité. Les tâches du personnel sont multiples : participer à des examens de conformité; faciliter la préparation de rapports détaillés sur les perturbations des réseaux; compiler des données régionales; mener des études techniques; administrer un programme de formation de répartiteurs; publier le bulletin du Conseil et les rapports annuels; et coordonner les diverses activités des comités.

Information sur le réseau

La capacité de production nette a augmenté légèrement pour s'établir à 157 784 MW. La capacité de production nette des producteurs indépendants d'électricité a augmenté de 783 MW, tandis que la capacité de production des services publics inscrivait un gain de 651 MW.

Le réseau de transport interconnecté s'est généralement révélé adéquat pour permettre le transport des quantités d'électricité désirées dans la région. Bien que les quantités transportées sur les lignes c.c./c.a. du nord-ouest de la région pacifique vers la Californie aient diminué à la suite des interruptions estivales, les membres du Conseil ont continué de tirer des avantages économiques importants de l'exploitation du réseau interconnecté.

La demande d'électricité estivale a augmenté de 5,1 % entre 1995 et 1996 et elle a été de 4,2 % supérieure aux prévisions. Les températures étaient généralement normales ou supérieures à la normale dans toute la région, alors qu'elles étaient généralement près de la normale pendant l'été 1995.

Les conditions hydriques dans la région du *Northwest Power Pool* (NPP, Bourse d'électricité du Nord-Ouest) se sont considérablement améliorées et les réservoirs étaient remplis à 99,5 % de leur capacité à la fin de juillet. De janvier à juillet, l'écoulement dans le bassin du fleuve Columbia, tel que mesuré à The Dalles, était égal à 131,5 % de la normale, comparativement à 98 % en 1995.

Western Interstate Energy Board

En 1983, la *Western Interstate Energy Board* (WIEB, Commission de l'énergie inter-États de l'Ouest), en coopération avec la *Western Conference of Public Service Commissioners* (Conférence de l'Ouest des commissaires des services publics), a créé le *Committee on Regional Electric Power Cooperation* (Comité sur la coopération régionale en matière d'énergie électrique). Le Comité est formé des conseillers en matière d'énergie auprès des gouverneurs ou des premiers ministres, des commissaires des services publics et des organismes responsables du choix des emplacements des installations pour tous les principaux États et toutes les provinces canadiennes de la région interconnectée de l'Ouest. Le Comité est unique en Amérique du Nord en ce sens qu'il inclut tous les organismes d'État et provinciaux qui ont des responsabilités en matière de services d'électricité dans toute une région.

Le personnel du Comité est nommé par la WIEB, qui assume également le rôle de bras droit en matière d'énergie pour l'Association des gouverneurs de l'Ouest. Le Comité coordonne la nomination des représentants des États et des provinces auprès des trois associations régionales de transport et du WSCC et sert de point de convergence pour les interactions en matière de questions régionales relatives à l'énergie électrique entre les États et les provinces de l'Ouest et l'industrie de l'Ouest, ainsi qu'avec la FERC. Le Comité a pour principale mission de cerner et de résoudre les problèmes qui nuisent à l'efficacité de l'exploitation du réseau de transport de l'Ouest. Il sert également de tribune là où les États et les provinces de l'Ouest peuvent partager de l'information sur les derniers développements.

Mid-Continent Area Power Pool (MAPP)

La *Mid-Continent Area Power Pool* (MAPP, Bourse de l'électricité du milieu du continent) est une association volontaire de services publics d'électricité qui font des affaires dans une région allant des frontières nord du Manitoba et de la Saskatchewan, au Canada, aux frontières sud de l'Iowa et du Nebraska, et du centre du Montana au centre du Wisconsin, aux États-Unis. Ses membres sont des services publics de propriété privée, des coopératives, des services publics municipaux, des services publics de district, une agence de commercialisation de l'énergie électrique, des distributeurs d'électricité, des organismes de réglementation et des producteurs indépendants d'électricité.

La MAPP remplit trois fonctions : elle agit à titre de conseil de fiabilité des services électriques, responsable de la sûreté et de la fiabilité des réseaux du NERC dans son ensemble; c'est un groupe de transport régional chargé de faciliter le libre accès au système de transport; et elle joue le rôle de marché de l'énergie et de l'électricité, là où les membres de la MAPP et d'autres groupes non membres peuvent vendre et acheter de l'électricité.

La MAPP a été créée au milieu des années 1960, avec pour mandat de planifier le transport et la production d'électricité à l'échelle de la région. En 1972, le statut de la MAPP, qui renferme les dispositions concernant le regroupement, a été approuvé par la *Federal Power Administration* (Administration fédérale de l'énergie électrique). Les membres ont fonctionné en vertu de ce statut jusqu'au 1^{er} novembre 1996, date à laquelle le statut remodelé est entré en vigueur.

MAPPCCOR, installé à Minneapolis, dans le Minnesota, fournit les services, gère le personnel et entretient les installations du MAPP Center. Le personnel comprend des ingénieurs, des techniciens, des programmeurs et d'autres professionnels. MAPPCCOR agit à titre d'administrateur impartial pour la région, approuvant ou refusant les demandes de transport en vue de transactions. Le groupe exploite également le nœud OASIS de la MAPP.

