

Estudio temático 3. La electricidad en América del Norte:

Algunas implicaciones ambientales
del Tratado de Libre Comercio
de América del Norte

Índice

Siglas y acrónimos	263
Reconocimientos	265
I. Introducción	266
II. El tema en sus contextos ambiental, económico, social y geográfico	272
A. El contexto ambiental	272
1. Aire	273
2. Agua	275
3. Suelo	277
4. Biota	278
B. El contexto económico	279
C. El contexto social	281
D. El contexto geográfico	282
III. El TLC y sus relaciones	288
A. Cambios del TLC a las reglas	288
B. Las instituciones del TLC	290
C. Flujos de comercio	292
1. El comercio de electricidad	292
<i>a. Estados Unidos-Canadá</i>	293
<i>b. Estados Unidos-México</i>	294
<i>c. Canadá-México</i>	295
2. El comercio de combustibles	296
<i>a. Gas natural</i>	296
<i>b. Carbón</i>	298
3. Comercio de equipo del sector energético	301
D. Flujos de inversión transfronterizos	302
1. México	303
2. Canadá	305
3. Estados Unidos	306
IV. Vínculos con el medio ambiente	308
A. Producción, control y tecnología	308
1. Las nuevas tecnologías de generación	308
<i>a. El efecto de las nuevas tecnologías habilitadoras</i>	312
2. Tendencias en la producción de energía	313
<i>a. Carbón</i>	313
<i>b. Gas natural</i>	314
<i>c. Hidroelectricidad</i>	315
<i>d. Nuclear</i>	317
<i>e. Energía renovable</i>	319
<i>f. Cogeneración, manejo de la demanda (DSM) y otras medidas de eficiencia energética</i>	323
B. Infraestructura física	329
1. Electricidad	329
<i>a. Generación</i>	329
<i>b. Transmisión</i>	330
2. Gas natural	333
<i>a. Canadá</i>	333
<i>b. México</i>	334
<i>c. Estados Unidos</i>	335

C. Organización social	336
D. Política gubernamental	337
1. Electricidad	338
<i>a. Canadá</i>	338
<i>b. Estados Unidos</i>	339
<i>c. México</i>	339
2. Gas natural	340
<i>a. Canadá</i>	340
<i>b. Estados Unidos</i>	340
<i>c. México</i>	341
3. Carbón	342
4. Política ambiental	343
<i>a. Estados Unidos</i>	343
<i>b. México</i>	344
<i>c. Canadá</i>	346
5. Tendencias de la política internacional sobre medio ambiente	347
V. Impactos e indicadores ambientales	348
A. Datos de la producción	352
B. Datos de la inversión	352
C. Datos sobre el efecto ambiental	353
1. Aire	353
<i>a. Inventarios de emisiones a la atmósfera y registros sobre</i>	
<i>calidad del aire (SO_x, NO_x y O₃)</i>	353
<i>b. Partículas suspendidas (PM₁₀)</i>	353
<i>c. Gases con efecto invernadero</i>	353
<i>d. Mercurio</i>	354
<i>e. Metales pesados</i>	354
2. Agua	354
<i>a. Tratamiento y procesamiento de combustibles</i>	354
<i>b. Acidificación de lagos y cuerpos acuíferos</i>	354
<i>c. Mercurio</i>	354
3. Tierra	354
<i>a. Disposición de desechos</i>	354
<i>b. Deposición ácida</i>	355
<i>c. Represas y corredores</i>	355
<i>d. Salud de los bosques</i>	355
D. Eficiencia en el consumo y uso final de la energía	355
Bibliografía	356
Anexo A: Interconexiones eléctricas transfronterizas entre Canadá, Estados Unidos y México	361
Anexo B: Capacidad instalada y generación por tipo de combustible en América del Norte	364
Anexo C: Consumo eléctrico por estado/provincia en América del Norte	365
Anexo D: Ejemplos de tarifas eléctricas residenciales en Estados Unidos	368
Anexo E: Instituciones del sector eléctrico y organizaciones voluntarias	369
Anexo F: Expansión planeada o proyectada del sector eléctrico	373
Anexo G: Comercio de equipo y materiales dentro del sector energético	378
Anexo H: Antecedentes de la reestructuración eléctrica estatal o provincial en EU y Canadá	378

Índice de gráficas

Gráfica 1	Generación según tipo de combustible en Canadá, 1994	283
Gráfica 2	Generación según tipo de combustible en Estados Unidos, 1994	284
Gráfica 3	Generación según tipo de combustible en México, 1994	284
Gráfica 4	Expansión proyectada de la capacidad generadora de electricidad de EU según tipo de tecnología, 1996-2005	310
Gráfica 5	Selección de tecnologías para la nueva capacidad en México, 1998-2006	310
Gráfica 6	Ampliación de capacidad en Canadá, 1996-2010	311
Gráfica 7	Zonas actuales y previstas que no cumplen con las normas de la EPA sobre el ozono	345
Gráfica 8	Relaciones entre comercio, sector energético y medio ambiente	349
Gráfica H-1	Reestructuración del sector en Estados Unidos	380

Índice de cuadros

Cuadro 1	Capacidad instalada de generación de electricidad en América del Norte, 1995-1996	282
Cuadro 2	Consumo de electricidad en América del Norte	285
Cuadro 3	Tarifas de la electricidad para la industria en América del Norte, 1996	287
Cuadro 4	Comercio de electricidad en América del Norte	392
Cuadro 5	Comercio de gas natural en América del Norte	298
Cuadro 6	Comercio de carbón térmico en América del Norte	301
Cuadro 7	Costos representativos de capital y de operación de tecnologías de generación de energía a partir de recursos renovables	320
Cuadro 8	Generación a partir de recursos energéticos renovables en EU, según fuente, 1992-1996	322
Cuadro 9	Efecto comparativo de los programas de eficiencia energética en América del Norte	324
Cuadro 10	Pautas de producción de carbón en Estados Unidos	343
Cuadro 11	Límites de emisión de contaminantes tomados como criterio en México	345
Cuadro A-1	Interconexiones EU-México	361
Cuadro A-2	Interconexiones EU-Canadá	362
Cuadro B-1	Capacidad instalada y generación: combustibles fósiles, hidroelectricidad y energía nuclear	364
Cuadro B-2	Capacidad instalada y generación: fuentes renovables	364
Cuadro C-1	Consumo en Canadá	365
Cuadro C-2	Consumo en Estados Unidos	366
Cuadro C-3	Consumo en México	367
Cuadro D-1	Ejemplos de estructuras tarifarias en empresas de EU	368
Cuadro E-1	Estadísticas del MAPP respecto a EU y Canadá	372
Cuadro F-1	Ampliación proyectada de la capacidad en Canadá, por provincia	373
Cuadro F-2	Ampliación proyectada de la capacidad en México: plan de expansión de la CFE	374
Cuadro F-3	Ampliación proyectada de la capacidad en México, por estado, 1996-2006	375
Cuadro F-4	Estructura de la capacidad actual y planeada de la CFE, 1995-2006	375
Cuadro F-5	Ampliación proyectada de la capacidad en EU, por estado	376
Cuadro G-1	Comercio de México con EU y Canadá en bienes seleccionados del sector energético	377
Cuadro G-2	Comercio de EU con México y Canadá en bienes seleccionados del sector energético	377
Cuadro G-3	Comercio de México con diversas naciones en bienes seleccionados del sector energético	378
Cuadro H-1	Legislación aprobada sobre reestructuración en diez estados de EU	379
Cuadro H-2	Sumario de la reestructuración de la industria eléctrica	381

Siglas y acrónimos

AECB (en inglés)	Consejo para el Control de la Energía Atómica (<i>Atomic Energy Control Board</i>) (Canadá)
ALC	Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos
ANIQ	Asociación Nacional de la Industria Química
Bancomext	Banco Nacional de Comercio Exterior
BPA (en inglés)	Administración de Energía de Bonneville (<i>Bonneville Power Administration</i>) (Estados Unidos)
BPC	bifenilos policlorados
CAT	construcción, arrendamiento y transferencia
CCGT (en inglés)	turbina de gas de ciclo compuesto
CEA (en inglés)	Asociación Eléctrica de Canadá (<i>Canadian Electricity Association</i>)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CO ₂	bióxido de carbono
Conae	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (México)
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DBN	desechos de bajo nivel
DFAIT (en inglés)	Ministerio de Relaciones Exteriores y Comercio Internacional (<i>Department of Foreign Affairs and International Trade</i>) (Canadá)
DFO (en inglés)	Departamento de Pesquerías y Océanos (<i>Department of Fisheries and Oceans</i>) (Canadá)
DMBN	desechos mixtos de bajo nivel
DOE (en inglés)	Departamento de Energía (<i>Department of Energy</i>) (Estados Unidos)
EIA (en inglés)	Administración de Información sobre Energía (<i>Energy Information Administration</i>) (Estados Unidos)
EPAct (en inglés)	Ley de Política Energética (<i>Energy Policy Act</i>) (Estados Unidos)
EPA (en inglés)	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos
Epeco (en inglés)	Compañía Eléctrica de El Paso (<i>El Paso Electric Company</i>)
EPMI	Enron Power Marketing Inc.
ERCOT (en inglés)	Consejo Tejano sobre Confiabilidad Eléctrica (<i>Electric Reliability Council of Texas</i>)
EWG (en inglés)	generadores exentos al mayoreo
FERC (en inglés)	Comisión Federal Reguladora de Energía (<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>) (Estados Unidos)
FIDE	Fideicomiso de Apoyo al Programa para el Ahorro de Energía
GHG (en inglés)	gas con efecto invernadero (<i>greenhouse gas</i>)
GW	gigawatt
GWH	gigawatt-hora
IAQMB (en inglés)	Cuenca Internacional para el Control de la Calidad del Aire (<i>International Air Quality Management Basin</i>) (EU-México)
ICA	Ingenieros Civiles Asociados
IED	inversión extranjera directa
INE	Instituto Nacional de Ecología
IOU (en inglés)	empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas
IP (en inglés)	Energía de Illinois (<i>Illinois Power</i>)
ISO (en inglés)	operador independiente de sistema
ITC (en inglés)	crédito al impuesto sobre la inversión

IVA	impuesto al valor agregado
kV	kilovatio
MACC (en inglés)	Consejo del Área del Centro del Atlántico
MAIN (en inglés)	Red Interempresarial del Centro de Estados Unidos
MAPP (en inglés)	Zona del Consorcio Energético de la Región Media del Continente
MUTB	millón de unidades térmicas británicas
MPC	millones de pies cúbicos
MMC	millones de metros cúbicos
MMPC	miles de millones de pies cúbicos
MMPCD	miles de millones de pies cúbicos diarios
NARUC (en inglés)	Asociación Nacional de Comisionados Regulatorios de Servicios National (<i>National Association of Regulatory Utility Commissioners</i>)
NEB (en inglés)	Consejo Nacional de Energía (<i>National Energy Board</i>) (Canadá)
NERC (en inglés)	Consejo para la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (<i>North American Electric Reliability Council</i>)
NESCAUM (en inglés)	Grupo de Trabajo sobre Energía de los Estados del Noreste para el Manejo Coordinado del Uso de la Atmósfera
NO _x	óxidos de nitrógeno
NPCC (en inglés)	Consejo Coordinador Energético de Estados Unidos (<i>Northeast Power Coordinating Council</i>)
NRC (en inglés)	Comisión Reguladora Nuclear (<i>Nuclear Regulatory Commission</i>) (Estados Unidos)
NUG (en inglés)	generador sin carácter de empresa de servicios públicos (EU y Canadá)
Pemex	Petróleos Mexicanos
PIE	productores independientes de energía
PM (en inglés)	partículas suspendidas
PURPA (en inglés)	Ley sobre Políticas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos (<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>)
QF (en inglés)	instalación calificada
RF	recursos para el futuro
UTR	unidades terminales remotas
SCADA (en inglés)	Control de Supervisión y Adquisición de Datos
SDG&E	San Diego Gas & Electricity
SE	Secretaría de Energía (México)
Secofi	Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (México)
Semarnap	Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (México)
SERC (en inglés)	Consejo para la Confiabilidad Eléctrica del Sureste de Estados Unidos (<i>Southeast Electric Reliability Council</i>)
SO _x	óxidos de azufre
SPP (en inglés)	Consorcio Energético de las Planicies del Sur de Estados Unidos
SRP	Salt River Project
STP Alliance	Alianza Mercadotécnica Tenaska-PowerEx y Salt River Project (<i>Salt River Project-Tenaska-PowerEx marketing alliance</i>)
TQM	Trans-Quebec and Maritime Pipeline Inc.
VPSB (en inglés)	Consejo del Servicio Público de Vermont (<i>Vermont Public Service Board</i>)
WSCC (en inglés)	Consejo Coordinador de Sistemas de Occidente (<i>Western Systems Coordinating Council</i>)

Reconocimientos

Este documento fue elaborado por un equipo de investigadores tripartita. John Paul Moscarella y Edward Hoyt, de Eenergy International Corporation (EIC), integraron el material preparado por Ralph Cavanagh, del Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales; Dermot Foley, de la Asociación para el Avance de la Energía Sustentable; Carol Reardon, de Heenan Blaikie; Rogelio Ramírez de la O, de Ecanal, S.A. de C.V., y David Wilk, de WG Consultores y Asociados, S.A. de C.V., así como la contribución de la propia EIC.

I. Introducción

El objetivo de este estudio es considerar las repercusiones ambientales de la expansión del comercio y las inversiones en América del Norte derivadas del Tratado de Libre Comercio, mediante la aplicación de un marco general de trabajo desarrollado por el Proyecto sobre los Efectos del TLC, a cargo de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA). El alcance del estudio es sectorial y se enfoca en la generación de electricidad por parte de entidades de propiedad pública y privada de Canadá, México y Estados Unidos. Comprende las industrias que proporcionan las principales fuentes de combustibles a partir de las cuales se genera la electricidad en América del Norte, principalmente el carbón mineral, el gas natural y la energía hidráulica. Se ocupa también de los procesos iniciales del consumo para fines industriales, comerciales y residenciales, así como de algunas otras industrias participantes. El importante aunque complejo asunto de la demanda total de electricidad y la manera en que el crecimiento estimulado por el comercio relacionado con el TLC ha hecho crecer la demanda quedan más bien fuera de los alcances de este estudio, el cual se enfoca especialmente en los vínculos entre el régimen del TLC y los recientes cambios del sector eléctrico en los tres países firmantes, así como en sus repercusiones ambientales.

266

Los principales argumentos de este estudio siguen la línea de análisis descrita en el Marco General de Trabajo para los Efectos del TLC (Fase II), el cual se compone de elementos pensados para rastrear los vínculos del comercio y la inversión con el medio ambiente. En la sección I se proporcionan los contextos ambiental, económico, social y geográfico del problema. Esta sección es especialmente importante porque muchos de los cambios que ocurren en el sector eléctrico tienen su origen en el periodo anterior a la puesta en marcha del TLC y, en el caso del sector relativo al gas natural, en el periodo previo a la negociación del acuerdo comercial de 1994 e incluso a su antecedente, el Acuerdo de Libre Comercio entre Canadá y Estados Unidos (ALC). Si bien los expertos consideran que el capítulo del TLC sobre energía ha registrado relativamente pocos cambios, existen varios efectos directos e indirectos del TLC sobre el sector energético que deben considerarse en el contexto más amplio de los cambios ambientales y las políticas macroeconómicas.

En la sección II se describen las principales modificaciones del TLC a las reglas que conciernen al sector eléctrico, así como ciertos cambios institucionales resultantes de las disposiciones del TLC. Luego se comentan los patrones de los flujos de comercio y de la inversión en el sector y se exponen estimaciones del efecto del TLC sobre tales flujos. Aunque otras fuerzas económicas fueron importantes, el efecto del TLC ha sido discernible y significativo, estableciendo claramente el vínculo con el TLC. Aunque la liberalización comercial no sea la causa principal de los cambios que actualmente ocurren en la industria eléctrica, el régimen del TLC ha contribuido a impulsar el acceso abierto a los mercados de electricidad de América del Norte y a reestructurarlos. Conforme se abren las economías y aumenta el consumo, impulsados en parte por el estímulo económico del TLC, se vislumbran opciones de política pública que podrían traer importantes consecuencias ambientales.

En la sección III se examinan los principales vínculos de estas pautas cambiantes del comercio y la inversión respecto del medio ambiente natural a través de los procesos de producción, control y tecnología, infraestructura física, organización social y política gubernamental. En esta sección se estudian los vínculos directos e indirectos del medio ambiente con el sector eléctrico, como la producción de combustibles para las plantas generadoras de energía.

En la sección IV se ofrecen estimaciones de los efectos ambientales más susceptibles de medición y se propone el uso de diversos indicadores en la supervisión y evaluación que actualmente se llevan a cabo. En la sección “Impactos e indicadores ambientales” se repasan diversos indicadores cuantitativos y cualitativos que permiten medir los efectos ambientales del

sector. Esta labor podría facilitar la identificación de indicadores ambientales y del sector eléctrico que, con el tiempo, permitan analizar los efectos del sector energético a corto y largo plazos en el contexto de los cambios que ocurren en el sector energético, tanto en el ámbito regional como en el nacional, en Canadá, Estados Unidos y México. Dadas las limitaciones de los datos, una contribución importante sería identificar indicadores clave y sistemas de monitoreo que sirvan a las tres naciones para evaluar las interacciones a largo plazo entre el comercio y la inversión de América del Norte y el medio ambiente en el sector eléctrico.

Los siguientes cuatro escenarios podrían ser útiles para examinar los temas y relaciones complejos de que trata este estudio. Ninguno de ellos constituye un pronóstico de la evolución del sector eléctrico bajo el TLC. Antes bien, el futuro dependerá de las opciones políticas que se elijan. Una variable importante será la manera en que las consideraciones ambientales figuren en la política gubernamental nacional y subfederal y en los regímenes regulatorios del sector eléctrico.

El primer escenario establece que las redes de distribución abiertas podrían mejorar la calidad del ambiente al acelerar la rotación de capital y eliminar la ventaja competitiva de las viejas plantas carboníferas estadounidenses respecto de plantas de reciente ingreso al mercado en virtud de normas de contaminación inconsistentes. En una evaluación reciente se estima que los requisitos para “que todas las plantas que consumen combustibles fósiles cumplan con los criterios de emisión con que cumplen por rutina las instaladas después de 1997 disminuirían las emisiones del sector energético estadounidense de bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno en entre 75 y 80 por ciento de los niveles esperados para el año 2000”.¹

Incluso sin ese cambio regulatorio, suponiendo que se incorporaran ciertos incentivos al uso de tecnologías más limpias, más avanzadas o con base en recursos renovables, las redes de distribución abiertas y la elección de los usuarios de un proveedor de energía eléctrica podrían proporcionar un mecanismo que alentara la rotación de capital y el desarrollo de una capacidad de generación más limpia, con lo que mejoraría la calidad del ambiente.

La suspensión de los subsidios reguladores a las unidades existentes podría permitir que la red de distribución abierta se convirtiera en una fuerza poderosa para modernizar la vieja infraestructura industrial. Casi dos tercios de la capacidad generadora estadounidense tienen más de 20 años de antigüedad; casi la cuarta parte tiene 30.² Las redes de distribución abiertas eliminarían la capacidad de los propietarios monopólicos de defender estas plantas obsoletas de sus competidores más nuevos y limpios. En las zonas donde las restricciones a la capacidad de transmisión limitan la competencia de las fuentes más nuevas, se requeriría expandir la infraestructura de transmisión para facilitar un flujo mayor.

Sería de primera importancia garantizar que los generadores funcionen en verdad independientemente de los sistemas monopólicos que históricamente los han protegido de las presiones del mercado. Al comenzar a reestructurarse la industria, muchos monopolios de transmisión y distribución seguirán siendo propietarios de la generación. Las compañías de transmisión y distribución que disfrutaban rentas monopólicas tendrán incentivos evidentes para favorecer, en el competido mercado de la generación, sus propias inversiones en plantas generadoras. Para superar tal conflicto de intereses, será necesario implantar los mecanismos adecuados; de lo contrario, lo que quede de los viejos monopolios podría viciar las operaciones del mercado.

Otro asunto relacionado con ello es la inclusión, como parte de la reestructuración de la industria eléctrica, de subsidios gubernamentales para ciertas plantas generadoras. California cerró importantes mercados a los competidores de toda jurisdicción occidental, ya fuera extranjera o nacional, cuando garantizó pagos superiores al mercado a más de 4,500 MW de generación nuclear en 1995. Los subsidios del estado de Washington en forma de créditos fiscales para modernizar 1,300 MW de capacidad de la planta carbonífera en Centralia, Washington, proporcionan una protección análoga.