Tableau E-1 Données statistiques de la MAPP pour les États-Unis et le Canada

Données statistiques de la MAPP pour les États-Unis et le Canada	
Demande de pointe 1996	32 441 MW (pointe estivale non coïncidente)
Région géographique	890 000 milles carrés
Population	16 millions
Taux de croissance annuel prévu	1,5 %
Lignes de transport	19 959 milles
Capacité de production	39 552 MW
Charbon	54 %
Hydroélectricité	23 %
Nucléaire	10 %
Gaz/mazout	12 %
Autres	1 %
Production d'énergie	
Charbon	60 %
Hydroélectricité	24 %
Nucléaire	14 %
Gaz/mazout	1 %
Autres	1 %

Northeast Power Coordinating Council (NPCC)

Le *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC, Conseil de coordination de l'énergie électrique du Nord-Est) est une organisation bénévole à but non lucratif. Ses membres et ses membres associés représentent actuellement des services publics de propriété privée et publique qui desservent le nord-est des États-Unis ainsi que le centre et l'est du Canada, et des distributeurs d'électricité. Par ailleurs, le NPCC travaille en étroite collaboration avec un certain nombre d'organisations associées telles que les bourses d'électricité et les centres de contrôle. Le NPCC compte 22 membres à part entière et 15 membres associés.

La région couverte par le NPCC comprend New York, les six États de la Nouvelle-Angleterre et les provinces de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. La population desservie est d'environ 49 millions de personnes, dont approximativement 20 millions sont des clients des services d'électricité. La région couvre une superficie d'un million de milles carrés.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

La *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC, Association nationale des commissaires à la réglementation des services publics) est une société quasi gouvernementale à but non lucratif, fondée le 5 mars 1989. Ses membres comptent des organismes des cinquante États et du district de Columbia, de Porto Rico et des Îles Vierges qui s'occupent de réglementer les services publics et les transporteurs. Le principal objectif est de servir les intérêts des consommateurs en cherchant à améliorer la qualité et l'efficacité des règlements publics aux États-Unis.

L'Association poursuit plusieurs objectifs : faire progresser la réglementation par les commissions grâce à l'étude concertée de questions concernant l'exploitation et la supervision des services publics et des transporteurs; promouvoir l'uniformisation des règlements des commissions visant les services publics et les transporteurs; promouvoir l'action concertée des commissions des différents États en vue de protéger les intérêts communs de la population en ce qui concerne la réglementation des services publics et des transporteurs; et encourager la coopération entre les commissions des différents États ainsi qu'avec les commissions fédérales représentées au sein de l'Association.

Les membres actifs de l'Association sont les fonctionnaires de l'Association et les commissaires des commissions des différents États, du gouvernement fédéral et des territoires des États-Unis qui s'occupent de la réglementation des services publics ou des transporteurs, à la condition toutefois qu'il n'y ait pas plus de dix commissions du gouvernement fédéral représentées au sein de l'Association en aucun temps.

Les membres associés de l'Association sont les membres du personnel des commissions, les membres du personnel de l'Association et de son groupe de recherche, les commissaires et les membres du personnel d'autres commissions chargées de la réglementation des services publics et des transporteurs, dont la participation à titre de membres a été approuvée par l'Association lors de sa convention annuelle, les membres des organismes fédéraux qui s'occupent de l'approvisionnement en énergie et les membres des organismes fédéraux et d'État qui s'occupent de la formulation des politiques et de la planification concernant les services publics et les transporteurs et qui ne peuvent pas prétendre au titre de membre au sein de l'Association.

Outre le comité exécutif, l'Association compte les comités permanents suivants : comité des communications, comité de l'électricité, comité des ressources énergétiques et de l'environnement, comité des finances et de la technologie, comité du gaz, comité des relations internationales et comité de l'eau.

Annexe F

Expansion planifiée ou prévue du secteur de l'électricité

Tableau F-1 Ajouts de capacité prévus au Canada, par province

Province	1996	2005	2010	Variation (%) 1996-2005	Variation (%) 1996-2010
Alberta	8 975	9 281	9 289	3,4	3,5
Colombie-Britannique	13 069	14 538	15 454	11,2	18,2
Manitoba	4 912	4 648	4 543	-5,4	-7,5
Nouveau-Brunswick	4 353	4 414	4 205	1,4	-3,4
Terre-Neuve	7 435	7 609	7 752	2,3	4,3
Nouvelle-Écosse	2 505	2 898	2 898	15,7	15,7
T. N.-O.	218	243	243	11,5	11,5
Ontario	35 768	36 444	36 444	1,9	1,9
Île-du-Prince-Édouard	121	145	145	19,8	19,8
Québec	35 209	36 925	39 541	4,9	12,3
Saskatchewan	3 082	3 339	3 339	8,3	8,3
Yukon	134	138	140	3,0	4,5
Total	115 781	120 622	123 993	4,2	7,1

Source : Association canadienne de l'électricité, 1996.

Tableau F-2 Ajouts de capacité planifiés au Mexique : plan d'expansion de la CFE

Projet	Emplacement	Type	Date probable des appels d'offres	Modalité des appels d'offres	Ajouts de capacité										Total
					1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006		
<i>En construction</i>															
Samalayucal I (1, 2 & 3)	Chih	CC	Adjugé	CAT	347,8	173,9									521,7
Mérida III	Yuc	CC	Adjugé	PEE			499								499
Marítaro (BLT)	Mich	Geo	1997	CAT		40									40
<i>Appel d'offres en cours</i>															
Cerro Prieto IV	BC	Geo	1996	CAT			100								100
Rosarito VIII & IX	BC	CC	1996	CAT			450								450
Chihuahua	Chih	CC	1996	CAT			450								450
Monterrey I, II & III	NL	CC	1996	CAT			450								450
<i>Plan d'action à court terme</i>															
Rosarito VII	BC	TG	1997	RP		150									150
Hermosillo I (CFE)	Son	TG	1997	RP		150									150
Río Bravo IV & V (IPP)	Tamps	TG	1997	RP		150									150
Huinalá	NL	TG	1997	RP		150									150
El Saúz	Qro	TG	1997	RP		150									150
<i>Producteurs externes (PIE)</i>															
El Saúz (IPP)	Qro	CC	1997	PEE				450							450
Hermosillo II (IPP)	Son	CC	1997	PEE				225							225
Río Bravo IV & V (IPP)	Tamps	CC	1997	PEE				450							450
Saltillo	Coah	CC	1997	PEE				225							225
<i>Soumissions en cours d'examen</i>															
LaVenta I & II	Oax	Eol	1996			54									54
Tres Virgenes	BCS	Geo	1996		10										10
San Rafael	Nay	Hid	1997			24									24
Pto, San Carlos III & IV	BCS	CITD	1997				375			375					750
Guerrero Negro (trois unités)	BCS	CITD	1997			18									18
El Chino I	Mich	Geo	1997			50									50
<i>Modalité d'appel d'offres à déterminer</i>															
El Cajon	Nay	Hid	1998									636			636
Tuxpan	Ver	CC	1998					450	450						900
Campeche I	Tab/Camp	CC	1998					225							225
Monterrey	NL	TG	1998					450							450
Altamira	Tamps	CC/C	1998					450		450			450		1 350
Francisco Villa (remise en route)*	Chih	CC	1999							249					249
Rosarito X & XI	BC	CC	1999							450					450
Noroeste (Naco-Nogales)	Son	CC	1999							225		225			450
Río Bravo	Tamps	CC	1999							450	450				900
Laguna I & II	Dur	CC	2000								450				450
Matamoros	Tamps	CC	2001									450	450		900
Oriental	Ver	CC	2001									450	450		900
Valladolid	Yuc	CC	2001									225			225
Baja California Sur (San Carlos)	BCS	CITD	2002											375	375
Baja California Norte	BCN	CC	2002											225	225
Total					358	1 110	1 949	1 388	1 575	1 862	1 350	1 986	1 613	13 189	

* Accroissement de capacité de 150 MW. PEE : PIE. RP : ressources budgétaires de la CFE. CAT : CLT Source : Comisión Federal de Electricidad.

Légende : Modalités : PEE, PIE; RP, ressources budgétaires de la CFE; CAT, CLT.

Type : CC, cycle combiné; TG, turbine à gaz; CITD, combustion interne (diesel); Geo, géothermique; Eol, éolien; Hid, hydroélectrique.

Emplacement : Chih, Chihuahua; Yuc, Yucatán; Mich, Michoacán; BC, Baja California; NL, Nuevo León; Son, Sonora; Tamps, Tamaulipas; Qro, Querétaro; Coah, Coahuila; Oax, Oaxaca; BCS, Baja California Sur; Nay, Nayarit; Ver, Veracruz; Tab, Tabasco; Camp, Campeche; Dur, Durango..

Tableau F-3 Ajouts de capacité planifiés au Mexique, par État, 1996-2006

Frontière nord	Capacité prévue (MW)
Baja California Norte et Sur	1 516
Chihuahua	1 221
Coahuila	225
Nuevo León	1 050
Sonora	825
Tamaulipas	3 750
Total partiel	8 586
Centre	
Durango	450
Michoacán	90
Nayarit	660
Querétaro	600
Veracruz	1 800
Total partiel	3 600
Sud et sud-est	
Oaxaca	54
Yucatán	724
Tabasco/Campeche	225
Total partiel	1 003
Total	13 189

Source : Comisión Federal de Electricidad.

Tableau F-4 Structure de la capacité actuelle et planifiée de la CFE, 1995-2006

Technologie/type de combustible	1995 (MW)	Part (%)	1996 (MW)	Part (%)	2006 (MW)	Part (%)	Variation* (%)
Total	33 037,33	100,00	34 790,48	100,00	47 979,68	100,00	37,91
Thermique – combustible fossiles							
Charbon	2 250	6,81	2 600	7,47	3 950,00	8,23	51,92
Mazout et/ou gaz	13 594,50	41,15	14 294,50	41,09	14 294,50	29,79	0,00
Cycle mixte	2 100	6,36	2 100	6,04	2 100,00	4,38	0,00
Gas naturel cycle combiné	1 889,66	5,72	1 911,66	5,49	11 506,36	23,98	501,90
Turbines à gaz	1 682,08	5,09	1 674,08	4,81	2 874,08	5,99	71,68
Fixes			1 552,58	4,46			
Mobiles			121,5	0,35			
Combustion interne (Diesel)	128,51	0,39	121,26	0,35	251,76	0,52	107,62
Total partiel	21 644,75	65,51	22 701,50	65,25	34 976,70	72,90	54,07
Thermique – autre							
Nucléaire	1 309,06	3,96	1 309,06	3,76	1 309,06	2,73	0,00
Géothermie	752,9	2,28	743,9	2,14	943,90	1,97	26,89
Hydroélectricité	9 329,04	28,24	10 034,44	28,84	10 694,44	22,29	6,58
Éolien	1,58	0,01	1,575	0,01	55,58	0,12	3 428,57
Total partiel	11 392,58	34,49	12 088,98	34,75	13 002,98	27,10	7,56

* Changement dans la capacité installée prévue pour 2006 par rapport à 1995.

Source : Comisión Federal de Electricidad.