Además, la configuración actual de la red de distribución de los tres países impone ciertas limitaciones inmediatas a los efectos potenciales directos del comercio eléctrico transfronterizo. En 1997, por ejemplo, las conexiones entre México y Estados Unidos sólo se dieron abasto para un intercambio de alrededor de 900 MW. La capacidad de transferencia Canadá-Estados Unidos es cuando menos 20 veces mayor, pero aun así representa menos del 2 por ciento de la capacidad subcontinental de generación (véase Anexo 1). Los problemas de sincronización entre los sistemas parecen ser mayores en la parte más

¹ A. Cohen (1997), *Unfinished Business: Cleaning up the Nation's Power Plant Fleet* (Boston: Clean Air Task Force, agosto).

² Clean Air Network (1997), *Clearing the Air* (julio): 1 (según datos de EIA).

importante de la red mexicana, que no está ligada con el sistema del noroeste de México (parte de la WSCC) y Estados Unidos. La sincronización también ha significado un grave problema para las exportaciones en grandes volúmenes desde Quebec al noreste de Estados Unidos puesto que requiere de inversiones considerables.

Los últimos adelantos en la electrónica abren muchas nuevas posibilidades de aumentar la capacidad de transmisión a bajo costo. Los desafíos que plantea la sincronización pueden enfrentarse invirtiendo en líneas de corriente directa u otros tipos de interconexión, aunque los costos son considerables. Toda vez que la expansión de los incentivos económicos para reducir los cuellos de botella en la transmisión se pone de relieve como un objetivo de la reestructuración de la industria, el proceso probablemente alentará la inversión en transmisiones más allá de los límites de los servicios integrados. Además, los empresarios ya han descubierto que la electricidad puede comerciarse allende las fronteras sin necesidad de ocupar físicamente las líneas de transmisión transfronterizas. En conjunto, estas consideraciones podrían contribuir a impedir que las actuales limitantes físicas obstaculicen la “red de distribución abierta”.

En segundo lugar, la liberalización del comercio bien podría abrir nuevos mercados a la tecnología de generación más limpia. El TLC fortalece la rotación de capitales dentro del sector de las plantas generadoras al abrir más mercados internacionales a los proveedores de turbinas de gas de ciclo compuesto, celdas fotoeléctricas y fuentes renovables de energía, así como combustibles más limpios, incluidos el carbón de bajo contenido de azufre y el gas natural. En términos relativos, México se beneficiaría especialmente del incremento en la importación y el uso de tecnologías más limpias, lo que aceleraría el abandono del petróleo residual de alto contenido de azufre que actualmente alimenta a la mitad de las centrales eléctricas del país. Los lineamientos del TLC, sobre contratación, así como la reestructuración simultánea en Estados Unidos, permiten que la CFE de México considere y acepte ofertas de proveedores de Estados Unidos y Canadá con perfiles potencialmente mejores en cuanto a emisiones. Estos procesos son apoyados por políticas autónomas del gobierno mexicano que favorecen el uso de combustibles limpios y el desplazamiento de las emisiones de zonas fuertemente contaminadas. En este proceso, el acceso de la CFE a los fondos públicos, el capital privado y los créditos para adquisiciones será un factor muy importante. El resultado debería ser una atmósfera más limpia en México y las zonas adyacentes en Estados Unidos, así como la reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero.

En tercer lugar, el uso concertado de incentivos y regulaciones podría redundar en beneficio de la eficiencia en el uso final de la energía y el uso de recursos renovables. Han surgido cuando menos tres estrategias para fomentar el uso eficiente de la energía y la energía renovable en la reestructuración de la industria eléctrica, todas relacionadas con el TLC. En los tres países se pueden encontrar hoy en día elementos de cada una, pero apenas comienzan a surgir estrategias completamente integradas. En esta sección se delinean las opciones para atacar las barreras comerciales contra la inversión a largo plazo en tecnología que promueva la eficiencia y la energía renovable, y se indican las posibles contribuciones de estas opciones a la calidad del ambiente.

En el primer escenario se reemplaza la contribución económica que tradicionalmente han hecho las empresas integrales de servicios públicos que funcionan con cargos uniformes a los servicios de distribución y transmisión. Estos cargos se aplican independientemente de los mercados en los servicios de generación y no influyen en la competencia por el acceso a la red y a los mercados energéticos. Por lo general, representan de 1.5 a 4 por ciento de las cuentas de electricidad al menudeo. Actualmente existen iniciativas en el Congreso estadounidense y cuando menos en una provincia de Canadá para que se implante un cargo uniforme, con base en el volumen, al uso de transmisión, lo que en Estados Unidos se usaría para igualar dólar por dólar las inversiones estatales en uso eficiente de energía, energía renovable y otros propósitos públicos.³ Es probable que a los generadores canadienses o mexicanos que usan los servicios de transmisión estadounidenses para vender en el mercado de Estados Unidos se les aplique dicho gravamen, puesto que está asignado a la carga y no al productor. Está por verse si tales gravámenes pueden ser impugnados bajo el TLC por impedir el acceso al mercado. Sin embargo, de ocurrir tal cosa, los gravámenes probablemente se mantendrían si pudiera demostrarse que se aplican de manera justa y no discriminatoria, cumpliéndose así con los requisitos de trato nacional establecidos por el TLC.

³ Véase H. R. 1359 (DeFazio) y S. 687 (Jeffords); Mark Jaccard (1997), “Reforming British Columbia’s Electricity Market”, BC Task Force on Electricity Market Reform, *Second Interim Report*, diciembre.

Podrían surgir otros asuntos considerados en el TLC concernientes a una segunda estrategia que, relacionada, se enfoca en la energía renovable y exige un requisito mínimo a todos los propietarios de los medios de generación. Éstos pueden cumplir con esta obligación ya sea adquiriendo capacidad calificada o comprando créditos a quienes poseen un superávit de producción con base en una fuente de energía renovable. En cuando menos cuatro iniciativas pendientes en el Congreso estadounidense se incorporan tales requisitos, los cuales están pensados para alentar el incremento en la contribución nacional de la energía renovable.⁴ En diversos planes estatales, como los de Massachusetts y Maine, se incluyen los llamados requisitos de cartera.⁵ Queda por ver si tales requisitos estatales podrían imponerse a la electricidad canadiense y mexicana que ingresara en el mercado estadounidense. Al igual que los cargos por transmisión, los requisitos de cartera bien podrían sobrevivir a una impugnación según el TLC si se aplicaran de manera equitativa y no discriminatoria a toda la producción eléctrica, independientemente de su origen.

La tercera estrategia se basa en el hecho de que América del Norte tiene cuando menos 20 años de experiencia en la regulación gubernamental directa sobre el equipo y la eficiencia en la construcción, con base en normas mínimas obligatorias. Sin embargo, ninguno de los países signatarios del TLC se ha aproximado a agotar la contribución potencialmente costeable de implantar normas más rigurosas a los aparatos y la construcción de edificios.⁶ En cuanto a las oportunidades de coordinar tales iniciativas a través de las fronteras nacionales, apenas se han tocado. Se necesita igualmente sincronizar las políticas de inversión nacional y las regulatorias; por ejemplo, los cargos por distribución y transmisión pueden aumentar la eficacia y el atractivo político de las regulaciones sobre la eficiencia al pagar al menos parte de los costos de cumplir y hacer cumplir las normas. Además, los sistemas eléctricos ya se han apoyado en los incentivos financieros dirigidos a los sectores de enseres eléctricos y construcción, a fin de reducir los costos y los problemas derivados de normas de eficiencia mínima más rigurosas.⁷

El TLC podría fortalecer directamente la influencia de las normas de eficiencia actuales y futuras en América del Norte. El aumento real y el esperado del comercio, aunado al de la actividad conjunta entre empresas a través de las fronteras, podrían estimular a los fabricantes y a los compradores, incluso sin la intervención del gobierno, a usar diseños de equipo que satisfagan las más altas normas de eficiencia aplicables en cualquier parte de la región del TLC. Y el gobierno puede ayudar trabajando colectivamente, en parte a través de las reglas e instituciones del TLC. El proceso institucional del TLC puede alentar una mayor comunicación, el desarrollo de la capacidad y la convergencia normativa por parte de las tres naciones. Hasta ahora, la experiencia con el TLC ha mostrado varias aristas, dado que todavía no se ha empezado a actuar conforme a la propuesta de formar un Grupo de Eficiencia Energética para América del Norte. Los mecanismos de solución de controversias del TLC pueden servir también para disuadir a las compañías de incurrir en prácticas que obren en perjuicio del medio ambiente.

El cuarto y último escenario reconocido en este informe es que las normas incongruentes sobre emisiones y la incertidumbre normativa podrían redundar en una contaminación mayor. La variable ambiental más importante en cuanto a la electricidad en América del Norte es el destino de más de 300 gigawatts (GW) de plantas carboníferas subempleadas. Ese equipo produce ahora más de la mitad de la energía de Estados Unidos y comprende más o menos el 35 por ciento de la

⁴ Véase H.R. 1960 (Markey); H.R. 655 (Schaefer); S. 237 (Bumpers), y S. 687 (Jeffords), introducidas todas durante la sesión legislativa de 1997. Normalmente, estos proyectos de ley fijan el requisito mínimo inicial con base en la actual contribución promedio de las fuentes energéticas renovables distintas de las hidroeléctricas —alrededor del 2 por ciento— y luego lo aumentarán gradualmente hasta alcanzar (en el caso de H. R. 1960 y S. 687) el 10 por ciento hacia el año 2010. El decreto llega al 20 por ciento para el año 2020 en S. 687. Estos cargos están también pensados para cubrir los servicios de electricidad destinados a los usuarios de bajos ingresos.

⁵ Véase L. D. 1804 de la legislación de Maine, y el Anexo 8 para mayores detalles en cuanto a Massachusetts.

⁶ En una reciente evaluación realizada por dos laboratorios nacionales de Estados Unidos se ilustra el potencial de beneficio ambiental y económico; se investigó el efecto de la legislación federal aprobada en 1987, la cual fijó normas de eficiencia mínima a siete categorías de equipo. Los gastos federales del desarrollo de las normas, alrededor de 50 millones de dólares estadounidenses, se redujeron sorprendentemente en virtud del beneficio neto acumulado que aportaron los costos más bajos de operación de los aparatos: unos 46,000 millones de dólares estadounidenses para el año 2015, así como reducciones del 1.5 al 2 por ciento en las emisiones en todo el país producidas por todo tipo de fuentes de bióxido de azufre, NO_x y CO₂ [M. Levine, J. Koomey, J. MacMahon, A. Sanstad y E. Hirst, "Energy Efficiency Policy and Market Failures", *Annual Review of Energy and the Environment* 20 (1995): 535, 543-47.] (Las categorías de equipo son calderas residenciales, acondicionadores de aire para habitación, acondicionadores centrales, calefacción eléctrica, calentadores de agua, refrigeradores y congeladores; la estimación de beneficio neto refleja un índice de descuento efectivo del 6 por ciento y un "costo actual neto de 32,000 millones de dólares estadounidenses en aparatos eléctricos de mayor costo y un ahorro neto actual de 78,000 millones de dólares estadounidenses".)

⁷ Por ejemplo, un aumento en la norma estadounidense de eficiencia mínima de los refrigeradores, derivada de los avances técnicos del programa de multisericios que integró las eficiencias mayores con la eliminación de los CFC.

capacidad total instalada en América del Norte, alrededor de dos veces la capacidad total instalada de México y Canadá juntos. La mayoría de dichas instalaciones estadounidenses “tienen permitido contaminar a niveles de emisión de cuatro a 100 veces más que sus nuevos competidores”.⁸ Si prevalece y resulta decisiva la ventaja competitiva en relación con estas normas menos rigurosas, las plantas carboníferas podrían aumentar la producción actual hasta en un tercio en respuesta al incremento subcontinental de la demanda, el acceso a mercados nuevos y las nuevas presiones competitivas.⁹

En este escenario se prevé, pues, a corto plazo, un aumento de la producción de las vetustas plantas carboníferas de generación que apabullaría a sus competidores sujetos a normas más estrictas, asociado a la desaparición de instalaciones nucleares obsoletas y a la disminución de las inversiones en el sector de servicios en eficiencia energética y tecnologías de generación con base en recursos renovables. No obstante, no hay nada que no pueda evitarse en esta prospectiva y se cuenta con muchos recursos para garantizar resultados ambientalmente superiores.

El impresionante aumento de consumidores con acceso a mercados competitivos de generación de energía atenúa esa preocupación. En lo que se refiere al mercado mayorista, gran parte de Canadá y de Estados Unidos está ya operando conforme a normas de “libre acceso” en que los propietarios de las redes de transmisión deben operar sus sistemas esencialmente como proveedores comunes para todos los participantes. El resultado es la ampliación del mercado eléctrico, con transacciones de energía con base en subastas y precios que cambian rápidamente. Las unidades que operan con normas ambientales más exigentes deberán compensar con mayor eficiencia o perderán su participación en el mercado ante competidores que operan con normas menos exigentes en la misma red de distribución.

Al mismo tiempo, la reestructuración de la industria podría frenar la incorporación al mercado de nuevas tecnologías no contaminantes. Una víctima potencial inmediata podrían ser las mejoras en cuanto a eficiencia en el uso final de la energía, las cuales se enfrentaron a formidables barreras del mercado incluso antes de que cobraran ímpetu los procesos de reestructuración. Si bien “la eficiencia de prácticamente cualquier uso final de la energía puede mejorarse con bajo costo”,¹⁰ “generalmente los consumidores no están motivados a invertir en favor de la eficiencia en el uso energético final, a menos que las compensaciones se den en poco tiempo, entre seis meses y tres años”.¹¹ Estas fallas del mercado producen un “déficit sistemático de inversión en el uso eficiente de la energía”, lo que provoca que el consumo de electricidad sea cuando menos entre 20 y 40 por ciento más alto que los niveles de reducción de costos.¹²

⁸ A. Cohen (1997), *Unfinished Business Up the Nation's Power Plant Fleet* (Boston: Clean Air Task Force, agosto). Cohen pasa a explicar que la “anomalía se deriva de la exención aplicable a los ‘recursos antiguos’ que se concede a las plantas a base de combustibles fósiles a que se refiere la Ley de Aire Limpio, en 1970 y 1977, en el entendido de que estas plantas viejas habrían de retirarse en un término de 20 a 30 años”.

⁹ Éste se encuentra entre los datos de la Declaración sobre Efectos Ambientales preparada en conjunción con la Orden 888 de la FERC. FERC (1996), *Final Environmental Impact Statement: Promoting Wholesale Competition through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities* (RM95-8-000) (abril). El punto de vista de la FERC es que el carbón mineral no alcanzará este nivel de penetración debido a la fuerte competencia de las unidades de gas.

¹⁰ US National Academy of Science Committee on Science, Engineering and Public Policy (1991), *Policy Implications of Greenhouse Warming*, 74.

¹¹ US National Association of Regulatory Utility Commissioners (1988), *II Least Cost Utility Planning Handbook* (diciembre), II-9.

¹² Véase See M. Levine, J. Koomey, J. McMahon, A. Sanstad y E. Hirst (1995), *Energy Efficiency Policy and Market Failures*, 20 Annual Review of Energy and the Environment 535, 536, 547; Alliance to Save Energy *et al.* (1997), *Energy Innovations: A Prosperous Path to a Clean Environment* (junio).

Existen muchas explicaciones sobre la renuencia universal a hacer inversiones a largo plazo en pro de la eficiencia energética.¹³ Las decisiones concernientes a los niveles de eficiencia son tomadas a menudo por personas que no van a pagar las cuentas de la electricidad, como los arrendadores o los constructores de oficinas comerciales. En América del Norte, considerada en su conjunto, estas barreras del mercado dejan ver que los precios de la energía por sí solos no son un incentivo suficiente para explotar un conjunto subcontinental de ahorros a bajo costo. La reestructuración exagera estas fallas del mercado al reducir los incentivos a las empresas de servicios públicos para superarlas. Estas presiones podrían poner fin a un periodo de 15 años durante el cual cientos de empresas de servicios públicos de América del Norte probaron que podían invertir productivamente en un sinnúmero de mejoras encaminadas al uso eficiente de la energía. El final de los monopolios en los servicios públicos integrados obliga al uso de modelos nuevos para emprender inversiones de este tipo. Otro desafío es acoplarlos a las redes abiertas bajo el régimen del TLC.

En este estudio se presentarán los sectores eléctricos de Canadá, México y Estados Unidos en el contexto más amplio de América del Norte, enfocándose en los efectos ambientales agregados que se atribuyen al sector y en las importantes diferencias en lo que se refiere a capacidad, recursos, precios y tendencias regulatorias. Se considerará el efecto potencial del TLC, además de la tendencia al cambio del mercado en Estados Unidos y Canadá, así como la más modesta reestructuración mexicana. Como el sector eléctrico experimenta cambios radicales y seguirá haciéndolo en cada uno de los tres países, resulta prematuro determinar si los efectos ambientales son negativos, positivos o mixtos. Por el momento sólo pueden determinarse las tendencias del sector; establecer sus relaciones con la liberalización del comercio y la inversión en América del Norte y considerar sus consecuencias ambientales en el supuesto caso de que se mantengan.

¹³ Puede verse una evaluación extensa en US Congress, Office of Technology Assessment (1992), *Building Energy Efficiency* (Washington, DC: OTA): 73-85.

II. El tema en sus contextos ambiental, económico, social y geográfico

A. El contexto ambiental

La producción de electricidad tiene un papel esencial entre los principales desafíos ambientales de América del Norte. El subcontinente paga en electricidad menos del 3 por ciento de su Producto Interno Bruto, pero por lo que toca a los principales contaminantes atmosféricos, la contribución relativa de la electricidad es superior en más de diez veces. La producción de electricidad puede contribuir al ozono urbano y regional, generar partículas finas, deposición ácida, eutroficación de grandes cuerpos de agua, y tener repercusiones en la salud y en los ecosistemas por descargas de mercurio, saturación nitrogenada de ecosistemas forestales, bruma regional y variaciones climáticas. Además, la electricidad es importante en los debates sobre la eliminación de desechos radiactivos, la preservación de pesquerías de salmón y de los ríos sin presas.¹⁴

272

La producción y el comercio de combustibles para la generación de electricidad tienen también importantes efectos ambientales. Además, las evaluaciones de los efectos que ha tenido el hecho de liberalizar los mercados de la electricidad indican que los beneficios y costos ambientales de la reestructuración de la electricidad probablemente giren en torno del precio y la disponibilidad de los combustibles, sobre todo en lo que se refiere al carbón mineral y el gas natural.¹⁵ Existe un buen número de presiones ambientales asociadas con la producción de estos combustibles. Las empresas de servicios públicos eléctricos producen 33 por ciento de las emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) en Estados Unidos, 10 por ciento en Canadá y 15 por ciento en México. La producción de gas natural en Canadá aporta un 10 por ciento más de emisiones de NO_x. Ciertamente, la extracción de gas natural y de petróleo en Canadá originó en 1994 la liberación al ambiente de casi 4,000 toneladas métricas (3,943,965 kg) de contaminantes.

En la siguiente sección se bosquejan las principales maneras en que la producción de electricidad afecta el ambiente, sea el aire, el agua, el suelo o la biota.

¹⁴ Carta a Edward J. Markey, miembro de la Cámara de Representantes, de Mary D. Nichols, subdirectora de Atmósfera y Radiación, 28 de marzo de 1977, 1.

¹⁵ Véase FERC, *Final Environmental Impact Statement*.

1. Aire

Entre las emisiones contaminantes y los efectos ambientales asociados con la electricidad se encuentran los óxidos de azufre (SO_x), los óxidos de nitrógeno (NO_x), el mercurio y el bióxido de carbono (CO₂). Se entiende que estas emisiones resultan directamente de la actividad económica, de la operación de las plantas generadoras a partir de combustibles fósiles, y potencialmente de las plantas geotérmicas, además de la producción de los combustibles fósiles. En América del Norte, en general, alrededor de un tercio de tales emisiones se origina en las plantas generadoras, y las cuatro categorías de emisiones tienen efectos transfronterizos importantes.¹⁶ Con excepción del mercurio, en los tres países se vigilan las emisiones contaminantes.

Las emisiones de azufre y de nitrógeno producen daños muy diversos y a veces asociados entre sí a los ecosistemas y la salud pública. También existen pruebas de daños a la salud por partículas finas suspendidas en el aire, muchas provenientes de la quema de combustible en las plantas generadoras de energía.¹⁷ Además, el NO_x interviene en los problemas urbanos de ozono en los tres países, infligiendo a los habitantes afecciones respiratorias, sobre todo a ancianos y niños.

Las emisiones de mercurio a la atmósfera y la subsecuente acumulación de mercurio en las grasas animales son otros subproductos indeseables de la combustión del carbón mineral, mucho del cual se usa para generar electricidad. Entre las consecuencias están afecciones hepáticas y renales, esterilidad, malformaciones fetales y gran número de daños a los ecosistemas acuáticos.

Los combustibles fósiles empleados en la generación de electricidad producen también emisiones a la atmósfera y otros efectos ambientales asociados con su extracción, procesamiento y distribución. Entre las emisiones más graves están las primarias, como los gases con efecto invernadero y los gases ácidos que tienen efectos directos, y compuestos secundarios como el ozono superficial y las partículas respirables que pueden formarse en la atmósfera.

Deposición ácida

En Estados Unidos, las empresas de servicios públicos eléctricos produjeron 6.4 millones de toneladas (ton) de NO_x y 10,519 ton de emisiones de SO₂ en 1995.¹⁸ Esto es aproximadamente el 33 por ciento de las emisiones de NO_x y el 70 por ciento de las emisiones de SO₂ en Estados Unidos. Las plantas generadoras de energía operadas con carbón en Illinois, Indiana, Michigan, Ohio y Wisconsin produjeron el 25 por ciento de las emisiones de NO_x y el 28 por ciento de las emisiones de SO₂ originadas por las empresas de servicios públicos eléctricos.

La generación de electricidad en Canadá produjo 186,000 ton métricas de NO_x y 524,000 ton métricas de SO₂ en 1995. Esto es aproximadamente el 10 por ciento de las emisiones de NO_x y el 22 por ciento de las de SO₂ en Canadá. Los gases ácidos contribuyen también a la formación de partículas inhalables y, en el caso del NO_x, a la formación de ozono superficial. Las emisiones por generación de energía eléctrica en México fueron el 48 por ciento de las emisiones totales de SO_x.

Gases con efecto invernadero

La sola generación de electricidad representa más del 30 por ciento de las emisiones de CO₂ en América del Norte, y esta proporción tiende a aumentar.¹⁹ En Estados Unidos, las empresas de servicios públicos eléctricos produjeron el equivalente a 17,000 millones de ton del equivalente de CO₂, lo que representa aproximadamente el 33 por ciento de las emisiones de gases con efecto invernadero en Estados Unidos durante 1995. Las plantas generadoras de energía que funcionan a base de carbón mineral en los estados de la región del oeste medio de Estados Unidos, Illinois, Indiana, Michigan, Ohio y Wisconsin produjeron 20 por ciento de las emisiones de gases con efecto invernadero del total de empresas.

¹⁶ Véase Comisión para la Cooperación Ambiental (1997), *Continental Pollutant Pathways: An Agenda for Cooperation to Address Long-Range Transport of Air Pollution in North America* (Montreal: CEC). Por ejemplo, la contribución de los servicios de electricidad a las emisiones totales de bióxido de azufre es de 22, 48 y 70 por ciento en los casos de Canadá, México y Estados Unidos, respectivamente; para los óxidos de nitrógeno, las cifras son 10, 15 y 33 por ciento. *Ibid.*, 21. No se dispuso de datos sobre las emisiones de mercurio en México, pero la generación de energía en Estados Unidos y en Canadá produjo, respectivamente, 21 y 4 por ciento de las emisiones nacionales. *Ibid.*, 22. En cuanto a las consecuencias transfronterizas, véase *ibid.*, 4-8.

¹⁷ Las estimaciones de mortalidad anual tan sólo para Estados Unidos alcanzan la cifra de 60,000. *Ibid.*, 14 (según estimaciones de investigadores de la Universidad de Harvard). Véase en general R. Wilson y J. Spengler (1996), *Particles in Our Air: Concentrations and Health Effects* (Escuela de Salud Pública de Harvard).

¹⁸ Energy Information Administration, *US Electric Utility Environmental Statistics*, "Preliminary Estimates of Emissions" (Cuadro 22).

¹⁹ Las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) producidas por la generación de electricidad ponen en peligro los compromisos de Estados Unidos y Canadá en cuanto a estabilizar y luego reducir las concentraciones de gases con efecto invernadero en la atmósfera. Las emisiones de los tres países están aumentando a pesar de las promesas de Estados Unidos y Canadá de estabilizar en el año 2000 los gases con efecto invernadero en las cifras de 1990. Con las conclusiones del Protocolo de Kioto de diciembre de 1997, los esfuerzos internacionales para enfrentar la amenaza del cambio climático global han pasado a una nueva fase, orientada a reducir considerablemente las emisiones de gases con efecto invernadero de conformidad con los objetivos del compromiso. Bajo el tratado, el cual habrá de ser ratificado en ambos países, Estados Unidos y Canadá se comprometerán a reducir para el período comprendido entre los años 2007 y 2012 las emisiones de seis de esos gases a niveles inferiores en 7 y 6 por ciento respecto de las emisiones de 1990.

En Canadá, la producción de electricidad de 1995 generó 103 millones de ton métricas del equivalente de CO₂, lo que representa el 16.6 por ciento del total canadiense en ese renglón. En 1990, en México, la producción de energía eléctrica generó 73 millones de ton métricas de CO₂, es decir el 25 por ciento de las emisiones totales del país.

Partículas suspendidas inhalables

En el oriente de Estados Unidos y Canadá, las partículas suspendidas contienen a menudo gran cantidad de sulfatos en aerosol. En el occidente de Estados Unidos y Canadá, donde las concentraciones de azufre son menores, a menudo contienen nitratos.²⁰ Las partículas finas formadas a partir de los sulfatos son motivo de considerable preocupación, pues tienen una duración en la atmósfera de tres a cinco días y pueden desplazarse a través de 1,000 kilómetros.²¹

Las partículas inhalables son aquellas menores a 10 micrones (PM₁₀); al inhalarse pueden llegar a los pulmones. En Estados Unidos se han ideado normas relativas a PM₁₀ para reemplazar la norma relativa a las Partículas Suspendidas Totales (PST), la cual comprendía partículas mayores no inhalables. La norma estadounidense de calidad del aire ambiental es de 150 microgramos/m³ en 24 horas y 50 microgramos/m³ para concentraciones anuales. En septiembre de 1996, 81 zonas no cumplían con la norma de PM₁₀.²² Actualmente Canadá está trazando sus objetivos nacionales en cuanto a la calidad del aire ambiental por lo que se refiere a las PM₁₀. En Columbia Británica, el objetivo para las PM₁₀ es de 50 microgramos/m³ en 24 horas y 30 microgramos /m³ por año.

Una revisión reciente de los estudios sobre los efectos en la salud indica que la exposición a las partículas inhalables puede dañar la función pulmonar, producir síntomas respiratorios y limitaciones funcionales cada vez mayores, un mayor número de consultas médicas e ingresos de urgencia por asma, más hospitalizaciones por enfermedades respiratorias y una mayor mortalidad.²³ Un informe reciente indica que aproximadamente el 50 por ciento de las partículas ambientales respirables se deriva de la formación de compuestos secundarios de gases ácidos, como los óxidos de nitrógeno y el bióxido de azufre.²⁴

Ozono troposférico

Las emisiones de sustancias precursoras del ozono superficial de las plantas generadoras de electricidad a base de combustibles fósiles tienen también importantes efectos en la salud y el ambiente. El ozono superficial se produce en las capas más bajas de la atmósfera cuando los óxidos de nitrógeno reaccionan con los compuestos orgánicos volátiles en presencia de la luz solar en un periodo de entre seis y doce horas.²⁵ El proceso de formación produce un lapso temporal entre las emisiones de óxido de nitrógeno y las mediciones de ozono, produciéndose por ende un problema de transporte a larga distancia en el cual intervienen múltiples jurisdicciones y entidades relacionadas con las estrategias de mitigación.

Los problemas de salud derivados de la creciente exposición al ozono superficial consisten en mayor frecuencia de asma, infecciones respiratorias y problemas respiratorios crónicos como la bronquitis. El ozono superficial inhibe también el crecimiento de las plantas, disminuye el rendimiento de las cosechas y degrada los materiales y estructuras para la construcción.

Se han medido concentraciones elevadas de ozono en las principales zonas urbanas de Canadá, Estados Unidos y México. Por ejemplo, en Canadá, la región Lower Fraser Valley en Columbia Británica, el corredor Windsor-Quebec, las zonas del suroeste de Nueva Brunswick y Nueva Escocia periódicamente exceden la norma canadiense de ozono superficial (82 ppmm en una hora). Estados Unidos está dividido en 257 zonas de control del aire, 68 de las cuales no cumplen con la norma estadounidense de calidad del aire de ozono superficial (120 ppmm en una hora). En las ciudades de México y Tijuana, donde el ozono se mide en estaciones de monitoreo ambiental, las concentraciones de ozono superaron las 230 ppmm en 162 días en la Ciudad de México y alcanzaron las 67 ppmm en promedio en la de Tijuana.

²⁰ *United States-Canada Air Quality Agreement, Progress Report, 1996: 47.*

²¹ *Natural Resources Defense Council et al., 1997. Benchmarking Air Emissions of Electric Utilities in the Eastern United States (abril): 32.*

²² *US EPA, National Air Quality and Emissions Trends Report, 1995: 4.*

²³ *Health Effects of Wood Smoke: A Report to the Provincial Health Officer of British Columbia, Sverre Vedal, Environmental and Occupational Lung Diseases Research Unit, Universidad de BC, 1993: 21-22.*

²⁴ "Screening Level Valuation of Air Quality Impacts Due to Particulates and Ozone in the Lower Fraser Valley", Senes Consulting Limited, Vancouver, Columbia Británica (29 de marzo de 1994): 2-8.

²⁵ *Ibid.* Se calcula que el ozono y sus precursores pueden viajar hasta 800 kilómetros.

Por lo tanto, se considera que el ozono superficial constituye el problema de contaminación atmosférica urbana más apremiante de América del Norte. Como el ozono se forma con el tiempo en la atmósfera, el uso creciente de combustibles fósiles en el sector de la generación de electricidad en Estados Unidos podría frustrar los intentos de reducir el problema del ozono en las zonas fronterizas de Canadá y Estados Unidos, particularmente en el corredor Windsor-Quebec y el noreste de Estados Unidos. A tales intentos se consagran actualmente los investigadores del Comité para la Calidad del Aire, establecido por el Acuerdo sobre Calidad del Aire entre Canadá y Estados Unidos. La iniciativa de la Zona para el Estudio Regional del Ozono (ZERO) se dedica a evaluar los efectos del ozono en la región del estado de Nueva York y Ontario. Además, Michigan y Ontario establecieron un proyecto piloto de intercambio de emisiones de NO_x en un contexto de mercado abierto.

Los efectos ambientales de la extracción, procesamiento y transporte de gas pueden medirse cualitativa y cuantitativamente. Los efectos cualitativos, como las mermas en las especies y el hábitat, resultan de la transgresión a las zonas de vida silvestre que produce la construcción de carreteras para la exploración, la perforación de pozos y la extracción del combustible. Los contaminantes atmosféricos tomados como criterio, como los NO_x , el monóxido de carbono (CO), el metano y los SO_x se liberan en los sitios de procesamiento y en los quemadores.²⁶ Aunque las emisiones de los quemadores no se miden, las de las plantas de procesamiento deben cuantificarse para los propósitos de los permisos específicos. En el último inventario completo de las emisiones tomadas como criterio de las fuentes canadienses, el cual se concluyó en 1990, se indica que las plantas procesadoras de gas natural emitieron unas 247,532 ton métricas de SO_x y 117,489 ton de NO_x . Las emisiones totales de las fuentes canadienses ascendieron a 3,295,867 ton métricas de SO_x y 2,062,297 ton métricas de NO_x .²⁷

Los gasoductos que llevan el gas natural hasta los mercados desde las zonas de producción tienen efectos ambientales específicos, como resultado del uso de gas natural como combustible de las estaciones compresoras y de la irrupción en el hábitat a lo largo de los corredores del gasoducto y los caminos construidos para dar mantenimiento a la tubería. Actualmente, el sistema de recolección de gas natural en Canadá comprende 3,547 kilómetros de tubería; se usan otros 54,094 km para llevarlo al mercado. Existen 292 estaciones compresoras a lo largo de las tuberías de recolección, transmisión y distribución. En 1996 estas compresoras usaron 6,344 MMC de gas natural, lo que resultó en la emisión de aproximadamente 12 millones de ton métricas de CO_2 .²⁸ Según el inventario de emisiones más reciente de Columbia Británica, que se completó en 1990, la transmisión de gas natural a través de los 2,981 km del sistema de la provincia produjo 7,449 ton métricas de emisiones de NO_x al año. No se dispone de estimaciones sobre las emisiones de NO_x para los restantes 51,000 km de transmisión en Canadá.

2. Agua

La contaminación del agua por parte del sector energético comprende la contaminación de ríos, lagos y otros cuerpos acuíferos por efecto de la deposición ácida y de nitrógeno asociada con emisiones atmosféricas, como en el caso del problema de la deposición ácida en el noreste de Estados Unidos y las provincias orientales de Canadá. Además, la contaminación de las aguas freáticas puede originarse de la producción de combustibles fósiles y de la construcción y operación de instalaciones hidroeléctricas. El agua empleada como refrigerante que descargan las plantas generadoras de energía hacia ríos u otros cuerpos de agua puede afectar la temperatura de éstos. Los efectos más considerables sobre el agua se deben a la construcción y operación de los proyectos hidroeléctricos.

Uno de los principales problemas ambientales de las desviaciones de corrientes y la construcción de represas tiene que ver con la perturbación de las corrientes naturales. Esto origina muy diversos efectos en otros medios, como la biota y el suelo. Sin embargo, también son importantes los efectos en la calidad y la cantidad del agua. Por lo que se refiere a la calidad, las represas pueden producir cambios de toxicidad al dar oportunidad a ciertas bacterias de transformar el mercurio en mercurio metílico. La inundación de las presas puede también cambiar la temperatura, el contenido de nutrientes y la acidez del

²⁶ Las pérdidas de gas en su producción pueden ser considerables: en 1996, por ejemplo, Canadá produjo 197,472 millones de m^3 (MMC) de gas natural en el pozo. De esta cantidad, aproximadamente el 16 por ciento se consumió en la extracción, quema y procesamiento, y un 6 por ciento adicional se inyectó a los campos de almacenamiento, lo que arroja un total de 153,578 MMC de gas natural comerciable. Este volumen se sumó a 13,979 MMC extraídos de su almacenamiento para producir un suministro total de 167,557 MMC. De esta cifra, los consumidores nacionales usaron 80,182 MMC y los mercados de exportación de Estados Unidos consumieron 80,117 MMC (ventas con valor de 7,432 millones de dólares canadienses). Los restantes 7,258 MMC se consumieron como combustible de los gasoductos o como pérdidas en tubería, y 6 MMC se perdieron por fluctuaciones en el almacenamiento en tubería. [Dirección de Estadísticas de Canadá, Número de Catálogo 57-205-XPB.]

²⁷ Ministerio del Medio Ambiente de Canadá (1996), *Canadian Emissions Inventory of Criteria Air Contaminants* (1990), EPS 5/AP/7E (febrero).

²⁸ Las emisiones de CO_2 se calculan usando una razón de 49.68 kg por GJ y un contenido calórico promedio de 38 MJ por m^3 .

agua represada. Además, mientras más oxígeno disuelto consuman las materias vegetales en descomposición, mayor será el contenido de bióxido de carbono.

Las desviaciones y represas pueden alterar la calidad del agua en las zonas más bajas al impedir que los ríos y corrientes reciban los volúmenes de agua necesarios para drenar los materiales más finos y alterar las pautas de llenado de los cuerpos de agua mayores. En Canadá, un promedio de 4,200 m³ de agua por segundo se desvían para producir electricidad.²⁹

La deposición de lluvia ácida en el aire puede afectar también la calidad del agua. Se prevé que incluso después de haber puesto totalmente en práctica los programas sobre lluvia ácida de Estados Unidos y Canadá, 791,000 km² del este de Canadá y el noreste de Estados Unidos recibirán lluvias ácidas que excedan las concentraciones críticas. Las tendencias actuales indican que la mayoría de los lagos del este de Canadá muestran poco cambio en acidez, a pesar de las considerables reducciones que en este sentido se han registrado en ese país. Un problema fundamental planteado por la reestructuración de la electricidad es si continuará esta tendencia o podrá abatirse si se retiran oportunamente las plantas generadoras con arranque a base de combustibles fósiles.

Los ministros del Consejo de Recursos y Medio Ambiente de Canadá establecieron una meta de deposición sulfúrica de 20 kg/ha anuales, la cual se propone alcanzar el Programa de Lluvias Ácidas de Canadá. La zona oriental de este país, con una precipitación de 20 kg/ha, ha disminuido desde 0.71 millones/km² en 1980 hasta 0.29 millones de km² en 1993. La meta de 20 kg/ha se derivó de los limitados datos disponibles a principios de los años ochenta y se basó en lograr un nivel de pH de 5.3. Es ampliamente reconocido que esta meta no permitirá proteger a la mayoría de organismos acuáticos y puede resultar en grave daño a los acuíferos biológicamente sensibles.³⁰ Análisis regionales de sitios monitoreados en Nueva Escocia, Terranova, Quebec y Ontario indican que el 11 por ciento de los sitios monitoreados siguen acidificándose, 33 por ciento se está recuperando y 56 por ciento no presenta cambio alguno.³¹ Esta tendencia se debe al continuo flujo de emisiones ácidas provenientes de Estados Unidos.³² En la Ciudad de México se ha registrado deposición ácida que está dañando la costa este del país.

Las emisiones de mercurio a la atmósfera, producto de la quema de combustibles fósiles, pueden también depositarse en los cuerpos de agua. Estudios recientes de las bases de datos, así como análisis comparativos de las concentraciones recientes de mercurio con las concentraciones históricas de dicho elemento en sedimentos lacustres, indican que las emisiones y depósitos de antropogénicos de mercurio en zonas remotas han tenido un efecto considerable en el sitio natural del mercurio.³³ La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos prepara actualmente un informe al Congreso, en el cual examina el grado en que las empresas de servicios públicos eléctricos producen emisiones peligrosas a la atmósfera. En Canadá, las empresas de servicios públicos eléctricos originaron el 4 por ciento de la contaminación mercurial de la atmósfera.³⁴ En Estados Unidos, el 21 por ciento de dichas emisiones proviene de dichas empresas.

La producción y el procesamiento de combustible pueden afectar también la calidad del agua. Los desagües con contenido ácido de las minerías de uranio y carbón pueden afectarla. Los ácidos que naturalmente se encuentran en los depósitos de desechos pueden disolverse al ser expuestos al aire y a ciertas bacterias. Estos ácidos pueden luego separar, por lixiviación, metales de los depósitos de desechos y áreas circundantes que, a su vez, se filtran en los mantos acuíferos y, a la larga, llegan a los grandes cuerpos de agua. En las operaciones modernas de minería se emplean barreras impermeables, diques y otros recursos para reducir la contaminación del agua subterránea por filtraciones de ácido. Debido a su bajo contenido de azufre, se cree que las minas de carbón del oeste de Canadá no son grandes productoras de aguas residuales ácidas.³⁵

²⁹ Ministerio del Medio Ambiente de Canadá, *State of Canada's Environment Report*, Cuadro 11.9.

³⁰ Ministerio del Medio Ambiente de Canadá (1996), *Acid Rain, Canada's National Environmental Indicators Series*, primavera.

³¹ Acuerdo sobre Calidad del Aire entre Canadá y Estados Unidos, *Progress Report 1996*: 35.

³² Ministerio del Medio Ambiente de Canadá (1996), *Trends in Lake Acidity in Southeastern Canada, Canada's National Environmental Series*, primavera.

³³ Fitzgerald, Engstrom, Mason y Nater (1997), "The Case for Atmospheric Mercury Contamination in Remote Areas", Oficina de Asistencia Ambiental de Minnesota (4 de noviembre).

³⁴ David Fiesta y Stacey Davies (1977), "Moving on Mercury: First Steps for Electric Utilities", *The Electricity Journal*, agosto-septiembre.

³⁵ "Human Activity and the Environment" (1994), Dirección de Estadísticas de Canadá (núm. cat. 11-509E): 166.