Tableau F-5 Ajouts de capacité prévus aux États-Unis, par État

État	Capacité actuelle* (capacité estivale nette)	Ajouts de capacité prévus**	État	Capacité actuelle* (capacité estivale nette)	Ajouts de capacité prévus**
Alabama	20 463	1 413	New Jersey	13 817	2 641
Arizona	15 221	316	Nouveau-Mexique	5 078	0
Arkansas	9 639	103	New York	32 147	62
Californie	43 302	446	Caroline du Nord	20 597	4 001
Colorado	6 647	539	Dakota du Nord	4 485	0
Connecticut	6 722	0	Ohio	27 365	3 178
Delaware	2 239	0	Oklahoma	12 928	703
District de Columbia	806	0	Oregon	10 446	0
Floride	35 857	4 100	Pennsylvanie	33 698	140
Georgie	22 290	1 069	Rhode Island	442	0
Idaho	2 559	19	Carolina du Sud	16 701	1 063
Illinois	33 139	2 431	Dakota du Sud	2 950	3 070
Indiana	20 712	558	Tennessee	16 144	1 170
Iowa	8 237	63	Texas	64 424	5 878
Kansas	9 675	258	Utah	4 927	8
Kentucky	15 425	1 240	Vermont	1 090	8
Louisiane	17 019	212	Virginie	14 342	2 338
Maine	2 432	43	Virginie-Occidentale	14 451	0
Maryland	10 957	2 083	Washington	24 277	117
Massachusetts	9 288	0	Wisconsin	11 536	960
Michigan	21 981	2	Wyoming	5 970	0
Minnesota	8 923	20			
Mississippi	7 170	326	Total partiel – É.-U. contigus	702 776	43 058
Missouri	15 724	2 003	Alaska et Hawaii	3 334	164
Montana	4 943	0			
Nebraska	5 529	387	Total	706 110	43 222
Nevada	5 556	90			
New Hampshire	2 506	0			

En mégawatts.

* En 1996.

** En 2005.

Source : US Energy Information Administration, 1996c, tableau 17.

Annexe G

Commerce de biens d'équipement et de matériels dans le secteur de l'énergie

Les tableaux qui suivent résument les données concernant le commerce de biens d'équipement et de matériels obtenues de différentes sources. Il est fort probable que ces sources utilisent des méthodes différentes pour regrouper leurs données par code tarifaire. Par conséquent, il se peut que les chiffres ne concordent pas entre les différentes sources. Toutefois, comme il est précisé dans le texte, ces données permettent de tirer certaines conclusions générales.

Banco Nacional de Comercio Exterior (BANCOMEXT, Banque nationale de commerce extérieur), Mexique

Tableau G-1 Échanges mexicains avec les États-Unis et le Canada, produits choisis du secteur de l'énergie

Courant d'échange	1997*	1996	1995	1994	Variation (%) 1994-1997
Exportations					
Canada	12 498	6 741	19 063	36 296	-65,57
États-Unis	162 210	676 755	161 047	479 649	-66,18
Total	174 707	683 497	180 110	515 945	-66,14
Importations					
Canada	8 230	10 123	6 706	6 049	36,06
États-Unis	485 373	394 561	261 540	366 329	32,50
Total	493 603	404 684	268 246	372 377	32,55
Dans les deux sens					
Canada	20 728	16 864	25 769	42 345	-51,05
États-Unis	647 583	1 071 317	422 587	845 978	-23,45
Total	668 311	1 088 181	448 356	888 323	-24,77

Importations et exportations permanentes (transactions avec les *maquiladoras* et courants d'échange temporaires exclus).

Milliers de dollars américains.

Source : Banco Nacional de Comercio Exterior.

* Calculé sur l'année, à partir des données de janvier à juillet.

Tableau G-2 Échanges américains avec le Mexique et le Canada, produits choisis du secteur de l'énergie

Courant d'échange	1997*	1996*	1995*	Variation (%) 1995-1997
Exportations				
Canada	6 173 548	5 329 762	5 157 522	19,70
Mexique	2 436 622	1 245 604	1 260 614	93,29
Total	8 610 170	6 575 366	6 418 136	34,15
Importations				
Canada	2 965 982	2 894 208	3 187 360	-6,95
Mexique	1 495 966	1 194 047	1 099 345	36,08
Total	4 461 948	4 088 255	4 286 705	4,09
Dans les deux sens				
Canada	9 139 530	8 223 970	8 344 882	9,52
Mexique	3 932 588	2 439 651	2 359 959	66,64
Total	13 072 118	10 663 621	10 704 841	22,11

Milliers de dollars américains.

Source : US Department of Energy, Bureau de l'ALÉNA.

* Calculé sur une année, à partir des données de janvier à juin.

Chiffres de la BANCOMEXT pour les pays non signataires de l'ALÉNA

Tableau G-3 Échanges mexicains de produits du secteur de l'énergie avec des pays choisis

Pays	1997*	1996	1995	1994	Variation (%) 1994-1997
Chine	87 765	341	1 097	524	16649
Finlande	498 677	20 121	131 027	114 467	336
France	2 492 637	5 251 439	12 365 762	13 999 868	-82
Allemagne	11 362 062	4 579 086	1 752 631	5 380 385	111
Italie	714 668	418 798	4 338 162	464 375	54
Japon	708 327	805 293	666 323	8 660 240	-92
Suède	1 680	10 405	13 996	22 149	-92
Suisse	1 002 091	3 157	65 750	79 009	1168
Espagne	349 378	1 325 143	131 679	6 198 420	-94

Importations permanentes (transactions avec les *maquiladoras* et courants d'échange temporaires exclus).
Chiffes en milliers de dollars américains.

Source : BANCOMEXT.

*Calculé sur une année, à partir des données de janvier à juillet.

Annexe H

Restructuration du secteur de l'électricité à l'échelle des États et des provinces aux États-Unis et au Canada

La présente annexe brosse un tableau récent de la restructuration en cours dans le secteur de l'électricité aux États-Unis et au Canada. Les renseignements sont extraits du site Web du *National Regulatory Research Institute* (NRRI, Institut national de recherche sur la réglementation) ainsi que d'entrevues et de conversations avec des responsables de la réglementation aux États-Unis et au Canada.

États-Unis

Le rythme de la déréglementation aux États-Unis s'accélère. En effet, les États sont de plus en plus nombreux à promulguer des lois visant à restructurer les marchés de l'électricité au cours des prochaines années. La liste des États qui ont ouvert leur marché à la concurrence s'est allongée en novembre 1997, lorsque l'Illinois et le Massachusetts ont rejoint la Californie, le Maine, le Montana, le Nevada, le New Hampshire, l'Oklahoma, la Pennsylvanie et le Rhode Island. C'est la Californie qui donne l'exemple et il est prévu que le marché de détail californien s'ouvre à la concurrence en janvier 1998.