3. Suelo

Los cambios en el uso del suelo fluctúan desde los efectos claramente localizados de la construcción y operación de estaciones generadoras de energía, pozos petroleros y de extracción de gas y minas de carbón o de uranio, hasta los cambios en el hábitat y el uso del suelo relacionados con la construcción de ductos para la transportación de gas y petróleo, y líneas para transmisión de electricidad, hasta las perturbaciones más graves que tienen que ver con la inundación de ríos y cañadas, a consecuencia de la construcción de instalaciones hidroeléctricas.

La generación de desechos sólidos asociada con la producción de combustibles fósiles, así como la construcción y operación de instalaciones para la generación y transmisión de electricidad, afectan también el suelo. Los tipos de desechos sólidos pueden ir desde los relativamente inofensivos, como el equipo usado, los lodos de perforación y los desechos aceitosos, hasta los desechos sumamente tóxicos y peligrosos como los bifenilos policlorados (BPC), usados comúnmente para los capacitores y otros aparatos eléctricos, y los desechos radiactivos generados por las plantas nucleares de cada país.

En Canadá se estima que se han inundado 20,000 km² de tierra con la construcción de presas hidroeléctricas. Los corredores de transporte y tendido de tuberías también han cubierto grandes extensiones de tierra en Canadá y Estados Unidos. En muchos casos, el uso de terrenos para la construcción de corredores no es de tipo exclusivo, sobre todo en terrenos para la agricultura.

Los desechos de las minas carboníferas afectan también el suelo. El carbón mineral se extrae tanto de minas a cielo abierto como de yacimientos profundos. Tales instalaciones de producción pueden producir graves efectos en el suelo, el agua y la atmósfera. En 1989 Canadá recuperó 15,900 ha de las 41,700 afectadas por la extracción de carbón. En contraste, en el estado de Kentucky, uno de los principales productores de carbón mineral en Estados Unidos, existen 80,000 acres (32,376 ha) de terrenos mineros abandonados que se usaron para la producción de carbón. Desde 1982 se han recuperado 18,000 acres (7,284.6 ha).³⁶ Por lo que se refiere a sus efectos sobre el suelo y el agua, las plantas carboníferas requieren de tratamiento de aguas y desechos, así como eliminación de cenizas y subproductos del equipo de control de la contaminación. Las emanaciones de las plantas de tratamiento también tienen efectos sobre la biota.

En Canadá, Alberta es el mayor consumidor de carbón para generar electricidad. Anualmente emplea con este fin aproximadamente 24 millones de toneladas métricas de carbón. La explotación de carbón en Alberta afectó 15,000 ha y se recuperaron 7,000 para efectos de compensación. En las montañas y laderas los terrenos pueden rehabilitarse para la vida silvestre o su uso forestal, mientras que en las praderas pueden rehabilitarse para la agricultura.³⁷ En Canadá, por cada 10 toneladas métricas de carbón que se producen, dos son de desechos. En 1991 hubo aproximadamente 20 millones de toneladas métricas de desechos de carbón generados en ese país.³⁸ Sin embargo, ese material suele reciclarse para relleno de minas a cielo abierto o para recuperación de tierras.

Los desechos de la producción minera de uranio también afectan el suelo. Los desechos generados en la extracción y procesamiento de uranio requieren de lugares especiales para confinarlos, lo que a veces supone la ocupación del suelo a perpetuidad. Aproximadamente 203 millones de toneladas métricas de desechos radiactivos de bajo nivel se almacenan en 1,570 ha en Canadá. Es éste el mayor productor de uranio en el mundo y de él sale el 31 por ciento de la producción mundial. Estos desechos, que son capaces de emitir radiaciones durante decenas de milenios, pueden contener también sustancias tóxicas como el arsénico y diversos metales pesados.

El suelo también puede verse afectado por residuos sólidos provenientes de las plantas nucleares. Canadá produce además 1.3 millones de metros cúbicos de desechos radiactivos de bajo nivel que deben confinarse, al igual que los residuos y equipos irradiados de las instalaciones de procesamiento, las plantas de energía y otras instalaciones. Todos los desechos de combustible de la energía nuclear de nivel alto se almacenan en sitios especiales del reactor nuclear. Actualmente existen cerca de 17,000 toneladas métricas de residuos de combustible nuclear almacenados en sitios de reactores de Canadá.

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

³⁷ *State of Canada's Environment, 1997.*

³⁸ *Ibid.*

Estados Unidos, el mayor productor mundial de residuos nucleares radiactivos de alto nivel, está desarrollando un sitio de depósito a largo plazo en el monte Yucca en Nevada. Estados Unidos produjo aproximadamente 30,000 toneladas métricas de desechos nucleares de alto nivel y 104,000 toneladas de montajes contaminados con combustibles de reactores nucleares comerciales entre 1968 y 1994.

4. Biota

Los efectos del sector eléctrico sobre la biota pueden ser directos —a través de la inundación de las represas o de la construcción de líneas de transmisión o tubería, por ejemplo— o indirectos, relacionados con la deposición de materiales ácidos u otros contaminantes.

Las emisiones atmosféricas de las termoeléctricas tienen también efectos ambientales sobre la flora y la fauna. Los gases ácidos —que se depositan en el suelo y el agua en forma de desechos secos—, así como la precipitación —en forma de lluvia y nieve—, han tenido efectos comprobables en los peces, las aves acuáticas y los bosques. En investigaciones realizadas con peces del este de Canadá se ha encontrado que a medida que cambia el pH de los acuíferos disminuye el número de especies, así como sus poblaciones. Esto puede deberse a los minerales lixiviados de las zonas circundantes que cambian la calidad del agua. En consecuencia, están también en riesgo las aves acuáticas que se alimentan de peces.

En el monitoreo de los bosques de Canadá y Estados Unidos se ha encontrado que aunque no existen pruebas de un extenso menoscabo forestal debido directamente a la deposición ácida, ésta puede tener, y de hecho tiene, efectos nocivos en los bosques. En parcelas de muestra para probar los efectos de la deposición ácida en los árboles de suelos sensibles se ha demostrado una merma considerable. Además, la salud de grupos de abedules de Nueva Brunswick que fueron expuestos a niebla ácida ha comenzado a declinar, y el monitoreo de las parcelas mostró que la mortandad de árboles fue varias veces mayor que en las zonas no expuestas.³⁹

El monitoreo del suelo ha revelado menoscabo en los nutrientes, lo que también puede afectar la salud del bosque. El ozono superficial reduce, asimismo, la productividad de la vegetación e incrementa la morbilidad y la mortalidad de los seres humanos. Se sospecha que los efectos del ozono en el ambiente pueden ser complejos debido a los efectos sinérgicos de los gases ácidos y otros contaminantes atmosféricos.

Las represas hidroeléctricas pueden eliminar o limitar drásticamente el hábitat de los mamíferos, alterar la capacidad de sobrevivencia de los peces y eliminar la vida productiva de las plantas. En Canadá se estima que 20,000 km² de tierra han sido inundados debido a las represas. Las tierras inundadas pueden producir numerosos efectos mensurables sobre la biota. Por ejemplo, el incremento de nutrientes en las represas inundadas puede llevar a que crezcan las poblaciones de fitoplancton, y luego al aumento del zooplancton. Puede haber también cambios en las poblaciones de peces, las pautas de depredación, los hábitos de desove y los índices de supervivencia de las crías. Entre otros problemas vinculados con las represas está la probabilidad de un aumento en la cantidad de mercurio metílico en la biota. Las concentraciones de mercurio en peces de las represas de la zona de la bahía de James oscilan entre 0.06 y 0.21 partes por millón (ppmm), en el caso del esturión, y 3 ppmm, en el caso del lucio del norte. Se estima que los peces con más de 0.5 ppmm representan un riesgo si se consumen habitualmente.⁴⁰ Las autoridades reguladoras de 40 estados estadounidenses han hecho circular avisos con el fin de restringir el consumo de pescado que pueda contener elevadas concentraciones de mercurio.⁴¹

El desvío de corrientes y la construcción de represas pueden afectar también a las aves y otros organismos de los estuarios en las desembocaduras de los ríos afectados. Las modificaciones a los regímenes de flujo producen alteraciones en los ciclos del agua de los estuarios, que alteran la mezcla normal de agua salada y agua dulce. Al modificarse la mezcla, también se verá afectada la zona de alimentación de las aves y los organismos de los cuales se alimentan.

De igual forma, los corredores de transporte reducen las zonas de crecimiento de árboles, con lo que pueden proporcionar fácil acceso a los depredadores. En Canadá existen aproximadamente 157,000 km de tuberías que ocupan corredores de transmisión. En muchos casos existen tres o más líneas por corredor, lo que reduce la cantidad total de terreno desmontado para el

³⁹ Acuerdo sobre Calidad del Aire entre Canadá y Estados Unidos, *Progress Report*, 1996: 38-42.

⁴⁰ Ministerio del Medio Ambiente de Canadá (1997), *State of Canada's Environment Report*.

⁴¹ David Fiesta y Stacey Davies (1997), "Moving on Mercury: First Steps for Electric Utilities", *The Electricity Journal*, agosto-septiembre.

tendido de las líneas. Los corredores para los ductos de las plantas de almacenamiento de gas natural pueden también abrir el acceso a regiones de vida silvestre que de otra forma serían inaccesibles. Una vez abierto el paso a esas zonas, pueden llegar a ellas la caza y la tala, con su consecuente repercusión sobre la biota.

Los desechos de las actividades mineras —como los radionúclidos contenidos en las descargas líquidas de las plantas de uranio y en los depósitos de desechos— pueden acumularse en la biota acuática. El drenaje ácido de los desechos mineros puede también dañar la supervivencia de los peces en ríos y lagos cercanos. Mientras que las nuevas minas y plantas continuamente incrementan su desempeño ambiental, están en marcha las operaciones encaminadas a mitigar problemas pasados. En Canadá y Estados Unidos, las entidades del gobierno, en colaboración con la industria minera, han puesto en práctica programas y regulaciones para enfrentar el problema de la reclamación de minas abandonadas y el mejoramiento de los métodos para tratar los desechos.

En Estados Unidos, las cuotas para reparar terrenos abandonados o impropriadamente restaurados antes de 1977 se recolectan a partir de la producción de carbón. Las minas a cielo abierto pagan 34 centavos por tonelada; las subterráneas, 15 centavos, y las minas de lignito, 10 centavos. En 1996 hubo más de 10,000 zonas problemáticas asociadas con el abandono de minas en Estados Unidos. La mayoría de esos sitios son minas de carbón. La extracción de uranio es casi inexistente en Estados Unidos.

El sector eléctrico ha dado pie a numerosas formas novedosas de atacar los problemas ambientales. Las emisiones industriales de SO_x y NO_x en todo el continente han disminuido en los últimos 20 años a un costo mucho menor del que se había pensado. El gas natural de alta eficiencia y las aplicaciones de energía renovable ofrecen atractivos sustitutos a los hidrocarburos fósiles y la energía nuclear. Los avances en el uso eficiente de la energía, muchos de ellos emprendidos con inversión de las compañías de servicios, proporcionan oportunidades abundantes en las tres economías nacionales para dar más y mejores servicios con menos consumo de electricidad y menos contaminación.

B. El contexto económico

El efecto de la electricidad en el ambiente aumenta con el rápido crecimiento de esa industria y con su creciente participación en el mercado energético. Entre 1993 y 1996, el crecimiento del consumo eléctrico en México fue ligeramente superior al 20 por ciento. En Estados Unidos, el crecimiento fue de alrededor del 8 por ciento. En el mismo periodo, el crecimiento en Canadá fue del 7 por ciento.⁴²

La participación de la electricidad en el mercado energético se ha expandido en los tres países. En México, la proporción de la electricidad para consumo final es ahora cercana al 12 por ciento, en comparación con menos del 8 por ciento en 1979. Esto refleja el hecho de que desde 1991 el aumento del consumo eléctrico en México sólo ha sido inferior al del gas natural; a largo plazo, desde 1979 la electricidad ha superado a cualquier otro energético, incluido el gas natural. Desde 1991 el consumo final de electricidad ha tenido un crecimiento promedio de 4.75 por ciento, en comparación con 5.87 por ciento para el gas natural, 1.86 por ciento para el petróleo y 1.91 por ciento para los combustibles sólidos. El rápido crecimiento en el consumo de gas natural parece darse a expensas del petróleo, que desde 1992 ha ido perdiendo sistemáticamente participación en el mercado. Sin embargo, ciertos subsectores del sector petrolero han registrado un rápido crecimiento: el consumo de gasolina, por ejemplo, aumentó 31 por ciento durante el periodo 1991-1995.⁴³

Entre 1973 y 1996, el consumo de electricidad en Estados Unidos creció casi 80 por ciento, mientras que el uso de gas natural y petróleo prácticamente no registró cambios durante ese periodo. Esta tendencia continuó en años recientes, incluso con el rápido crecimiento en el consumo de petróleo generado por los bajos precios de este combustible y las alteraciones en los patrones de tenencia de vehículos; entre 1991 y 1995 el consumo de electricidad superó a los otros sectores, con un promedio de 1.4 por ciento de crecimiento anual, en comparación con 0.9 por ciento de crecimiento anual del consumo del petróleo (dos tercios del cual corresponden a los combustibles del transporte), equivalente a un aumento de 6 por ciento en ese periodo.⁴⁴

⁴² Asociación de Electricidad de Canadá (CEA, por sus siglas en inglés) y Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (NRCAN, por sus siglas en inglés), *Electric Power in Canada*, 1995 (Ottawa: CEA y NRCAN, 1996): 50. Secretaría de Energía (SE), *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico (1996-2005)* (México, DF: SE, 1996): 17. Véase también Anexo C.

⁴³ Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía 1995* (Ciudad de México: SE, 1996): 55.

⁴⁴ Administración de Información sobre Energía de EU (EIA, por sus siglas en inglés), *Monthly Energy Review* (enero de 1997), y EIA, *Annual Energy Outlook, 1996*. Internet: < www.eia.doe.gov >.

En Canadá, la electricidad ha expandido su participación como consumo energético secundario hasta el 24 por ciento registrado en 1995, desde el 11 por ciento que tenía en 1960.⁴⁵

En los tres países del TLC se espera un crecimiento constante en el consumo de electricidad. La Administración de Información sobre Energía (EIA, por sus siglas en inglés) pronostica un crecimiento anual promedio en el consumo de electricidad per cápita de 1.4, 1.9 y 4.5 por ciento en Estados Unidos, Canadá y México, respectivamente entre 1995 y el 2015. Mientras tanto, en los tres países aumenta también el papel de los mercados y la competencia en lo que tradicionalmente habían sido sistemas monopólicos regulados.

El TLC es sólo uno de los muchos factores que afectan el comercio, la inversión transfronteriza y los efectos ambientales del sector eléctrico. Otros factores son los niveles de demanda, las sequías que reducen el suministro hidroeléctrico, la capacidad limitada de transmisión y el costo del capital en esta industria intensiva en capital. Otro factor importante es de carácter microeconómico: está cambiando el hecho de que el sector haya sido originalmente un monopolio muy regulado (y a menudo propiedad del gobierno).

Este último factor es de especial importancia en este sector. Los habitantes de América del Norte tradicionalmente han obtenido electricidad a partir de monopolios integrados con franquicias geográficas rigurosamente definidas. Los monopolios eran responsables de satisfacer todas las necesidades locales de energía mediante la construcción de plantas generadoras al servicio de todos los consumidores dentro de su territorio y financiadas por los mismos. La red de transmisiones que surgió alrededor y a través de los monopolios locales fue construida a modo de que se ajustara a sus necesidades internas específicas. Los intercambios entre los sistemas eran más bien modestos.

El sistema comenzó a cambiar en los años sesenta con la construcción de la Pacific Intertie.⁴⁶ En esa década, y especialmente durante la conmoción petrolera de los años setenta, el comercio eléctrico entre Estados Unidos y Canadá tuvo un crecimiento sorprendente. En los años noventa, el TLC se cuenta entre un sinnúmero de causas como el cambio tecnológico, las presiones económicas locales y las iniciativas independientes por parte de la industria y los principales agentes normativos de los tres países, mientras que numerosos estados y provincias adoptan medidas desreguladoras. En el corazón de la tendencia reestructuradora del sector eléctrico está la concepción de un sector generador competitivo que lucha por conquistar mercados a través de una red subcontinental de transmisión. Si bien todavía no se concreta cabalmente en América del Norte, esta red abierta resulta indispensable para las iniciativas de reforma de los tres países y se apoya en el espíritu y la letra del TLC.⁴⁷

Para apreciar el papel del TLC en la evolución de las reformas estructurales del mercado de la electricidad en Estados Unidos y Canadá, es importante reconocer que los costos y beneficios económicos del comercio transfronterizo de electricidad no necesariamente se distribuyen equitativamente entre las partes afectadas. Por ejemplo, el acceso a energía hidroeléctrica barata y confiable de Columbia Británica ofrece beneficios a los consumidores estadounidenses.

De particular importancia para los exportadores de electricidad son el acceso a los sistemas de transmisión y su costo. Mientras que los sistemas regionales de transmisión de América del Norte hacen físicamente posible surtir energía desde un punto de la red de transmisión hasta cualquier otro, la parte del sistema de transmisión dentro de cada zona de servicio de la compañía es propiedad de esa compañía y está operada por ella, al igual que las interconexiones de transmisión necesarias para el comercio transfronterizo. Las autoridades regulatorias de Estados Unidos, y en menor grado en Canadá, han intentado corregir los posibles abusos del poder monopólico que redundarían en la discriminación en contra de los productores

⁴⁵ CEA, *Electric Power in Canada*, 1995: 55.

⁴⁶ La Pacific Intertie vincula a Oregón y California, con lo que permite expandir la interconexión entre Columbia Británica y Alberta en Canadá y cuando menos once estados de Estados Unidos y el noroeste de México; la capacidad actual de transferencia simultánea de los elementos AC y DC del sistema es cercana a 8,000 MW.

⁴⁷ Véase, por ejemplo, Comisión Federal Reguladora Estadounidense, orden núm. 888, 18 C.F.R. Partes 35 y 35 (24 abril 1996); Order Denying Motion for Stay, 79 FERC 61,367 (20 de junio, 1997) (en relación con asuntos de acceso libre en el contexto de los requisitos del TLC en el proceso originado por Ontario Hydro).

energéticos que no tienen carácter de empresa de servicio público o transfronterizos dentro de la estructura monopólica existente, a través de medidas tales como exigir que las compañías apliquen procedimientos de licitación para la adquisición de recursos para la generación. Sin embargo, muchos productores independientes, grandes clientes industriales y otros participantes clave se han manifestado en favor de la competencia plena.

Ante los desafíos de la competencia global (cada vez más evidentes en el contexto del TLC y otros acuerdos internacionales de comercio como el GATT) y la necesidad de reducir costos, los consumidores industriales de grandes volúmenes se han convertido en los partidarios más fuertes de la reforma del mercado, sobre todo en zonas donde las plantas nucleares se han vuelto demasiado costosas por lo que hace a su tenencia y operación. Son muchos los que desean tener la oportunidad de comprar electricidad directamente a los proveedores más baratos que pueda haber en la red, en lugar de depender de sus compañías locales. Los acuerdos de comercio facilitan este objetivo sobre todo de dos maneras: reduciendo los aranceles impuestos al equipo eléctrico y los que se imponen tanto a ciertos combustibles como a la electricidad.

En ciertas zonas, los consumidores a gran escala reconocen que la electricidad producida por las plantas viejas, que eran financiadas con tarifas arriba del costo del servicio, es más barata que el costo promedio de las nuevas plantas que proponen hoy las compañías. Los grandes consumidores de electricidad quisieran tener la oportunidad de comprar directamente la energía más barata, evitando con ello pagar los nuevos adelantos. Por el contrario, en ciertas zonas de América del Norte las empresas de servicios públicos han invertido en costosas fuentes de generación como las plantas nucleares y algunas fuentes renovables que producen electricidad a costos promedio superiores a muchas nuevas tecnologías de generación, en especial las turbinas de gas natural de ciclo compuesto. En esas zonas, los consumidores desearían elegir el nuevo recurso para su suministro energético. En cualquier caso, los consumidores, aduciendo por lo general la libre competencia internacional, prefieren adquirir la energía más barata y no verse obligados a comprar directamente los recursos que les ofrece una compañía monopólica.

C. El contexto social

Importantes fuerzas sociales impulsan la tendencia hacia un mercado más competido en Estados Unidos y Canadá. Quizás la principal motivación de los esfuerzos por desregular la electricidad sea ofrecer precios más bajos. En la legislación estatal de desregulación frecuentemente se incluyen medidas sobre reducciones tarifarias inmediatas en el periodo previo a la competencia, con la expectativa de que las tarifas disminuyan aún más a resultas de la competencia. En Illinois, por ejemplo, la legislación firmada por el gobernador Jim Edgar en diciembre de 1997 prevé una disminución de 15 por ciento a la tarifa en agosto de 1998, seguida por otra del 5 por ciento en el 2002, momento en el cual comenzará la competencia al menudeo.

Con menores tarifas se espera que se acelere el crecimiento económico. Ahora que se han puesto en práctica las primeras iniciativas de desregulación nacionales y provinciales en Estados Unidos y Canadá, cada vez se esgrime más el argumento de que la desregulación de la electricidad estimulará el crecimiento de la oferta de trabajo al mejorar la competitividad regional. Las autoridades de la segunda remesa de jurisdicciones, como Ontario, que seguirán el ejemplo de las provincias y estados pioneros, han insistido en que la desregulación es necesaria en primer lugar para igualar a las otras jurisdicciones y luego aventajarlas en cuanto a competitividad.⁴⁸

Al mismo tiempo, la reestructuración de muchas de las empresas eléctricas propiedad del Estado en América del Norte bien puede ocasionar cambios que lleven a la pérdida de empleos. Esto hace que la decisión de reestructurar sea un tema político delicado en jurisdicciones donde las compañías estatales a veces han sido consideradas como último recurso de empleo. En el caso de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, la planta laboral total de la compañía disminuyó un 25 por ciento entre 1984 y 1994, pero la mayor parte de este cambio se dio en los trabajos de construcción. La cantidad de empleados de planta siguió siendo aproximadamente la misma durante ese periodo, con algún crecimiento del

⁴⁸ Véase, por ejemplo, Ministerio de Energía, Ciencia y Tecnología de Ontario (1997), *Direction for Change: Charting a course for competitive electricity and jobs in Ontario* (Toronto: Gobierno de Ontario): 1-9. Asimismo, la Coalición para la Elección sobre Electricidad y otros grupos financieros de Ohio están preocupados porque se están quedando atrás de sus competidores, mientras Michigan e Illinois adelantan con la desregulación. "Illinois, Massachusetts and Michigan restructuring efforts accelerate", *Daily Power Report*, 1 de diciembre, 1997. Internet: <www.powermarketers.com>.

número de empleos a mediados de los años ochenta y un decremento a partir de 1989, hasta quedar en 51,500 empleados en mayo de 1994.⁴⁹ En contraste, la fuerza laboral de Hydro-Québec, compañía con una capacidad instalada semejante a la de la CFE, es de aproximadamente 36,500 personas.⁵⁰ Los aumentos potenciales de empleos en el nuevo sector privado de la generación de energía deben sopesarse frente a la pérdida de empleos en el sector público. Además, la dinámica de la reestructuración del sector eléctrico ocurre en un contexto en que grupos de consumidores y ecologistas, así como redes de actores subfederales y asociaciones industriales, se afanan por determinar resultados.

D. El contexto geográfico

El sector eléctrico de América del Norte presenta variaciones considerables por lo que hace a las fuentes de generación, las pautas de consumo y demanda y los precios de la electricidad en cada país.

1. Fuentes y pautas de generación

El sector eléctrico de América del Norte posee una capacidad de generación instalada de casi 912,000 MW. Alrededor del 66 por ciento se opera con combustibles fósiles, el 18 por ciento mediante energía hidroeléctrica y el 13 por ciento con energía nuclear; sólo menos del 2 por ciento se basa en fuentes renovables distintas de la energía hidroeléctrica. (Véanse Cuadro 1 y Anexo B.) La capacidad instalada en Estados Unidos constituye más de 763,000 MW de este total, es decir el 83 por ciento aproximadamente. La capacidad instalada canadiense constituye el 13 por ciento, y la de México alrededor del 4 por ciento.

Los recursos de generación de cada país son diferentes en términos de que la capacidad instalada de Canadá se basa en la energía hidroeléctrica en más del 50 por ciento, mientras que la capacidad de Estados Unidos se basa principalmente en el carbón mineral, y la generación de electricidad en México depende en gran medida de la combustión de petróleo.

Cuadro 1 Capacidad instalada de generación de electricidad en América del Norte, 1995-1996

Capacidad instalada (MW)*	Combustibles fósiles	Hidroeléctrica	Nuclear	Renovables	Total
Canadá ^a	33,307	64,770	16,393	1,035	115,505
Estados Unidos ^b	549,026	91,114	107,896	15,395	763,431
México ^c	21,645	9,329	1,309	755	33,037
Total	603,978	165,213	125,598	17,185	911,973
Porcentajes					
Canadá	28.8	56.1	14.2	0.9	100
Estados Unidos	71.9	11.9	14.1	2.0	100
México	65.5	28.2	4.0	2.3	100
Total	66.2	18.1	13.8	1.9	100

Capacidad nominal.

^aAl 31 de diciembre de 1995.

^bAl 1 de enero de 1996.

^cAl 31 de diciembre de 1995.

Fuentes: CEA, EIA y CFE.

⁴⁹ Comisión Federal de Electricidad, *Informe de Labores, 1993-1994* (México: CFE, 1994): 79.

⁵⁰ Hydro-Québec (1997), "Hydro-Québec, a world leader in energy", folleto.

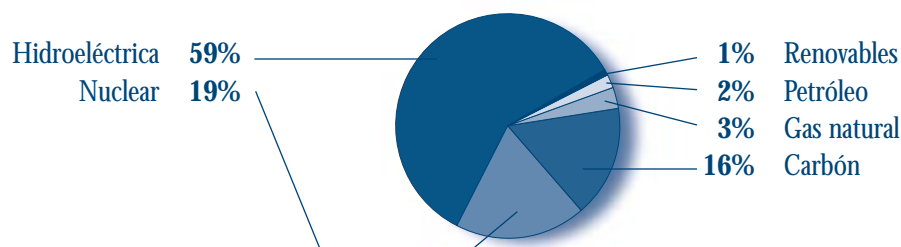
Las características de la capacidad instalada de cada país influyen en el equilibrio de generación según el tipo de combustible. Los datos sobre la generación anual variarán en función de la cantidad de generación hidroeléctrica permitida por las variaciones anuales en la precipitación pluvial y la disponibilidad de capacidad nuclear.

En 1994 la producción de electricidad bruta de Canadá fue de 554.2 terawatt-hora (TWH), de la cual 59 por ciento fue hidroeléctrica, nuclear el 19 por ciento y por combustibles fósiles el 21 por ciento. La generación por combustibles fósiles fue de carbón en 16 por ciento, gas en 3 por ciento, petróleo en 2 por ciento y 1 por ciento de recursos renovables (véase Gráfica 1).

La generación bruta de electricidad estadounidense en 1994 fue de 3,473.6 TWH. La generación estadounidense es predominantemente a base de combustibles fósiles, que constituyó el 72 por ciento de la producción total en 1994. De ésta, el carbón representó el 52 por ciento, el gas natural el 14 por ciento y el petróleo el 3.4 por ciento, en tanto que el 2 por ciento lo representaron otras fuentes alternativas como las plantas alimentadas con biomasa. La energía nuclear aportó el 20 por ciento de la generación total y la hidroeléctrica el 8 por ciento. Las energías geotérmica, solar y eólica representaron el 0.6 por ciento restante de la producción total (véase Gráfica 2).

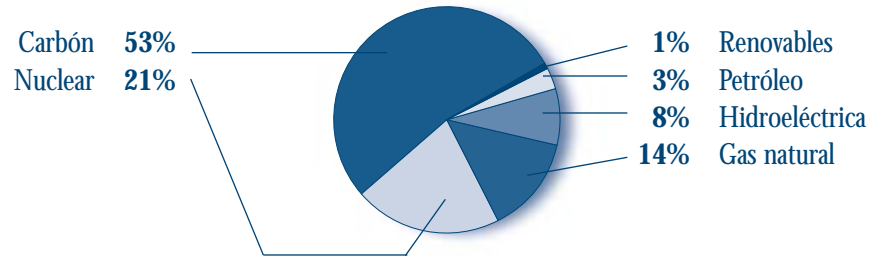
En 1996 la producción estadounidense de electricidad exhibió una pauta distinta, en la que la generación hidroeléctrica y la carbonífera aumentaron, al tiempo que disminuyó la basada en gas natural. Específicamente, en 1996, el carbón mineral produjo el 56 por ciento, mientras que la energía nuclear aportó el 22 por ciento. La energía hidroeléctrica figuró con 11 por ciento, el gas natural proporcionó el 9 por ciento, las plantas activadas por petróleo generaron el 2 por ciento y las de recursos renovables aportaron 1 por ciento.⁵¹

Gráfica 1 Generación según tipo de combustible en Canadá, 1994

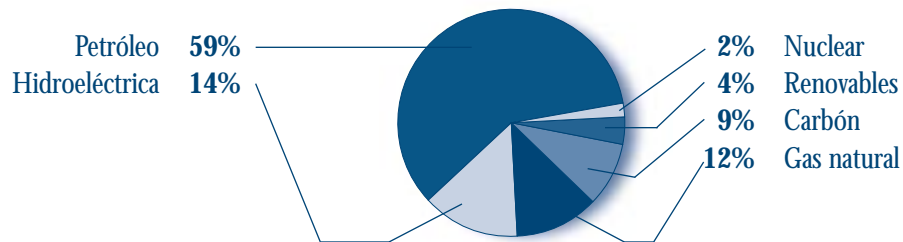


La producción bruta de las instalaciones de generación eléctrica en México fue de 147.9 TWH en 1994. Los combustibles fósiles produjeron el 80 por ciento de la generación total, el petróleo aportó el 59 por ciento, 12 por ciento provino del gas natural y 9 por ciento del carbón. De la generación no asociada a combustibles fósiles, la hidroeléctrica aportó el 14 por ciento de la electricidad del país, mientras que la geotérmica contribuyó con 4 por ciento y la energía nuclear con el 2 por ciento (véase Gráfica 3).

⁵¹ Departamento de Energía de EU (1997), *Monthly Energy Review* (octubre): 95.



Fuente: EIA, 1998.



Fuente: CFE, 1995.

2. Tendencias regionales y nacionales en la demanda y el consumo de electricidad

El consumo de electricidad va en aumento y se espera que crezca más rápidamente en México, seguido por Estados Unidos y Canadá. Desde 1994 México ha registrado un crecimiento promedio de aproximadamente 5 por ciento anual en el consumo de electricidad, mientras que este crecimiento en Estados Unidos y Canadá ha sido menor a 3 por ciento. En México se prevé un crecimiento de la demanda máxima de 4.5 por ciento entre 1997 y el 2005, mientras que la demanda máxima estadounidense se espera que aumente un 1.7 por ciento anual en el mismo periodo. En cuanto a la canadiense, se espera que crezca a razón de 1.6 por ciento al año.

3. Tendencias del consumo en el ámbito estatal-provincial

En cada país hay una considerable variación en los índices de crecimiento del consumo eléctrico y la demanda de energía. En esta sección se presentan los datos disponibles sobre el crecimiento de la demanda a nivel subfederal y, siempre que es posible, por sector a nivel subfederal, con vistas a identificar las regiones del continente donde se ha registrado el crecimiento más rápido y aquellas donde se espera que crezca más rápidamente. En el Anexo C se presentan cuadros con las cifras más recientes sobre consumo y crecimiento del consumo por estado-provincia.

En México varios estados han registrado de manera consistente un alto crecimiento de consumo durante el periodo 1994-1996. Se advierte un crecimiento de dos dígitos en los estados colindantes con Estados Unidos, como Baja California, Sonora y Coahuila, donde predomina la maquila (los otros estados fronterizos, Chihuahua y Tamaulipas, si bien han registrado un crecimiento rápido, no ha sido de dos dígitos), al igual que otros estados densamente poblados o industrializados como

Estado de México, Nuevo León, Puebla, Querétaro, Aguascalientes y Durango. Otras regiones no han experimentado un crecimiento tan rápido en los años recientes, pero también están creciendo rápidamente al largo plazo. Esta tendencia se observa sobre todo tratándose de los estados de la península de Yucatán, en especial Quintana Roo.

En Estados Unidos, los datos de 1993-1996 muestran que el crecimiento más rápido en el consumo de electricidad ocurre en el sur del país, especialmente en los estados del llamado Cinturón del Sol: Georgia, las Carolinas, Alabama y Arizona, al igual que en los estados de las planicies de Dakota del Norte, Missouri, Nebraska y Minnesota. En Canadá, del que aún no se disponen datos pormenorizados para 1996, el crecimiento más rápido en el consumo ocurre en las porciones centro-occidental y noroccidental, en las provincias de Manitoba, Alberta y los territorios del noroeste y, especialmente, el territorio de Yukón, el cual registró un crecimiento del 31.3 por ciento entre 1994 y 1995.

El consumo de electricidad agregado en América del Norte registró un crecimiento promedio de entre 3 y 4 por ciento anual durante el periodo 1993-1996 (véase Cuadro 2).

Cuadro 2 Consumo de electricidad en América del Norte (en GWH)

País	Consumo (GWH)				Crecimiento (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-94	1994-95	1995-96
Canadá	482,515.0	493,452.0	503,357.9	516,954.7	2.27	2.01	2.70
EU (territorio continental)	2,848,428	2,921,083	2,999,591	3,070,620	2.55	2.69	2.37
México	100,876.4	109,532.9	113,365.1	121,571.2	8.58	3.5	7.24
Total	3,431,819.5	3,524,067.9	3,616,313.9	3,709,145.9	2.69	2.62	2.57

Fuente: Dirección de Estadísticas de Canadá, Oficina de Información Energética (Departamento de Energía de EU) y CFE.

4. Patrones de las tarifas eléctricas promedio

En una evaluación reciente de los precios promedio de la electricidad por estado y provincia en Estados Unidos y Canadá se advierten dos regiones de bajos costos en general (definidas por tener precios promedio menores de 4.5 centavos de dólar estadounidense por kWh).⁵² Éstas son el noreste del continente (que abarca las provincias de Quebec, el Labrador y Terranova), el noroeste (que abarca la provincia de Columbia Británica y los estados de Washington, Idaho y Wyoming) y las provincias canadienses centrales de Alberta y Manitoba. Kentucky es un estado aislado de bajo costo. Dos regiones de costo elevado (definidas por tener precios promedio de más de 9 centavos por kWh) son el noreste de Estados Unidos (Nueva Inglaterra, Nueva York y Nueva Jersey) y California. Los precios de la electricidad en el resto de Estados Unidos y Canadá oscilan entre 4.5 y 9 centavos por kWh.

Mientras tanto México entraría bajo el rubro de costo reducido en 1995, aunque conviene señalar que los efectos prolongados de la devaluación del peso ocurrida en diciembre de 1994 distorsionaron estas comparaciones en 1995. Desde 1995 las tarifas de la CFE han aumentado considerablemente para compensar la inflación disparada por la devaluación. En México se observan considerables variaciones regionales. En 1995 los precios promedio de la electricidad iban desde 2.5 centavos (0.1967 pesos) por kWh en Michoacán (zona centro occidental del país) a 4.2 centavos (0.3211 pesos) por kWh en Campeche, estado del sureste, y 3.7 centavos (0.288 pesos) por kWh en Baja California, en el noroeste.⁵³

⁵² Hydro-Québec (1997), *Plan Strategique* (Montreal: Hydro-Québec): 14.

⁵³ Véase la página web de la CFE en cuanto a pormenores de las tarifas: < www.cfe.gob.mx > .

5. *Patrones de las tarifas eléctricas residenciales*

Los precios de la electricidad residencial tienden a ser mayores que los de la electricidad industrial y comercial, pero la distribución geográfica de las tarifas residenciales más altas tiende a seguir la pauta arriba descrita, con algunas variaciones. Un estudio sistemáticamente puesto al día de 60 cooperativas eléctricas municipales y rurales propiedad de inversionistas, así como de sistemas federales dependientes de las Autoridades Eléctricas de Jacksonville, Florida (JEA, por sus siglas en inglés), indica que las tarifas residenciales más altas (superiores a 10 centavos de dólar estadounidense por kWh) se cobran en el noreste de Estados Unidos, en algunas regiones del oeste medio (especialmente Chicago y Cleveland), y en California. Las tarifas más bajas, mientras tanto, ocurren en zonas del sureste, Texas y el noroeste en la costa del Pacífico (véase Anexo D).⁵⁴

El resumen de datos históricos de la JEA, el cual cubre el periodo que va de 1986 a 1997, indica que, en su mayor parte, las empresas de servicio que registraron las tarifas más altas en enero de 1998 también reflejaron los incrementos totales mayores a lo largo del decenio pasado. Por el contrario, las empresas de servicio que registraron el incremento menor (6 de los 60 decrementos netos registrados) estuvieron entre las que presentaron las tarifas más bajas de 1998. Sólo en un número reducido de casos las empresas de servicio de las zonas más caras registraron disminuciones, y viceversa. Entre los casos inusitados está Gas & Electric de San Diego, cuyas tarifas residenciales disminuyeron en 4 por ciento durante el periodo 1986-1997. Mientras tanto, Utilities Electric de Texas Co. (Dallas) registró un aumento de 58 por ciento, aunque sin dejar de ser una compañía de precios bajos con tarifas residenciales de aproximadamente 7.6 centavos de dólar estadounidense por kWh.⁵⁵

6. *Patrones de las tarifas eléctricas industriales*

Las tarifas de electricidad industrial son un factor importante al determinar la competitividad de las industrias, para la cual los costos de energía son un elemento importante de los costos totales de producción. En América del Norte existe una variación considerable en las tarifas industriales promedio entre regiones, lo que ha dado origen a preocupaciones concernientes a la competitividad de las empresas que operan en un mercado continental cada vez más competitivo. Como se vio líneas arriba, los principales consumidores industriales de electricidad han llevado la batuta de la desregulación de este servicio, aduciendo que la competencia llevará a precios más bajos. Cada vez es más probable que la perspectiva del cambio regulatorio en jurisdicciones vecinas estimule las demandas de acciones análogas en otras regiones. Tales argumentos sobre preservar la competitividad industrial parecen ser centrales dentro de los planes del gobierno de Ontario tocantes a introducir la competencia en esa provincia para el año 2000.

Como se vio en el Cuadro 3, la comparación de las tarifas industriales revela considerables disparidades, así en cada uno de los países signatarios del TLC como entre ellos. Las tarifas de Ontario aparecen hacia la parte superior de la lista de ciudades canadienses, mientras que las ciudades de las provincias de Manitoba, donde abunda la energía hidroeléctrica, Quebec y Columbia Británica quedan en la parte inferior. En Estados Unidos, las ciudades del noroeste, donde abunda la energía hidroeléctrica, quedan en la parte inferior de la lista, mientras que las del noreste, donde abunda la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, aparecen en puestos muy superiores.

En México, las tarifas promedio por estado muestran una distribución de precios mucho más uniforme que en Canadá o Estados Unidos. Esto puede relacionarse con el hecho de que, por razones políticas, las tarifas industriales son fijadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) por debajo del costo marginal a largo plazo de proveer la energía. Sin embargo, en promedio se ve que las tarifas industriales de electricidad en México se sitúan en el extremo inferior de la escala que vemos en Estados Unidos. Además, los estados de menor nivel en México se localizan ya sea cerca de las regiones con mayor producción petrolera del país, en el Golfo de México, y son grandes mercados donde pueden aplicarse precios en relación con el volumen, o, como en el caso de Baja California, están cerca de una considerable fuente de capacidad geotérmica. Estas diferencias geográficas pueden, en general, servir de incentivo para que las industrias con elevados costos de insumos eléctricos se establezcan en México, y para que sus competidores estadounidenses y canadienses demanden una red abierta que disminuya sus costos. Sin embargo, para ciertos sectores de México, las tarifas eléctricas aplicables pueden ser mayores que aquellas a las que se enfrentan los competidores de Estados Unidos o Canadá. En un análisis que realizó la Asociación Nacional de la Industria Química de México (ANIQ) se indica que los precios de la electricidad mexicana en 1997

⁵⁴ JEA, "Monthly Residential Rate Comparison", Internet: < www.jea.com/ratecomp/ratecomp12.asp > .