Le tableau ci-dessous résume les mesures prises récemment par les dix États qui ont promulgué des lois visant la restructuration du secteur de l'électricité. La carte qui suit fournit un panorama national de la situation. Sont ensuite reproduits les tableaux de résultats en matière de déréglementation, préparés par le NRRI. Le site web du NRRI se trouve à l'adresse suivante : < <http://www.nrri.ohio-state.edu> > .

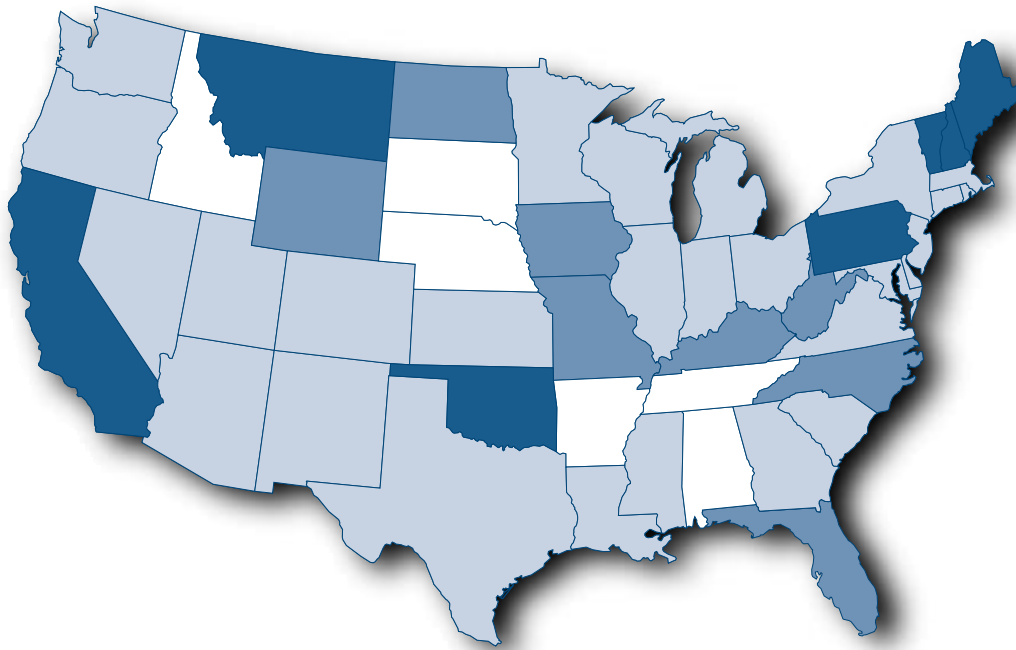
Tableau H-1 Lois promulguées par dix États américains pour la restructuration du secteur de l'électricité

État	Mesures législatives	Mesures réglementaires	Coûts incompressibles	Programmes pilotes
Californie	1996 : AB 1890 promulguée	5/97 : CPUC fixe date à janvier 1998 pour le début de la concurrence	9/97 : approbation d'un financement de 7,3 milliards de dollars pour couvrir les coûts incompressibles	
Illinois	1997 : loi sur le choix du détaillant promulguée			1996 : programme pilote pour le transit de détail pour IL (gros clients seulement) et CILCO (toutes les catégories de clients)
Maine	1997 : LD 1804 promulguée; ouvre le marché de détail à la concurrence en 2000, avec la part de marché plafonnée à 33 % dans l'ancienne zone de service, des conditions de cession d'actifs et des exigences en matière de portefeuille d'énergies renouvelables	Détails de la restructuration en cours d'élaboration	Question reportée à la session législative de 1998.	
Massachusetts	1997 : loi sur le choix du détaillant adoptée	1996 : proposition de loi, règles modèles et arrêté final émis	Recouvrement complet, sur 10 ans, des frais engagés avant mars 1995	1997 : Mass Electric Co. lance un programme pilote d'un an dans 4 collectivités, avec la possibilité de choisir de l'électricité « verte »
Montana	1997 : SB 390 promulguée; permet aux gros consommateurs de choisir à partir de juillet 98, aux clients de détail à partir de 2002, avec un gel des tarifs pendant 2 ans	PSC responsable de la mise en application de SB 390	Frais d'accès de 2,8 ¢/kWh autorisés; financement des coûts incompressibles, avec un gel des tarifs, par des frais de transition imposés aux clients	
Nevada	1997 : AB 366 promulguée; marché de détail ouvert à la concurrence en juillet 2001	1996 : le comité de la PSC a adopté 10 principes	Plein recouvrement	
New Hampshire	1996 : HB 1392 promulguée; choix du détaillant en janvier 1998	1997 : arrêté final émis	Plein recouvrement des coûts incompressibles non garanti	1996 : programme pilote limité pour le transit (2 ans)
Oklahoma	1997 : SB 500 promulguée; choix du détaillant en 2002	À l'étude	Recouvrement des coûts incompressibles sur 5 à 7 ans, à condition que les tarifs n'augmentent pas	
Pennsylvanie	1996 : HB 1509 promulguée	1997 : arrêté final avec des lignes directrices pour conserver le même niveau de service à la clientèle	Décision laissée à la PUC, bien que la loi encourage la compensation; titrisation à l'étude	1997 : programme pilote pour 5 % des clients; introduction progressive de la concurrence sur le marché de détail en 2001
Rhode Island	1997 : H 7003 promulguée, pour la titrisation des coûts incompressibles, règles attendues à la fin de 1997; 1996 : loi sur le choix du détaillant promulguée, avec un accès direct pour 10 %, toutes catégories, en juillet 1997	Procédures officielles	Frais de transition de 2,8 ¢/kWh imposés aux clients; recouvrement en 2009	

Source : US Energy Information Administration, articles de presse.