⁵⁵ *Ibid.*

fueron muy semejantes a los que enfrentaron los competidores de las industrias petroquímicas y acereras de Estados Unidos y Venezuela, pero mayores para las compañías mexicanas del vidrio, el cloro y la sosa cáustica, así como los sectores del aluminio, en comparación con los competidores de Estados Unidos y Canadá.⁵⁶

Las comparaciones muestran también algunas de las fuerzas de mercado en la dinámica del comercio de América del Norte, sobre todo en el noreste de Estados Unidos. Junto a los elevados precios de la electricidad en el noreste de Estados Unidos, los precios reducidos del superávit hidroeléctrico de Montreal y Quebec ilustran claramente el incentivo económico para que Quebec le venda energía eléctrica a Nueva Inglaterra. Las variaciones de precio indican las ganancias potenciales de exportar energía hacia el sur, desde Columbia Británica hacia California o la costa estadounidense del Pacífico noroccidental; o hacia el norte, desde Baja California, en México. En igualdad de circunstancias, a falta de ese mercado transfronterizo, podría haber una tendencia a que las industrias con elevados costos eléctricos se reubicaran en zonas donde los precios de la energía son más bajos.

Cuadro 3 Tarifas de la electricidad para la industria en América del Norte, 1996

	Ciudad y estado-provincia	Dólar EU/kWH	Pesos/kWH
Canadá	Toronto, Ontario	0.0627	
	Ottawa, Ontario	0.0502	
	Calgary, Alberta	0.0407	
	Vancouver, Columbia Británica	0.0407	
	Montreal, Quebec	0.0399	
	Winnipeg, Manitoba	0.0349	
Estados Unidos	Boston, Massachussets	0.0843	
	Detroit, Michigan	0.0717	
	Houston, Texas	0.0598	
	Minneapolis, Minnesota	0.0505	
	Seattle, Washington	0.0404	
	Portland, Oregon	0.0395	
México	Quintana Roo	0.0433	0.3295
	México 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
	Baja California	0.0390	0.2967
	Estado de México	0.0378	0.2877
	Nuevo León	0.0355	0.2698
	San Luis Potosí	0.0332	0.2523
	Veracruz	0.0321	0.2440
	Paridad peso/dólar		

Fuentes: Datos para México, CFE; datos para Estados Unidos y Canadá, *Electric Power in Canada 1995: 25*

7. Regulación de la electricidad en América del Norte

También existe variación considerable en cuanto a la estructura de la regulación en América del Norte. Mientras que Estados Unidos y Canadá exhiben división de responsabilidades regulatorias entre las entidades federales y las regionales, el sistema mexicano de regulación energética es totalmente federal. El número de proveedores de electricidad varía también desde las más de 3,000 entidades privadas, federales y de otro tipo en Estados Unidos, hasta un número mucho menor pero con diferencias comparables en Canadá, y aun las dos compañías mexicanas (de magnitudes muy diferentes) propiedad del Estado. Esta sorprendente disparidad tiene importantes consecuencias, tanto desde la perspectiva analítica como en función de los mecanismos disponibles para procurar soluciones integrales a los problemas ambientales asociados con el sector eléctrico de América del Norte.

⁵⁶ José Montemayor Dragonne, director comercial de Química PennWalt, comunicación personal, 19 diciembre, 1997.

III. El TLC y sus relaciones

Esta sección trata de cómo el régimen del TLC —sus reglas e instituciones— puede ser cada vez más importante para el sector eléctrico, aunque en el acuerdo comercial mismo sólo se consideren unos cuantos puntos directamente relacionados con el comercio eléctrico. La pertinencia del TLC al respecto empieza con sus modificaciones en asuntos tales como las adquisiciones del gobierno y el comercio de equipo. Se extiende a la creación de un ambiente comercial, económico y político más amplio que favorece el cambio hacia la liberalización y reestructuración de los mercados de electricidad en los ámbitos nacional e internacional. Abarca también las instituciones del TLC que pueden llegar a ser vehículos de la cooperación y la convergencia normativa.

El régimen del TLC atañe al mercado de electricidad de dos maneras fundamentales: primera, porque ha reforzado las presiones del mercado hacia un mercado competitivo de la electricidad en América del Norte; segunda, se ha expandido y seguirá haciéndolo dentro de los marcos institucionales donde puede ocurrir la integración económica de los mercados canadiense, estadounidense y mexicano de la electricidad, incluido el establecimiento de mecanismos para resolver controversias comerciales. Antes de considerar estos efectos del TLC, conviene revisar algunas de las principales estipulaciones del TLC relativas al sector energético y a aquellos apartados del texto del TLC que atañen más directamente al sector eléctrico.

A. Cambios del TLC a las reglas

Las modificaciones más directas del TLC a las reglas se refieren al comercio y la inversión en el sector eléctrico. Uno de los logros más importantes del TLC en el sector de la energía es haber conseguido que Pemex y la CFE abrieran sus procesos de adquisición a los proveedores extranjeros. La proporción de contratos abiertos a los oferentes extranjeros comienza en 50 por ciento en el primer año del TLC, alcanza el 70 por ciento en el octavo año y llegará al 100 por ciento en el año décimo. El capítulo sobre energía incluye también estipulaciones comparables a las reformas del GATT que permitirán a las compañías de Estados Unidos y Canadá tener acceso en igualdad de condiciones a los procesos de adquisición que inicien la CFE y Pemex.⁵⁷

El TLC estipula también considerables disminuciones a los aranceles sobre equipo importado para la generación de electricidad en los sectores energéticos público y privado. Las reducciones son más notables en México, pues reflejan el hecho de que los aranceles eran relativamente más bajos en Estados Unidos y Canadá. De las 14 categorías generales de equipo que intervienen más a menudo en las inversiones de proyectos energéticos, la gran mayoría de equipos incluidos bajo los rubros de turbinas de gas, turbinas de vapor, motores de combustión interna y otros motores de pistones ya está libre de aranceles conforme al programa de reducción de éstos del TLC.

Además, si bien no como resultado directo del TLC, ciertos equipos “ambientales” no hechos en México quedan exentos de aranceles al ser importados a ese país, como parte de la política de “arancel cero” adoptada en 1996 por la Secofi y la Semarnap para alentar la inversión en tecnología para controlar la contaminación. El equipo para controlar la contaminación que se emplea en muchos proyectos del sector de la energía caería dentro de esta categoría, la cual abarca dispositivos para

⁵⁷ Hufbauer, Gary C. y Jeffrey J. Schott (1993), NAFTA: An Assessment (Washington, DC: Institute for International Economics): 33-34.

captar sustancias volátiles en flujos gaseosos (como columnas de alta densidad, columnas de absorción y de adsorción), equipo para recoger partículas suspendidas de flujos de gas (como precipitadores electrostáticos), aparatos para tratar flujos gaseosos (como quemadores y equipo reductor de NO_x), sistemas para separar partículas y gases, y aparatos de medición y monitoreo.⁵⁸

El TLC liberalizó también el comercio de carbón y gas natural. México eliminó su arancel del 10 por ciento al carbón importado y garantizará trato nacional a las importaciones provenientes de Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, todavía está vigente un IVA del 6 por ciento a las ventas que se hacen a las empresas paraestatales (como la CFE). También disminuirán los aranceles al gas natural; México se ha comprometido a reducir su arancel del 10 por ciento en 1 por ciento anual. Con todo, algunos observadores del mercado informan que desde que a principios de 1997 entró en efecto el acceso libre al transporte de gas en México, el arancel sigue siendo demasiado alto como para que los consumidores industriales del país encuentren económicamente accesibles los suministros importados, en tanto que las importaciones de gas privadas han sido insignificantes.⁵⁹

El efecto del TLC sobre el sector eléctrico de América del Norte es, quizás, más importante en términos de la creación de un ambiente más favorable para los flujos de comercio y de inversión transfronterizos. Las estipulaciones del TLC relativas a las adquisiciones que realizan las empresas gubernamentales, los derechos de propiedad intelectual y las garantías a los inversionistas alientan mayor seguridad y transparencia en las transacciones, lo que, a su vez, favorece mayores flujos internacionales de inversión en América del Norte.

El capítulo 6 del TLC, al igual que las partes pertinentes del ALC, se orienta a reducir la capacidad de las instituciones reguladoras gubernamentales para participar en la venta de energéticos a través de la frontera, al quitar barreras al libre comercio energético e impedir la creación de otras nuevas. Además de incorporar las estipulaciones del ALC previo en cuanto a los aranceles de exportación y las restricciones al comercio, el actual TLC somete las medidas regulatorias referentes a la energía a un trato nacional en los tres países.⁶⁰ Esta norma muy probablemente será de importancia para resolver futuras controversias comerciales. Existen dos circunstancias particularmente importantes para el comercio de energía eléctrica entre Canadá y Estados Unidos:

- La eliminación del requisito mínimo del Consejo Nacional de Energía de Canadá y de las pruebas de costo mínimo para aprobar los precios de exportación.
- La obligación de la Oficina de Energía de Bonneville (agencia federal estadounidense que posee y está a cargo de la red de transmisión y distribución eléctrica de la costa noroccidental del Pacífico) de modificar su Política de Acceso al Enlace para permitir un trato nacional de la hidroeléctrica de Columbia Británica (BC Hydro).
- Cada Parte se reserva el derecho, conforme con el TLC, de aplicar sus propias leyes “antidumping” y arancelarias.

En el contexto del mercado energético competitivo, los tratados de libre comercio, como el ALC y el TLC, sientan las bases para establecer la integración económica de América del Norte. El ALC se acopló a la desregulación de la industria del gas natural para facilitar la integración económica de esta industria entre Canadá y Estados Unidos. La importancia del TLC como catalizador para reestructurar la industria eléctrica ha residido en la motivación y confianza que provoca, sobre todo a la luz del ejemplo de la industria del gas natural. El TLC significó claramente un compromiso político en las esferas más altas para promover una competencia justa. El establecimiento del marco institucional y legal proporcionó las reglas para permitir que el proceso de integración económica se desarrollara de manera racional. Hasta ahora, la relación entre el acceso a los mercados internacionales que ofrece el TLC y la reestructuración de los mercados de electricidad ha constituido un proceso iterativo. Conforme avanza la reestructuración, el TLC servirá para proporcionar el marco institucional que permita que la integración económica entre Canadá y Estados Unidos ocurra sin que se llegue a un estancamiento en lo que se refiere a asuntos mercantiles y de inversiones transfronterizas.

⁵⁸ Secofi y Semarnap, “Catálogo de equipos para el control y la medición de la contaminación ambiental”, folleto. La disposición sobre el arancel cero se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* del 28 de diciembre de 1996, y entró en vigor el 1 de enero de 1997.

⁵⁹ Véase Baker, George (1997), “Mexico’s gas import duty”, *North American Free Trade & Investment Report*, 15 de diciembre: 15-17.

⁶⁰ El trato nacional se refiere al principio de que las Partes de un convenio dado, como el TLC, acuerdan que las compañías de los otros signatarios reciban el mismo trato regulatorio que las propias.

La demanda de reciprocidad por parte de los productores estadounidenses ya se ha convertido en un problema importante en relación con el comercio transfronterizo. Bajo el TLC no se requiere que una Parte proporcione la reciprocidad, sino solamente que se otorgue un trato nacional a los bienes de la otra Parte. Los protagonistas del mercado canadiense, como BC Hydro, por el momento han elegido aceptar voluntariamente la reciprocidad en lugar de insistir sobre sus derechos y enfascarse en una larga controversia comercial; pero puede llegar a ser difícil aceptar esta limitación a su acceso si las jurisdicciones estadounidenses proceden a poner en práctica la competencia al menudeo, quedándose a la zaga los reguladores federales y provinciales de Canadá y forzando a los productores canadienses a perder oportunidades de ingresar en los nuevos mercados conforme se van abriendo.

Otro asunto que puede suscitar reclamaciones transfronterizas es el precio de los servicios de transmisión y el acceso a la capacidad de transmisión. Dos maneras en que una compañía de servicios puede impedir que otros productores compitan por clientela son cobrar cuotas discriminatorias o excesivas por el uso de su sistema de transmisión, o negar la disponibilidad de ciertas vías en el sistema de información OASIS.⁶¹ Es posible que en el futuro los exportadores se quejen de que ciertos cargos a la transmisión u otras prácticas de la compañía de transmisiones constituyen un obstáculo al comercio. Del mismo modo, la regulación ambiental puede ser impugnada como un obstáculo no arancelario al comercio, en caso de que su aplicación sea discriminatoria o desleal.

B. Las instituciones del TLC

Las instituciones y procesos del TLC hasta ahora se han ocupado de los problemas de la electricidad sólo de manera muy limitada. Sin embargo, podrían usarse para explotar oportunidades ambientales y económicas. Con el fortalecimiento del diálogo, el compartir las prácticas más adecuadas y la convergencia normativa, se beneficiarían la industria, los reguladores y otros interesados en los niveles federal y regional. Además, los organismos del TLC y los procesos trilaterales intergubernamentales que contribuyen a crear pueden redundar en una mayor comunicación entre los tres países, desarrollo de capacidad y convergencia regulatoria por parte de los gobiernos nacionales, así como en la comunicación entre otros interesados importantes.

Si bien no hay otro organismo del TLC cuyo mandato comprenda directamente el asunto del comercio de electricidad, existen otros comités cuyos respectivos mandatos podrían tener efectos considerables en el sector eléctrico. Por ejemplo, con los auspicios del Comité de Medidas Relativas a Normalización (TLC, Art. 913) se ha desarrollado un extenso sistema de subcomités y grupos de trabajo. Este comité se encarga del monitoreo e instrumentación de la sección del TLC relacionada con las Barreras Técnicas al Comercio. Tiene también a su cargo proporcionar a las Partes un foro para que cooperen en el desarrollo de normas compatibles. Además, el Subcomité de Pequeñas Empresas del Comité de Adquisiciones Gubernamentales elaboró una guía de procedimientos para facilitar el acceso de las empresas pequeñas y medianas a las licitaciones de contratos de los gobiernos. Este grupo se ha ocupado directamente de la electricidad a través de su participación en la fórmula mexicana para calcular las reservas de Pemex y la CFE.

Aparte del TLC existe una gran variedad de instituciones del sector energético y grupos voluntarios, como el Consejo para la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte, el Consejo Coordinador del Sistema Occidental (WSCC, por sus siglas en inglés), la Asociación de Transmisiones Regionales de Occidente y el Comité para la Cooperación Regional para la Energía de los estados y provincias de occidente. Con sus actividades han promovido una mayor integración entre los tres países en cuanto a problemas energéticos. En el Anexo E se dan mayores detalles sobre estas y otras instituciones.

En 1996 se propuso la creación de un organismo no relacionado con el TLC que se encargara de la eficiencia energética, con base en la ya existente cooperación entre Canadá y Estados Unidos.⁶² Los miembros del Ministerio de Relaciones

⁶¹ El Sistema de Información Simultánea de Libre Acceso (OASIS, por sus siglas en inglés) es un tablero electrónico de información requerido por la FERC en su disposición 889. Todos los proveedores de transmisiones sujetos a la jurisdicción de la FERC deben participar en el OASIS para proporcionar a los clientes de la transmisión de libre acceso información electrónica sobre la capacidad y las tarifas de transmisión disponibles. Todos los proveedores de transmisión jurisdiccional debían haber cumplido con las normas de OASIS en diciembre de 1996.

⁶² Véase Comisión para la Cooperación Ambiental (1997), *NAFTA's Institutions: The Environmental Potential and Performance of the NAFTA Free Trade Commission and Related Bodies*, CEC Environment and Trade Series, No. 5. (Montreal: Commission for Environmental Cooperation.)

Exteriores y Comercio Internacional de Canadá (DFAIT, por sus siglas en inglés) responsables del TLC saludaron esta iniciativa, y ofrecieron una sede al nuevo organismo, si tal era su deseo. Inicialmente, Estados Unidos ideó un programa que permitiría a los fabricantes estadounidenses etiquetar sus productos en tres idiomas, lo que se aplicaría a todo el territorio de América del Norte. El DFAIT esperaba que de las etiquetas se pasaría a las clasificaciones de eficiencia energética, problema respecto del cual Canadá y Estados Unidos están muy próximos a llegar a un acuerdo. El sistema podría ampliarse después, comenzando con productos como aparatos de línea blanca, televisores, lámparas y focos. Los tres países fácilmente podrían ponerse de acuerdo respecto de nuevas aplicaciones al introducir, por ejemplo, una norma de eficiencia energética para televisores y computadoras para América del Norte.

Existen también otros organismos, incluidos los mecanismos bilaterales entre Estados Unidos y Canadá o México, que significan un recurso para ventilar asuntos energéticos de interés mutuo. Si bien tales recursos están claramente más limitados que los organismos trilaterales del TLC, sirven como medios para plantear muchas de las preocupaciones a que se refiere este informe.

Los mecanismos de solución y vigilancia de controversias (TLC, caps. 11, 19, 20, así como los artículos 14-15, 24 del ACAAN), y el efecto de disuasión que producen, hacen menos probable que las compañías y otras personas prevean una falta sistemática de cumplimiento por parte de los gobiernos y, en consecuencia, recurran a prácticas de pobre desempeño ambiental en sus operaciones.⁶³ El mecanismo de consulta que consideraba el artículo 905 del ALC (empleado por los gobiernos de Alberta y Columbia Británica para iniciar consultas con la Comisión de Servicios Públicos de California en torno a conflictos contractuales) se derogó del artículo 606 del TLC, en favor del mecanismo de resolución de controversias considerado en el capítulo 20 de este Tratado.

En el contexto de la liberalización del comercio de América del Norte, las disposiciones 888 y 888-A de la Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos (FERC, por sus siglas en inglés) se orientan a eliminar las restricciones desleales al acceso a la transmisión, al requerir que todas las compañías de servicios públicos estadounidenses fijen una tarifa pro forma a la transmisión de acceso abierto con la FERC. El efecto de la política de reciprocidad de la Comisión Federal Reguladora de Energía es que los gobiernos provinciales, con jurisdicción sobre el acceso a la transmisión en Canadá, deben reestructurar sus mercados eléctricos para otorgar la misma oportunidad de acceso a la transmisión a los generadores estadounidenses que la que proporciona la tarifa pro forma. Como lo ha demostrado la experiencia subsecuente, las variaciones de la tarifa pro forma para ajustarse a las diferencias geográficas y jurisdiccionales no son bien vistas por la FERC. Hasta ahora, las compañías de servicios canadienses han tratado de asegurarse el acceso a los clientes estadounidenses mediante el cumplimiento del requisito de reciprocidad de la FERC. En algunas provincias, especialmente Alberta, se ha hecho un progreso considerable hacia el acceso libre.⁶⁴ Un asunto de importancia fundamental para la integración del comercio transfronterizo de la electricidad, en el contexto de la reestructuración del mercado de la electricidad en América del Norte, es el grado en que la obligación de otorgar trato nacional que fija el TLC prohíbe a la FERC (al igual que a otros reguladores estatales) exigirle a la otra Parte reciprocidad de acceso al mercado. Es posible que las empresas canadienses de servicios se dirijan al gobierno federal para elevar una queja conforme al mecanismo del TLC para resolver controversias.

Otro asunto relacionado con el efecto de las disposiciones 888 y 888-A de la FERC es el de la jurisdicción de esta Comisión sobre las líneas de transmisión que pertenecen a las empresas de servicio reguladas por ella que atraviesan las fronteras internacionales, sobre todo si se aplican las reglas de acceso libre. La demanda de jurisdicción de la FERC fue impugnada por El Paso Electric Co. (Epeco) en un litigio interpuesto por Enron Power Marketing (EPMI) en 1996, cuando la Epeco le negó a la EPMI el acceso a dos líneas de transmisión entre el sistema de El Paso y el de la CFE de Ciudad Juárez, México, alegando que se había satisfecho cabalmente toda la capacidad.⁶⁵ Las autoridades de la FERC manifestaron que el caso sigue pendiente.

⁶³ En cuanto a los pormenores de un caso que se ventila actualmente en virtud del artículo 14 del ACAAN, p. 53.

⁶⁴ En efecto, hay quien afirmaría que Alberta Transmission Administrator ofrece un acceso libre a la transmisión superior a las tarifas *pro forma* de la FERC.

⁶⁵ Véase FERC Docket No. EL96-74-000, "Order on Complaint, 4 October 1996", en el caso de El Paso Electric Company.

C. Flujos de comercio

La relación entre el TLC y el comercio en el sector eléctrico puede evaluarse con respecto a los flujos de electricidad entre los socios del TLC (“comercio de electricidad”) y la actividad económica relacionada con el comercio que produce mayor demanda de electricidad (“demanda relacionada con el comercio”). El sector eléctrico se vincula también de otras maneras con el TLC: comercio de equipo para la construcción, mantenimiento y mejora de la infraestructura destinada a la generación, transmisión y distribución de la electricidad, incluidas entidades de servicios públicos e industriales; comercio en gas natural, cada vez más el combustible elegido para la generación de electricidad, así como en carbón; flujos de inversión para la construcción de instalaciones de servicio público, así como de capacidad de generación industrial, e inversión en los sectores del gas natural y el carbón.

El comercio de electricidad es mucho más fácil de medir que la demanda de electricidad surgida gracias al comercio. Con todo, es probable que el actual comercio en electricidad represente un volumen mucho menor de la generación eléctrica que la demanda relacionada con el comercio. Los posibles efectos ambientales son, en consecuencia, más pequeños. Los datos disponibles indican que los flujos de comercio responden a diversos factores, de los cuales los acuerdos comerciales internacionales como el TLC son sólo un tipo. Las consideraciones técnicas y de suministro/demanda en cada país, o en las regiones de cada país, desempeñan un papel decisivo en la creación de las bases para el comercio, mientras que el TLC obra generalmente como un factor de apoyo.

1. El comercio de electricidad

El comercio en electricidad es mucho mayor, tanto por su volumen como por su valor, entre Estados Unidos y Canadá que entre Estados Unidos y México o entre Canadá y México (a través del sistema estadounidense). Existen diversas razones de esta disparidad, casi todas las cuales tienen que ver con restricciones técnicas a los flujos de energía, así como las políticas de la CFE de México en relación con la expansión de capacidad y la inversión en infraestructura de transmisión para manejar los flujos de energía entre Estados Unidos y México. En el Cuadro 4 se resumen las tendencias del comercio de electricidad entre Estados Unidos y Canadá y Estados Unidos y México.

Cuadro 4 Comercio de electricidad en América del Norte

Año	Estados Unidos con México			Estados Unidos con Canadá			Balances comerciales en electricidad		
	Importaciones	Exportaciones	Total	Importaciones	Exportaciones	Total	México*	EU	Canadá
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

Cifras en GWh.

* En estas cifras no se consideran las cantidades muy pequeñas de electricidad que México vende a Belice. Actualmente México negocia con Guatemala la posible venta de energía.

a. *Estados Unidos-Canadá*

A lo largo de la historia, el comercio de electricidad de América del Norte ha consistido en exportaciones de los productores canadienses a las compañías de servicios de Estados Unidos. Éstas han mantenido niveles considerables a lo largo del periodo comprendido entre 1982 y 1995. En 1982 las exportaciones canadienses alcanzaron 34 TWH,⁶⁶ alcanzaron cifras ligeramente superiores a 50 TWH en 1987, así como en 1994. Sólo una vez, en 1984, las exportaciones decayeron por debajo de 20 TWH, lo que reflejaba problemas de carácter climático y técnico, más que económico o comercial. El ALC consolidó el acceso al mercado en Estados Unidos que tenían las empresas exportadores de energía canadienses. Pero en la tendencia de las ventas canadienses a Estados Unidos no se aprecia un salto considerable hasta 1994, año en que las exportaciones aumentaron 30 por ciento. No está claro en qué medida el TLC contribuyó a este incremento.

Las exportaciones canadienses de importancia a Estados Unidos comenzaron en los años sesenta y aumentaron en los setenta, con el advenimiento de grandes avances en la generación hidroeléctrica (al igual que termoeeléctrica). El noreste de Estados Unidos ofreció un mercado importante de considerables volúmenes de energía excedente generada en Canadá, al tiempo que la energía hidroeléctrica barata se volvía cada vez más atractiva para los consumidores estadounidenses afectados por la conmoción de los precios del petróleo que ocurrió en 1973-1974 y en 1979.⁶⁷ Las exportaciones canadienses se duplicaron: de 5.6 a más de 11 TWH entre 1970 y 1975. A finales de ese decenio, el crecimiento en la exportación fue cubierto en buena medida con las termoeeléctricas que usaban carbón importado, pero las ventas hidroeléctricas se convirtieron en la principal fuente de exportación a principios de los años ochenta.⁶⁸

Los elevados precios del petróleo de los años setenta y principios de los ochenta acentuaron la ventaja competitiva de la energía hidroeléctrica canadiense exportada hacia Estados Unidos, lo que ha sido evidente desde que en 1901 se construyó la primera interconexión Estados Unidos-Canadá en las cataratas del Niágara para vender energía hidroeléctrica a los consumidores estadounidenses. En el presente, las exportaciones de electricidad canadiense dependen sobre todo de la energía hidroeléctrica, la cual constituyó el 78 por ciento de las exportaciones en 1995. La producción de electricidad basada en el carbón importado constituyó el 15 por ciento.⁶⁹

Las exportaciones estadounidenses a Canadá han seguido siendo considerablemente menores que las importaciones, excepto en 1989 y 1990, cuando las limitaciones de capacidad debidas a la sequía, interrupciones ocurridas en las plantas y limitaciones de la generación carbonífera, aunadas a un crecimiento mayor del esperado de la demanda local, forzaron a Ontario Hydro (OH) a recurrir a más energía importada.⁷⁰ Las exportaciones estadounidenses han llegado desde 2.4 TWH en 1984 hasta poco menos de 20 TWH en 1990. A partir de 1994 las exportaciones han aumentado ligeramente desde los 6.5 TWH que se exportaron ese año hasta 7.4 TWH en 1996.

A consecuencia del acceso libre a los servicios de transmisión al por mayor en Estados Unidos, algunos expertos arguyen que los considerables excedentes de electricidad canadiense habrán de menguar y que Canadá podría convertirse en importador neto de electricidad, en tanto que se espera que el costo de la energía del oeste medio de Estados Unidos pueda competir con la producción eléctrica canadiense.

El cierre en 1997 de siete reactores nucleares de la Ontario Hydro podría contribuir también a dicha tendencia a corto plazo, reduciendo la capacidad de OH para exportar grandes volúmenes de energía a Estados Unidos.⁷¹ Las plantas existentes de combustibles fósiles (las cuales operan al 75 por ciento de su capacidad) podrían cubrir unos 2,000 de los 3,755 MW de la capacidad nuclear perdida, mientras que el faltante podría cubrirse mediante importaciones desde Estados Unidos.⁷²

⁶⁶ Un terawatt (TW) equivale a 1,000 gigawatts (GW), un millón de megawatts (MW) y 1,000 millones de kilowatts (kW).

⁶⁷ Entrevista con Hans Konow, presidente de la CEA, 19 de agosto, 1997.

⁶⁸ CEA, "Electric Power in Canada: 1995", 87.

⁶⁹ *Ibid.*, 87.

⁷⁰ Departamento de Energía de EU, Office of Fossil Energy (1996), "Electricity Transactions across International Borders - 1995", ejemplar mimeográfico.

⁷¹ DePalma, Anthony, "Ontario shuts 7 nuclear reactors near border for safety", *New York Times*, 14 de agosto 1997. Véase también entrevista con Hans Konow, CEA, 19 de agosto, 1997.

⁷² Sierra Club of Canada (1997), información de prensa, 18 de agosto.

Con todo, la capacidad de la OH para cubrir el déficit usando la capacidad de las plantas carboníferas puede estar limitada por las restricciones a las emisiones contaminantes de esas instalaciones, y tal vez sea difícil o costoso asegurar dichas importaciones. Según un funcionario de Ontario Hydro, la compañía tendría que compensar alrededor de 5 TWH anuales, de los cuales 3 podrían cubrirse mediante importaciones a través de conexiones con Michigan y Nueva York. El obstáculo para garantizar esta energía es de tipo regulatorio. La posibilidad de que la OH adquiriera electricidad a precios costeables dependería hasta cierto punto de la disposición de la Detroit Edison, la empresa de servicios fronteriza de Michigan, para permitir a otras compañías del interior de Estados Unidos transmitir energía a través de sus líneas. Según documentos recientes de la Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos (FERC, por sus siglas en inglés), las posiciones de Detroit parecen indicar que no estaría dispuesta a poner su capacidad de transmisión a la disposición de generadores rivales que pudieran abastecer a la OH.⁷³ En un acuerdo firmado entre Detroit Edison, Consumers Energy y OH en enero de 1998, el cual abarca el periodo 1998-2000, las dos compañías radicadas en Michigan proveerán 1.5 TWH a la OH en periodos de carga reducida desde enero hasta abril, y la OH devolverá la energía (dos tercios en periodo de carga máxima) de mayo a septiembre.⁷⁴ Estos niveles son considerablemente inferiores a los 5.8 TWH que la OH exportó al mercado de Michigan en 1995.⁷⁵

A la luz del efecto de los cambios que ha sufrido la OH, su puesto como empresa de servicios exportadora podría descender desde la segunda compañía exportadora de electricidad a Estados Unidos (después de Hydro-Québec) hasta el tercer puesto, detrás de la Manitoba Hydro y posiblemente hasta el cuarto, después de la Comisión de Energía Eléctrica de Nueva Brunswick (NB Power). En 1995, la OH exportó 9,195 GWH, detrás de la Hydro-Québec, que exportó 17,049 GWH. El volumen de exportaciones de la OH en 1995 fue inferior en 27 por ciento respecto de los 12,835 GWH que exportó en 1994.⁷⁶

Hydro-Québec enfrenta por un lado oposiciones y por el otro apoyos en Canadá y Estados Unidos respecto a su participación en los mercados de este país, la cual podría expandirse gracias a que la compañía obtuvo su permiso de comercio de la FERC, el 12 de noviembre de 1997. En declaraciones de las comunidades indígenas que se oponen a las principales construcciones hidroeléctricas de la Hydro-Québec en las zonas del norte de la provincia, se alega que la aprobación de la solicitud de la HQ no tuvo en cuenta algunos de los criterios de la propia FERC. Estos grupos, junto con organizaciones ambientalistas de Canadá y Estados Unidos, han amenazado con impugnar la decisión de la FERC. De cobrar impulso la oposición ante la FERC, esto afectaría la capacidad de la compañía para exportar volúmenes mayores de energía a Estados Unidos en los próximos años.⁷⁷ Está por verse en qué medida continuará el apoyo de los consumidores canadienses a las ventas de energía a Estados Unidos. En el pasado se ha atribuido a dichas ventas el que las tarifas nacionales conserven sus niveles relativamente bajos.⁷⁸

Las proyecciones del total de exportaciones canadienses a Estados Unidos prevén niveles menores que los registrados en años recientes. Según las proyecciones de las compañías canadienses y del Consejo Nacional de Energía de Canadá (NEB, por sus siglas en inglés), las exportaciones para el año 2000 serán de unos 29 TWH, disminuirán a 19 TWH en 2005 y a 18 TWH en 2010. Con todo, estas proyecciones pueden ser conservadoras debido a que no tienen en cuenta la interrupción en las ventas de energía, lo que, dependiendo del año y de la provincia, puede ser un componente determinante de las ventas.⁷⁹

b. Estados Unidos-México

Los volúmenes del comercio total entre Estados Unidos y México son pequeños comparados con el comercio Estados Unidos-Canadá. Por ejemplo, el comercio total en ambos sentidos ha fluctuado desde 1.5 TWH en 1986 hasta 3.4 TWH en 1995, y las exportaciones mexicanas han sobrepasado en general a las estadounidenses en una proporción cuando menos de dos a uno, excepto en 1996, cuando México tuvo un déficit comercial con Estados Unidos por primera vez desde 1982.

⁷³ Entrevista con Barry Green, consejero principal (comercio exterior), Regulatory Affairs, Ontario Hydro, 24 de octubre, 1997.

⁷⁴ "Consumers Energy, Detroit Edison and Ontario Hydro sign long-term power sales agreement", *Daily Power Report*, 7 de enero, 1998.

⁷⁵ CEA, "Electric Power in Canada: 1995", 88.

⁷⁶ CEA, "Electric Power in Canada: 1995", 86.

⁷⁷ "Decision on Hydro-Québec puts Quebec energy supply at risk" y "Hydro-Québec granted US marketing license by FERC", *Daily Power Report*, 14 de noviembre, 1997. Véase también, DePalma, Anthony, "Storm exposes Quebec's 'power' politics", *New York Times*, 15 de enero, 1998.

⁷⁸ Véase Michael MacMillan (1997), "Canadian utilities looking to sell electricity beyond the US border", 25 de junio. Internet: <www.electricityforum.com/et/mar97/ferc.htm> .

⁷⁹ CEA, "Electric Power in Canada: 1995", 126.

El comercio bilateral total aumentó cuatro veces en 1986, lo que indica que la liberalización comercial mexicana ocurrida ese mismo año propició un ambiente comercial más favorable que estimuló las ventas de electricidad. Sin embargo, parece probable que el incremento de 1986 refleje aspectos técnicos más que puramente comerciales. En abril de 1985, el sistema noroccidental de la CFE (que no pertenece al resto del Sistema Interconectado Nacional, o SIN) se unió al WSCC, lo que significó que la CFE tuviera que adoptar las normas de estabilidad y confiabilidad del sistema del WSCC.⁸⁰ Una vez que la CFE reúna esos requisitos técnicos, podrían realizarse transacciones que significaran volúmenes de electricidad mucho mayores que en el pasado. Con arreglo a esta interpretación, el aumento en las exportaciones de electricidad mexicana fue pronunciado, mientras que el cambio de dirección de los flujos fue mínimo.

Desde 1986, las transacciones eléctricas han mostrado una tendencia al alza, lo que bien puede reflejar un mayor crecimiento económico en la región fronteriza (especialmente en Baja California), así como presiones demográficas. Sin embargo, las proyecciones de la CFE en materia de comercio energético con las empresas de servicios estadounidenses durante los próximos cinco años indican que la cantidad de energía que se exportará más allá de la frontera norte sufrirá una disminución notable, hasta menos de 100 GWH anuales hacia el año 2001, momento después del cual se espera que aumenten hasta 100 o 200 GWH anuales.⁸¹

Esta disminución de las exportaciones mexicanas, aunada a márgenes de reserva más estrechos en los sistemas noroeste y principal de la CFE, indica que en breve podrían aumentar las ventas de energía de las compañías estadounidenses a la CFE, al menos hasta que se pongan en marcha algunos de los principales proyectos energéticos que actualmente se preparan en el norte y el noroeste de México. De hecho, la CFE ha emprendido licitaciones de contratos anuales en materia de transporte y suministro de electricidad que entrarán en vigor a partir de 1998. Con el acceso libre, la CFE ha invitado a concursar a los comercializadores y compañías de energéticos dentro de Estados Unidos, aparte de las compañías fronterizas que tradicionalmente han sido sus principales proveedores. Una mayor competencia ha representado importantes beneficios para la CFE: en 1996, en el concurso para abastecer de energía y electricidad a Ciudad Juárez, el proveedor residente, El Paso Electric —que finalmente ganó el nuevo contrato—, redujo considerablemente sus precios. El ganador original del contrato había sido Salt River Project (SRP), que tuvo que retirar su oferta al ser incapaz de negociar con El Paso para conseguir la capacidad de transmisión necesaria desde su sistema hasta la frontera en El Paso.⁸²

c. Canadá-México

Hasta 1997 no había habido ventas de electricidad de compañías canadienses a la CFE de México, a pesar de que la interconexión de los sistemas canadiense y mexicano del noroeste hacían técnicamente posible tales transacciones dentro del WSCC. Sin embargo, en 1997 la división de exportaciones de la BC Hydro (PowerEx), en cooperación con San Diego Gas & Electric (SDG&E), ganó la licitación para suministrar a la CFE 40 MW de capacidad continua en el mes de julio y 50 MW en agosto y septiembre, a través de las conexiones que tiene y opera la SDG&E entre San Diego y Tijuana. La SDG&E suministrará también capacidad para un total declarado de 200 MW. Las ventas previas de la SDG&E se habían realizado utilizando su propia capacidad de generación o energía que compraba a otras compañías estadounidenses; en el caso de la venta de PowerEx, la SDG&E simplemente usó una fuente más lejana.⁸³

⁸⁰ Departamento de Energía de EU y Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (hoy Secretaría de Energía o SE), "United States / Mexico Electricity Trade Study" (Washington, DC: DOE, 1991): pp. 4-5.

⁸¹ En el *Documento de prospectiva*, la CFE señala: "[luego de haber expirado el contrato de venta de 70 MW de la CFE con Southern California Edison en agosto de 1996], la capacidad que se había contratado para las ventas de exportación estuvo disponible para el sistema de Baja California". Las proyecciones de ventas de la CFE muestran un marcado descenso en exportaciones de 1996 a 1997. Véase Cuadro 1.3, SE, *Documento de prospectiva* (Ciudad de México: SE, 1996): 20, 46 (para la nota).

⁸² "Salt River, El Paso Electric reach wheeling impasse", *Megawatt Daily* (22 de noviembre, 1996): 1.

⁸³ Entrevista con S. Ali Yari, supervisor de Planeación de Transmisiones de SDG&E, 15 de septiembre, 1997. Véase también las declaraciones de Ken Peterson, presidente de PowerEx, "Unleashing the Potential: Symposium on Cross-Border Trade in Electricity", Phoenix, AZ, 24 de octubre, 1997.

Sin embargo, las posibilidades de flujos importantes de electricidad son limitados en el corto plazo, debido a los considerables precios de transmisión de la energía a través del oeste estadounidense. En el caso de la transacción de PowerEx, cinco entidades diferentes participaron en la transmisión, lo que redujo el margen de utilidad que PowerEx podía haber esperado del contrato. En el futuro, de haber menos participantes, o si se reducen los costos de transmisión, se ampliarán las posibilidades de tales arreglos, aprovechando la disponibilidad de energía hidroeléctrica excedente y barata en Columbia Británica durante las cargas pico del verano en el noroeste de México.⁸⁴ Con esas ampliaciones de la infraestructura física y la experiencia empresarial, la combinación de la reestructuración del sistema abierto y la apertura que el TLC significó para el mercado mexicano, se tendrá un solo mercado eléctrico y competitivo en el seno del TLC.

2. El comercio de combustibles

El carbón y el gas natural son de particular importancia para el sector eléctrico, dado el predominio de la capacidad basada en carbón en Estados Unidos y la emergencia de instalaciones con arranque de gas (turbinas de gas e instalaciones de ciclo compuesto) como la inversión preferida para cumplir con los nuevos requerimientos de capacidad en los tres países. Estos dos subsectores energéticos también son importantes por lo que se refiere a las estipulaciones del TLC en esos dos renglones.

a. Gas natural

El comercio de gas natural ha existido en América del Norte desde los años cincuenta. En general, el comercio entre Estados Unidos y Canadá ha sido más importante que el comercio entre México y Estados Unidos. Con la creciente popularidad de las tecnologías de generación a base de gas, el sector del gas natural ha cobrado importancia en la dinámica del sector eléctrico del continente. La desregulación de la transmisión y distribución del gas natural en los tres países (en Estados Unidos y Canadá en los años ochenta y en México desde 1995) ha ejercido considerable influencia en los precios y la disponibilidad del gas en la región, contribuyendo al establecimiento de tecnologías de generación a base de gas como la inversión de elección. Además, los reglamentos ambientales que exigen normas más rígidas para las emisiones de la industria y las compañías de servicio de los tres países han desempeñado un importante papel en la promoción del uso del gas natural.

Entre las regiones de mayor importancia en la producción de gas de América del Norte están la provincia de Alberta, que aporta el 84 por ciento de la producción de gas canadiense, la región Oklahoma-Texas-Louisiana-Mississippi y los yacimientos marinos de Estados Unidos en el Golfo de México, y los yacimientos de gas (aún sin explotar) no asociados (“secos”) del noreste de México, así como la producción de gas asociado (“húmedo”) en las regiones petroleras mexicanas del Golfo de México (en tierra firme y en yacimientos marinos).⁸⁵

En 1996 Canadá produjo 197,472 millones de m³ (MMC) —que equivalen aproximadamente a 5.6 billones de pies cúbicos (BPC)— de gas natural a pie de pozo. La producción canadiense se prepara a aumentar en el futuro inmediato, a partir de los suministros de nuevos yacimientos de gas en las provincias marítimas que actualmente se encuentran en desarrollo. La producción de Estados Unidos fue de unos 20 BPC y su consumo de alrededor de 23. En México, tanto la producción como el consumo son de aproximadamente 1.1 BPC. Aunque la producción estadounidense triplica aproximadamente la de Canadá, México exporta a Estados Unidos más o menos el 50 por ciento de su producción, lo que lo hace el exportador más importante de América del Norte y el segundo en el mundo, después de Rusia.⁸⁶

Un amplio sistema de ductos en tuberías en Canadá transporta el 48 por ciento del gas destinado al consumo doméstico, desde las provincias occidentales hasta Ontario y Quebec. La producción de electricidad a base de gas natural en Canadá está estrechamente relacionada con la disponibilidad del recurso. Alberta y Columbia Británica aportan el 64 por ciento de la generación de energía por gas natural, Ontario el 31 por ciento y Saskatchewan 4 por ciento. Esta red de gasoductos se conecta en varios puntos con la extensa red de transmisión de gas de Estados Unidos, la cual cubre gran parte del país, con los corredores más importantes que unen las regiones gaseras de la costa del Golfo con las regiones del noreste y el centro-norte del país. A través del sureste se extienden varias líneas troncales que conectan a los productores de gas de los estados montañosos con la costa del Pacífico. En México, el sistema de transmisión de gas se limita a las conexiones entre las regiones costeras del

⁸⁴ Ken Peterson, comentarios a “Unleashing the Potential”, 24 de octubre, 1997.