La carte ci-dessous résume les données concernant la situation dans chaque État qui sont présentées dans les tableaux des pages suivantes. Ces données proviennent d'une enquête menée par le NRRI auprès des organismes d'État chargés de la réglementation des services publics.

Figure H-1) Restructuration de l'industrie aux États-Unis



- Groupe 1 Plan de restructuration adopté ou loi promulguée
 7 États représentant 20 % de la population américaine
- Groupe 2 Lois à l'étude ou entreprises déposant des plans
 27 États représentant 60 % de la population américaine
- Groupe 3 Restructuration à l'étude
 8 États représentant 14 % de la population américaine
- Groupe 4 Pas d'activité notable ou décision qu'aucune mesure n'est nécessaire
 6 États représentant 6 % de la population américaine

Source : Ministère des Finances de l'Ontario, « La voie du changement », à partir de données recueillies par le NRRI et d'autres sources.

Remarque : Cette carte a été préparée avant la promulgation de lois sur la déréglementation dans l'Illinois et le Massachusetts.

Tableau H-2 Restructuration de l'industrie à l'échelle des États américains

État	Activités de la commission de réglementation									Mise en œuvre		Activités législatives					
	Pas d'activité	Forum PUC	Rapport personnel	Enquête officielle	Lignes directrices	Arrêté préliminaire	Aud. commission	Arrêté final	Prog. pilote	Plan serv. publ.	Plan approuvé	Étude législ.	Dépôt projet loi	Projet loi adopté	Rejet ou veto	Devant la cour	Étude organe exécutif
AL		●											●			●	
AK		●		●			●						●				
AZ		●	●	●		●		●				●	●		●	●	
AR		●										●					
CA		●				●		●				●	●				
CO		●	●	●								●		●			
CT				●	●							●	●		●		●
DC				●								●					
DE		●	●	●			●					●	●				
FL		●										●	●		●		
GA		●		●									●				
HI		●		●									●				
ID		●		●	●	●	●						●				
IL		●	●						●				●		●		
IN		●	●									●	●				
IA		●	●	●	●		●		●				●				
KS		●		●								●	●				
KY		●		●									●				
LA		●	●	●	●							●	●				
ME		●	●	●	●	●	●					●	●				
MD		●	●	●	●							●		●			
MA				●		●	●	●	●	●		●	●			●	
MI		●	●			●	●	●	●	●			●		●	●	●
MN		●	●	●	●							●	●		●		
MS		●	●	●			●					●	●				
MO		●		●					●			●		●			
MT		●			●							●		●			
NE												●					
NV				●	●							●	●		●		
NH				●	●	●	●	●	●			●	●			●	
NJ			●	●	●				●	●							
NM		●		●								●	●				
NY		●			●		●	●	●	●		●	●			●	
NC		●		●								●					
ND		●		●		●						●	●				
OH		●		●	●	●						●	●				
OK		●		●	●		●					●	●	●			
OR		●				●			●			●	●		●		●
PA			●	●	●		●		●			●	●	●			●
RI			●	●	●							●	●	●			
SC		●	●	●									●				
SD		●															
TN		●															
TX			●	●	●	●		●				●	●		●		
UT		●	●	●	●							●	●				
VT		●		●	●	●	●	●				●	●				●
VA		●	●	●								●	●				
WA				●	●			●									●
WV		●	●	●													
WI		●	●	●	●	●	●					●					
WY		●	●		●												
Total	0	41	22	34	21	13	14	9	12	24	3	31	25	8	10	6	6

Restructuration du secteur de l'électricité : tableau de résultats National Regulatory Research Institute. 25 novembre 1997. Les commissions (indiquées à l'aide du suffixe à ci-dessus) n'ont pas renvoyé le questionnaire. Les données sont considérées exactes à ce jour. Certains renseignements ont été fournis par des sources secondaires et n'ont pas été vérifiés. Ce rapport est un résumé de la base de données du NRRI. Le texte complet de la base de données, soit plus de 100 pages, peut être récupéré du site web du NRRI. Pour plus de renseignements, communiquer avec John Hoag, à l'adresse suivante : John Hoag.jcht@asu.edu Tél: (614) 292-9666.

Sources : National Regulatory Research Institute, 1^{er} août 1997, Census Bureau des États-Unis et ministère des Finances de l'Ontario.

Au Canada, le mouvement en faveur de la restructuration gagne rapidement de l'ampleur, en partie à cause des répercussions des mesures prises par le gouvernement fédéral américain et de l'effet d'entraînement exercé par certaines provinces, notamment l'Alberta. Depuis 1995, quatre provinces ont ouvert ou sont sur le point d'ouvrir les marchés provinciaux de l'énergie à la concurrence, et ce n'est vraisemblablement pas un hasard que ces provinces fassent partie des plus grands exportateurs d'électricité vers les États-Unis, à savoir l'Alberta, le Québec, la Colombie-Britannique et le Manitoba²⁰⁵. De ces quatre provinces, les grands services publics de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Québec ont tous obtenu des permis de distribution de la FERC au cours de la dernière année.

Alberta

L'Alberta a promulgué l'*Alberta Electric Utilities Act* (Loi sur les services publics d'électricité) en 1995, qui ouvre les marchés de gros de l'électricité à la concurrence. Comme il est spécifié dans la loi, le 1^{er} janvier 1996, le secteur de l'électricité de l'Alberta a été restructuré en une bourse de l'électricité unique, le transport étant régi par un nouvel organisme indépendant. En vertu de la loi, les trois grands services publics intégrés, TransAlta Utilities, Alberta Power et Edmonton Power exploitent leurs réseaux de transmission par l'intermédiaire d'un administrateur du transport, connu sous le nom de Grid Company of Alberta Inc., qui fixe un tarif réglementaire basé sur le coût pour l'utilisation du réseau de transport.

Désormais, tous les achats ou ventes d'électricité en Alberta doivent se faire par l'intermédiaire de la bourse. Tous les producteurs proposent la production quotidienne de leurs centrales en vue de la distribution, à chaque heure, selon le prix de la bourse. Toutes les importations et les exportations passent par la bourse et les parties qui désirent importer ou exporter doivent devenir membres de la bourse et faire la preuve qu'ils ont pris les arrangements nécessaires pour le transport de l'électricité.

Tout producteur connecté au réseau de transport provincial peut proposer son électricité à la bourse et tous les distributeurs doivent recevoir leur électricité de la bourse. Un certain nombre d'instruments financiers légaux ont été mis en place pour faire en sorte que les consommateurs de la province bénéficient d'une protection de prix pour l'électricité bon marché produite par les centrales existantes pour lesquelles ils ont déjà payé. Essentiellement, le marché de gros de la production d'électricité est un marché soumis au jeu de la concurrence, avec des mécanismes de protection du consommateur pour empêcher les profits inattendus des centrales construites antérieurement par des services publics monopolistiques. Le 10 octobre 1997, le ministre de l'Énergie de l'Alberta, Steve West, a annoncé qu'en 1999, tous les utilisateurs d'électricité pourraient acheter leur électricité auprès de n'importe quel fournisseur. Une version préliminaire d'un projet de loi définissant la structure du marché sera rendue publique en décembre aux fins de consultation, et un projet de loi sera déposé au printemps de 1998.

Manitoba

En juin 1997, le Parlement provincial a adopté une loi en vertu de laquelle d'autres producteurs d'électricité ont accès aux lignes de transport de Manitoba Hydro, mettant ainsi un terme au monopole de la société de services publics sur le réseau électrique. Afin de se préparer à affronter la concurrence, Manitoba Hydro a procédé à une restructuration interne, se constituant en unités d'affaires fonctionnelles distinctes et se fixant des objectifs financiers, dont celui d'améliorer sa performance en se basant sur des indicateurs financiers tels que le ratio d'endettement.

²⁰⁵ Voir ministère des Finances de l'Ontario, novembre 1997, p. 3.

Colombie-Britannique

BC Hydro a essayé de profiter de nouvelles occasions d'exportation, tout en cherchant à éviter les différends éventuels, en se faisant admettre au sein d'associations de transport régionales américaines créées en vertu de la loi fédérale sur les politiques énergétiques de 1992 qui a conféré à la FERC le pouvoir d'ordonner aux sociétés de services publics propriétaires de réseaux de transport d'offrir des services de transport à des tierces parties. Étant donné que BC Hydro n'est pas assujettie aux règlements du gouvernement fédéral américain ou d'un État américain, elle n'est pas tenue d'offrir les mêmes avantages que ceux dont elle jouit en vertu de la restructuration du secteur aux États-Unis; toutefois, BC Hydro ne recevra pas plus des services publics américains que ce qu'elle est disposée à offrir. Cette situation va à l'encontre de la règle du traitement national de l'ALÉNA, mais BC Hydro semble accepter cette restriction en échange d'un meilleur accès aux marchés de gros américains. Comme c'est la règle pour les membres de la *Western Regional Transmission Association* (WRTA, Association régionale de transport de l'Ouest), BC Hydro a également déposé une demande de transit de gros auprès de la *British Columbia Utilities Commission* (BCUC, Commission des entreprises de service public de Colombie-Britannique) pour garantir l'accès à son réseau de transport à d'autres services publics et à des producteurs indépendants d'électricité.

Afin de ne pas se faire distancer par BC Hydro, les producteurs indépendants d'électricité de la province ont exercé des pressions sur le gouvernement et ont témoigné devant la BCUC pour obtenir des changements dans la structure du marché intérieur de la Colombie-Britannique qui leur permettraient d'exporter directement de l'électricité aux États-Unis. À l'heure actuelle, les producteurs indépendants peuvent seulement vendre de l'électricité à BC Hydro, qui la revendra sur le marché étranger selon son bon vouloir. Toutefois, dans une récente décision concernant le transit de gros, la BCUC vient d'approuver les exportations directes par les producteurs indépendants.

Les activités commerciales transfrontalières des producteurs de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, notamment des sociétés de services publics comme BC Hydro, ont suscité du mécontentement auprès des services publics et des producteurs américains, qui se plaignent de ne pas avoir accès aux marchés canadiens. La *Bonneville Power Administration* et de grands distributeurs d'électricité américains ont engagé des procédures devant la BCUC dans des affaires de services de transport.

En novembre 1995, BC Hydro a déposé une demande auprès de l'organisme de réglementation de la Colombie-Britannique concernant un tarif de gros qui permettrait à d'autres utilisateurs d'avoir accès au réseau de transport. La Commission des entreprises de service public s'est prononcée en faveur de l'adoption du tarif en juin 1996, en spécifiant plusieurs conditions qui devaient être examinées dans une demande subséquente. La société de service public a déposé une demande d'approbation d'un tarif actualisé qui tenait compte des questions soulevées par la Commission et par d'autres organismes. Il a été décidé de tenir une audience en février 1998. Seuls un nombre limité de petits services publics municipaux et une société de service public de propriété privée, représentant approximativement 9 % de la consommation d'électricité de la Colombie-Britannique, peuvent prétendre à des achats au tarif de gros. Cependant, après avoir ouvert le marché de gros à la concurrence, le gouvernement a nommé un conseiller et constitué un groupe de travail sur la restructuration de l'industrie de l'électricité, avec pour mandat d'examiner l'introduction de la concurrence sur le marché de détail en Colombie-Britannique.

En réponse aux préoccupations du public concernant l'exploitation des installations hydroélectriques, le gouvernement provincial a annoncé, en novembre 1996, la mise en œuvre d'un processus de planification des utilisations de l'eau en vertu duquel les permis actuels d'utilisation de l'eau octroyés aux centrales hydroélectriques de Colombie-Britannique seront examinés. Le but du processus de planification est de réallouer des ressources hydriques pour les poissons et les mesures d'atténuation et de résoudre des problèmes de vieille date concernant la survie des poissons. Les plans viseront des aspects qui ne sont pas liés à l'énergie électrique, tels que les pêcheries, les activités récréatives, la lutte contre les inondations et l'irrigation. Suite à la mise en œuvre de ces plans, des modifications seront apportées aux permis existants²⁰⁶.

²⁰⁶ Commission de coopération environnementale, 1997c, III-2.

Québec

À la fin de 1996, la province a dévoilé une nouvelle politique énergétique qui ouvre le réseau de transport d'Hydro-Québec aux concurrents extérieurs. Cette politique fixe également des tarifs de transit et encourage la constitution d'alliances et de partenariats en vue de promouvoir les exportations québécoises.

La *Loi sur la Régie de l'Énergie* permet aussi la réglementation indépendante d'Hydro-Québec, la société d'État provinciale de service public. Depuis le 1^{er} mai 1997, la Régie a le pouvoir de fixer des tarifs de transport pour les clients de gros. Comme en Colombie-Britannique, peu de clients peuvent utiliser le tarif de transport pour acheter de l'électricité destinée à des utilisateurs québécois. En fait, en dehors d'Hydro-Québec, il n'y a qu'une poignée de services publics municipaux, qui utilisent environ 2 % de l'électricité québécoise²⁰⁷.

Ontario

En 1996, le Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (connu sous le nom de Commission MacDonald, en l'honneur de son président, l'honorable Donald MacDonald) a formulé des recommandations au sujet de l'ouverture du marché de l'électricité de l'Ontario à la concurrence.

Le gouvernement provincial, en accord avec les conclusions du Comité, à savoir qu'il convenait d'apporter des changements au marché de l'énergie et à Ontario Hydro, a préparé un avant-projet de modifications à la loi et à la réglementation, qui a fait l'objet d'un rapport publié récemment (novembre 1997) intitulé « La voie du changement : pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario » et qui prévoit : l'introduction d'une nouvelle loi en 1998 pour remplacer la *Loi sur la Société de l'électricité provinciale* et une modification des statuts de la Commission de l'énergie de l'Ontario; des préparatifs en vue de l'ouverture du marché à la concurrence en 1999; et l'ouverture à la concurrence, y compris sur le marché de détail, en l'an 2000.

Le principal argument développé dans cette proposition est que la restructuration du secteur de l'énergie dans les États voisins des États-Unis entraîne une baisse des prix pour les industries qui sont en concurrence avec les industries ontariennes. La proposition précise que l'on s'attend à une baisse des prix de l'électricité sur le marché du nord-est des États-Unis, caractérisé par des prix de revient élevés, et, partant, à une amélioration de la position économique relative des entreprises avec lesquelles l'Ontario est en compétition pour les investissements et les emplois²⁰⁸.

Pour suivre le rythme des changements qui se produisent à l'extérieur de l'Ontario, la proposition comprend un plan de restructuration radicale d'Ontario Hydro, la plus grande société de service public en Amérique du Nord. Aux termes de cette proposition, que le gouvernement espère pouvoir mettre en œuvre au cours des trois prochaines années, tous les consommateurs d'électricité seraient autorisés à acheter leur électricité auprès de n'importe quel producteur, y compris le successeur d'Ontario Hydro, la Société de production d'électricité de l'Ontario (Ontario Electricity Generation Company).

Dans la nouvelle structure, la Commission de l'énergie de l'Ontario verrait son rôle d'organisme de réglementation renforcé. La dette actuelle d'Ontario Hydro, qui s'élève à 30 milliards de dollars, serait détenue par une société financière de portefeuille de propriété publique et toutes les nouvelles recettes éventuelles découlant d'économies internes et d'une rationalisation des entreprises de distribution, d'un nouveau régime de taxes foncières et de revenus gagnés seraient utilisées pour le paiement de la dette.

Le livre blanc présente deux solutions pour tenter de résoudre les problèmes environnementaux : la définition d'un plafond pour les émissions d'oxydes d'azote, avec la mise en œuvre d'un programme d'échanges d'émissions pour toutes les centrales ontariennes, et l'imposition d'une norme de rendement en matière d'émissions pour tous les producteurs qui vendent de l'énergie électrique sur le marché ontarien.

Pour lancer le processus d'ouverture du marché à la concurrence le plus rapidement possible, le gouvernement de l'Ontario introduira une nouvelle loi en 1998 en vue de remplacer la *Loi sur la Société de l'électricité*, qui régit Ontario Hydro. En attendant, tout déficit résultant de l'arrêt de plusieurs centrales nucléaires d'Ontario Hydro sera compensé par la mise en place d'un « opérateur de marché » indépendant qui recevra des soumissions en provenance de l'Ontario et de l'extérieur en vue de remplacer la puissance manquante.

²⁰⁷ Témoignage d'Ian Goodman, Federal Energy Regulatory Board Application of H.Q. Energy Services (US) Inc, Docket No. ER97-851-000.

²⁰⁸ Ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie de l'Ontario, 1997, p. 4.



COMMISSION DE
COOPÉRATION ENVIRONNEMENTALE
COMISIÓN PARA LA
COOPERACIÓN AMBIENTAL
COMMISSION FOR
ENVIRONMENTAL COOPERATION

<http://www.cec.org>



L'évaluation des répercussions environnementales de l'ALÉNA