⁸⁵ El gas natural se obtiene de dos maneras: cuando se produce petróleo en los casos donde el yacimiento contiene petróleo y gas natural (conocido como gas asociado o “húmedo”) y cuando se extrae de depósitos que únicamente contienen gas natural (gas no asociado o “seco”).

⁸⁶ Secretaría de Energía (1997), *Perspectiva del mercado de gas natural 1997-2006* (SE: Ciudad de México): 33-35.

Golfo donde se extrae el gas y la región central del país (Ciudad de México, Guadalajara y el Bajío), así como las regiones industrializadas del noreste y el centro-norte del país (abasteciendo, entre otras ciudades, a Monterrey, Saltillo, Chihuahua y Ciudad Juárez).

(i) Comercio Estados Unidos-Canadá

Un importante comercio de gas natural entre Estados Unidos y Canadá ya existía antes de que entraran en vigor el ALC y el TLC. Sin embargo, el aumento del comercio a partir de 1994 indica que la liberalización comercial ha propiciado mayores flujos entre Estados Unidos, Canadá y México. En general, las exportaciones canadienses a Estados Unidos han mantenido volúmenes superiores a 1 billón de pies cúbicos (BPC) desde 1988, y superaron los 2 BPC en 1992. Sin embargo, para explicar esta tendencia es importante considerar el efecto de las iniciativas desreguladoras (no necesariamente ligadas al ALC ni al TLC) en los flujos comerciales. En el Cuadro 5 se resumen las tendencias del comercio de gas natural entre Estados Unidos y Canadá.

Las exportaciones de gas canadiense fluyen principalmente hacia el norte y el occidente de Estados Unidos: 35 por ciento al oeste medio, 24 por ciento a California, 23 por ciento al noreste y 17 por ciento a la costa noroccidental del Pacífico. Cada vez más, las exportaciones se llevan a cabo conforme a órdenes a corto plazo (hasta dos años) giradas por el Consejo Nacional de Energía de Canadá, y los contratos a largo plazo (que pueden ser de hasta 25 años, aunque recientemente han promediado menos de 15 años) actualmente representan el 40 por ciento de las ventas totales.⁸⁷

La Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) prevé que el consumo total de gas natural en Estados Unidos aumentará de 22.18 BPC en 1995 a 30.97 en 2015. Del aumento de 8.79 BPC, 5 serán del mayor consumo de gas de las plantas generadoras de electricidad. Para satisfacer esa demanda, la EIA prevé que las importaciones de Estados Unidos de gas natural canadiense aumentarán a 4.34 BPC en el año 2015. En contraste, las exportaciones estadounidenses a Canadá nunca han superado los 67 mil millones de pies cúbicos (MMPC) registrados en 1992. Las amplias reservas canadienses de gas natural y la calidad de su sistema de transmisión han restringido las importaciones de gas natural estadounidense a situaciones en que a los compradores canadienses les resulta más barato o tal vez más cómodo, por razones geográficas, recurrir a suministros importados.⁸⁸

(ii) Comercio Estados Unidos-México

El comercio bilateral entre Estados Unidos y México rara vez ha superado los 200 MMPC. Alcanzó tales cifras durante un periodo breve de exportaciones de gas mexicano después de la segunda crisis petrolera (1979-1984) y nuevamente a principios de los años noventa. Sin embargo, el comercio total ha decaído desde 1995. Las exportaciones de México superaron sus importaciones durante el periodo 1979-1984 y luego en 1996, cuando este país tuvo su primer excedente comercial en gas natural desde 1984. En 1997 las exportaciones mexicanas se mantuvieron en 13.4 MMPC, en tanto que las exportaciones estadounidenses a México fueron de 8.2 MMPC (véase Cuadro 5).

La producción y el consumo de gas natural han estado estrechamente ligados a las necesidades del subsector petrolero, tanto porque la producción de gas asociado dependía de la producción petrolera, como en lo concerniente a los recursos disponibles para invertir en la infraestructura de transmisión y distribución necesaria para aumentar el consumo y la exportación de gas natural. El volumen del comercio mexicano de gas natural ha variado de acuerdo con el crecimiento en el consumo interno, el suministro interno y la capacidad de transmisión.⁸⁹

⁸⁷ National Energy Board (NEB) (1996), "Natural gas imports and exports", Annual Report. Internet: www.neb.gc.ca.

⁸⁸ NEB, *op. cit.*

⁸⁹ Para una revisión completa de la evolución de la política del gas natural en México, véase Rodríguez-Padilla, Víctor, y Rosío Vargas (1997), "El comercio de gas natural con Canadá y Estados Unidos: Una mirada al futuro", *Comercio Exterior*, marzo: 234-239.

Cuadro 5 Comercio de gas natural en América del Norte

Año	Estados Unidos con México			Estados Unidos con Canadá			Balances comerciales en gas natural		
	Import.	Export.	Total	Import.	Export.	Total	México*	EU	Canadá
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

Cifras en miles de millones de pies cúbicos, MMPC.

* Hasta el 31 de mayo de 1977. En comparación, las importaciones desde Canadá en 1996 fueron de 1.141 MMPC y 1.189 MMPC en 1995; desde México fueron de 8.914 MMPC en 1996 y 0.308 MMPC en 1995. Las exportaciones a Canadá se mantuvieron en 24.155 MMPC en 1996 y 11.308 MMPC en 1995; las exportaciones a México se mantuvieron en 10.293 MMPC en 1996 y 30.577 MMPC en 1995.

Fuente: EIA, *Natural Gas Annual 1994*.

(iii) Comercio Canadá-México

Al presente no parece existir comercio alguno de gas natural entre Canadá y México, pese a que el amplio sistema de transmisión de Canadá y Estados Unidos lo permiten. No es clara la dimensión de las exportaciones canadienses a México en el pasado.⁹⁰ Los impedimentos muy probablemente fueron la capacidad de los gasoductos y el costo de la transmisión, lo que, aunado a los suministros competitivos de gas natural en Texas, bien puede dificultar que el gas canadiense compita con eficacia en el mercado mexicano.

Así, parece que, en concordancia con las estipulaciones del TLC al respecto, el comercio de gas natural aún tiene que experimentar un aumento sostenido entre los tres países signatarios, si bien la integración total sostenida por el TLC bien puede alentar dichos resultados.

b. Carbón

Canadá es el principal exportador de gas natural de América del Norte, y Estados Unidos el principal productor y exportador de carbón en la región del TLC. En 1994 Canadá produjo 84.3 millones de ton cortas (de las cuales aproximadamente el 60 por ciento fue de carbón térmico), y México produjo poco menos de 12.1 millones de ton cortas (la mayor parte de las cuales eran de carbón térmico). El mismo año, la producción estadounidense excedió los 1,000 millones de ton cortas (de las cuales un 87 por ciento era carbón térmico). El comercio de carbón en América del Norte parece haber disminuido desde principios de los años ochenta, cuando las exportaciones estadounidenses a Canadá alcanzaron las mayores marcas registradas.

⁹⁰ Se refiere en Rodríguez-Padilla y Vargas, *op. cit.*, pero no se proporcionan datos.

En Canadá, virtualmente toda la producción de carbón se da en Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan. En 1994 se produjo en Alberta el 49 por ciento del carbón, el 32 por ciento en Columbia Británica y el 14 por ciento en Saskatchewan. En las provincias del Atlántico se produjo el restante 5 por ciento. La calidad del carbón canadiense es variable, desde las variedades bituminosas antracíticas y muy volátiles que se producen en Quebec y Nueva Brunswick, hasta las variedades ligníticas de menor calidad generadas en Ontario, Manitoba y Saskatchewan, y los carbones bituminosos poco volátiles y comercialmente apreciados producidos en Alberta y Columbia Británica.⁹¹

El consumo de carbón en Canadá es limitado debido a la lejanía entre las zonas principales de producción y los núcleos de población del país, así como a los amplios recursos hidroeléctricos con que se cuenta (el carbón interviene tan sólo en el 15 por ciento de la generación de energía). En 1994 el consumo subió 6 por ciento, hasta 61.3 millones de toneladas. De éstas, el 88 por ciento se empleó para la generación de electricidad, el 9 por ciento para la industria del acero y el 3 por ciento restante para la industria en general. De conformidad con la distribución geográfica de la producción de carbón, su empleo para la generación de electricidad es mayor en Alberta. Ontario tiene el 20 por ciento de consumo de carbón destinado a la generación de electricidad, y Saskatchewan representa otro 14 por ciento. Columbia Británica tiene el 32 por ciento de la producción canadiense, pero no cuenta con instalaciones carboeléctricas. Como no existen minas en Ontario, más de la mitad del carbón utilizado (59 por ciento en 1995) se importa de los productores estadounidenses del oeste medio y los Apalaches, debido a su proximidad geográfica. Otras provincias importadoras de carbón son Nueva Brunswick y Manitoba.⁹²

En 1994 Canadá fue un exportador neto de carbón (principalmente coque y metalúrgico), con unos 23 millones de toneladas de exceso de producción (alrededor del 40 por ciento de la producción total). Los principales mercados del carbón canadiense son las naciones de la cuenca del Pacífico, especialmente Japón y Corea del Sur. Los principales mercados de Estados Unidos están en Europa (a los que se dirige casi el 25 por ciento del total de embarques), especialmente los Países Bajos, Dinamarca, Gran Bretaña, Alemania e Italia.⁹³

La producción estadounidense de carbón se distribuye en gran parte a lo largo de las regiones de los Apalaches, Ohio y el bajo Mississippi, y en los estados de las Rocallosas, Wyoming, Colorado, Nuevo México y Arizona. Si bien el consumo de carbón con fines energéticos y metalúrgicos se corresponde en lo general con la distribución geográfica de la producción, donde los estados del centro, los montañosos y el oeste medio tuvieron el 92 por ciento del consumo total en 1994, las restricciones más energéticas a las emisiones de dióxido de azufre, que entraron en vigor con las reformas de 1990 a la Ley de Aire Limpio, originaron una nueva demanda de carbones subbituminosos de bajo azufre, los cuales se encuentran principalmente en las minas de la región de las montañas Rocallosas. Esto contribuyó a incrementar la producción de las minas del oeste.⁹⁴ El exceso de producción de carbón estadounidense disponible para exportación fue de unos 100 millones de toneladas.

La producción mexicana de carbón se concentra en el estado de Coahuila, en las extensas minas de Río Escondido (Micare), así como en las minas de la región de Sabinas, de menores proporciones. La mayor parte del carbón mexicano tiene un contenido relativamente elevado de azufre y ceniza y un valor calórico comparable al del carbón estadounidense. El consumo de carbón en México está muy concentrado, ya que la generación energética a base de carbón se localiza exclusivamente en Coahuila y el mayor consumo de carbón metalúrgico se da en los principales centros productores de acero de los estados noroccidentales de Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas. Este patrón de consumo se espera que varíe ligeramente una vez que se instale una planta carboeléctrica en Altamira, Tamaulipas, la cual sumará hasta 1,350 MW a la fuerza generadora de 2,600 MW de la CFE (véase Anexo F). En 1994 México fue importador neto de carbón.

⁹¹ Ministerio del Medio Ambiente de Canadá (1992), "Canada's Greenhouse Gas Emissions: Estimates for 1990", Report EPS 5/AP/4, diciembre.

⁹² Dirección de Estadísticas de Canadá, *Electric Power Annual Statistics*, 1995 (Cat. 57-202-XP3): 20-21 (Cuadro 6).

⁹³ Administración de Información sobre Energía, *Coal Industry Annual*, 1995. Internet: < www.eia.doe.gov > .

⁹⁴ Datos de la Oficina de Minas, Departamento del Interior, relativos al ejercicio financiero de 1997, muestran que los siete estados productores principales (West Virginia, Pennsylvania, Virginia, Ohio, Kentucky, Indiana e Illinois) se encargan de casi toda la producción, mientras que los principales estados productores del oeste (Wyoming, Montana, Colorado, Nuevo México y Arizona) generan alrededor del 40 por ciento del tonelaje total. La producción occidental proviene fundamentalmente de minas a cielo abierto, en tanto que la oriental lo hace más frecuentemente de las minas profundas. Alrededor de 45 por ciento de las reservas estadounidenses son bajas en azufre (menos del 1 por ciento de azufre), de las cuales casi la mitad se concentran en depósitos someros de lignito y materiales subbituminosos de Montana y Dakota del Norte. Aproximadamente el 20 por ciento de las reservas son de alto contenido de azufre (1.1 a 3.0 por ciento y más del 3 por ciento de materiales bituminosos) y se localizan en los estados de Illinois, Ohio, West Virginia, Pennsylvania y Kentucky. Véase "Sources of chemical energy", en Babcock y Wilcox, *Steam: Its Generation and Use* (Barberton, OH: Babcock & Wilcox, 1992): 8.1-8.10.

(i) Comercio Estados Unidos-México

Las reducciones a los aranceles mexicanos y las garantías de trato nacional para el comercio y la inversión en carbón que resultaron del TLC parecen haber tenido un efecto muy notable en el comercio de carbón entre Estados Unidos y México. Las exportaciones estadounidenses de carbón térmico a México llegaron a 500,000 ton cortas en 1995 y a 1 millón de ton cortas en 1996, cuando la CFE empezó a comprar carbón de Colorado para sus plantas del estado fronterizo de Coahuila.⁹⁵ El efecto ambiental de este cambio bien puede ser positivo, ya que el carbón importado tiene menor contenido de azufre que el carbón mexicano que se había usado tradicionalmente en esas instalaciones. El resultado neto podría ser una reducción en las emisiones de SO_x que afectan la visibilidad en Texas, por ejemplo. En contraste, las exportaciones mexicanas de carbón a Estados Unidos son prácticamente nulas al presente, pero alcanzaron volúmenes de entre 40,000 y 50,000 ton cortas en 1988 y 1989 (véase Cuadro 6).

(ii) Comercio Estados Unidos-Canadá

Las exportaciones estadounidenses de carbón térmico a Canadá crecieron 20 por ciento en 1996, hasta casi 6 millones de ton métricas, luego de haber decaído abruptamente en 1993 desde volúmenes que fluctuaron entre 7 y 14 millones de ton métricas entre 1981 y 1992. No es probable que este aumento refleje cambio arancelario alguno, toda vez que ocurre mucho tiempo después de haberse firmado el ALC. Es más probable que los cambios en las fuentes básicas de la generación de energía en Canadá, sobre todo en Ontario, hayan sido decisivos. En general, las nuevas oportunidades de generación nuclear e hidroeléctrica fueron probablemente responsables del marcado descenso en las importaciones de carbón a mediados de los años ochenta. El carbón importado fue un combustible importante para la generación de electricidad, sobre todo para su exportación, a fines de los años setenta, pero el carbón perdió importancia a medida que la energía nuclear experimentó un ascenso notable en 1983 (hasta 1,800 GWH, de los 96 GWH del año anterior) y las exportaciones hidroeléctricas crecieron 26 por ciento en 1985 (sobre todo por la nueva capacidad de la estación La Grande de Quebec)⁹⁶ (véase Cuadro 6).

Los datos sobre las exportaciones de carbón a Canadá a fines de los años setenta no son de fácil acceso. Toda vez que varias instalaciones nucleares de Ontario fueron clausuradas en agosto de 1997, la generación a base de carbón puede aumentar en Canadá, lo que producirá mayores importaciones de carbón desde Estados Unidos. Las exportaciones canadienses de carbón a Estados Unidos han disminuido desde mediados de los años ochenta, y han fluctuado entre 6,000 y 70,000 ton métricas desde 1991.

(iii) Comercio Canadá-México

Las exportaciones de carbón de Canadá a México disminuyeron entre 1993 y 1996 hasta unas 290,000 ton métricas. Canadá exporta relativamente poco carbón térmico; por otro lado, su comercio de carbón metalúrgico es de volúmenes más grandes, sobre todo el que se dirige a los mercados de Europa y Japón. El comercio de carbón de México a Canadá es virtualmente inexistente, ya que las exportaciones de carbón de México se han limitado y dirigido principalmente a Estados Unidos.

⁹⁵ Información, vía entrevista, de la CFE, División Generación, diciembre de 1996.

⁹⁶ CEA, "Electric Power in Canada – 1995", 87.

Cuadro 6 Comercio de carbón térmico en América del Norte

Año	Estados Unidos con México			Estados Unidos con Canadá			Canadá con México			Balances mercantiles en carbón		
	Import.	Export.	Total	Import.	Export.	Total	EU	Méx	Total	Méx	EU	Can
1981	N.D.	135.6	—	N.D.	1,1295.2	—	N.D.	N.D.	—	—	—	—
1982	N.D.	54.5	—	N.D.	12,421.5	—	N.D.	N.D.	—	—	—	—
1983	N.D.	63.3	—	N.D.	9,253.8	—	N.D.	N.D.	—	—	—	—
1984	N.D.	30.8	—	N.D.	11,584.0	—	N.D.	N.D.	—	—	—	—
1985	N.D.	57.8	—	N.D.	8,529.9	—	N.D.	N.D.	—	—	—	—
1986	0.7	81.9	82.6	393.2	7,303.6	7,699.8	393.2	N.D.	—	(80.9)	6,994.5	—
1987	N.D.	88.2	—	749.4	8,921.6	9,671.0	749.4	N.D.	—	—	—	—
1988	40.3	94.0	134.3	821.5	10,867.1	11,688.6	821.5	N.D.	—	(53.6)	10,099.1	—
1989	52.1	57.5	109.6	71.1	9,052.1	9,123.2	71.1	N.D.	—	(5.5)	8,986.4	—
1990	5.6	188.6	194.3	194.4	10,104.5	10,298.8	194.4	N.D.	—	(182.7)	10,092.7	—
1991	0.0	46.8	46.8	66.1	6,507.8	6,573.9	66.1	N.D.	—	(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	N.D.	—	(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	N.D.	944.2	—	11.0	5,453.5	5,464.5	11.0	—	—	—	—	—
1997	N.D.	N.D.	—	N.D.	N.D.	—	N.D.	N.D.	—	—	—	—

Las cifras representan millares de toneladas métricas.

Fuentes: Departamento de Energía de EU, Administración de Información sobre Energía; Departamento de Comercio de EU, Administración de Comercio Internacional; Dirección de Estadísticas de Canadá.

Así pues, en el periodo posterior al TLC se ha experimentado un crecimiento notable de las exportaciones de carbón estadounidense tanto a México como a Canadá. En el primer caso son resultado de las reducciones arancelarias del TLC y prometen claros beneficios ambientales cuando se reemplacen los combustibles más contaminantes.

3. Comercio de equipo del sector energético

Los datos relativos al comercio de equipo que se emplea habitualmente en la capacidad de generación y cogeneración indican que la inversión está creciendo más rápidamente en México que en Estados Unidos o Canadá. Ese comercio parece haber crecido más rápidamente entre Estados Unidos y México, que entre Estados Unidos y Canadá. Este fenómeno es congruente con el efecto diferencial de la reducción arancelaria del TLC y otros cambios ocurridos en las dos relaciones principales. No obstante, el crecimiento de las exportaciones de equipo estadounidense a Canadá ha sido considerable, y el volumen total de exportaciones de Estados Unidos a Canadá es unas cuatro veces mayor respecto de las exportaciones a México.

Los datos de las fuentes estadounidenses y mexicanas sobre el comercio de equipo no se presentan necesariamente de manera uniforme, debido a las diferencias de niveles de agregación en los códigos de aranceles. Por lo tanto, los datos provenientes de Estados Unidos y México que se presentan en el Anexo G pueden no coincidir incluso en el comercio de equipo y materiales bajo las mismas clasificaciones arancelarias generales. Sin embargo, los datos de la Oficina del Censo estadounidense y los del Banco Nacional de Comercio Exterior de México (Bancomext) indican en buena parte las mismas conclusiones; a saber:

- El comercio bilateral total (EU-México y EU-Canadá) de productos y materiales habitualmente empleados en las inversiones del sector energético aumentó entre 1995 y 1997. Con todo, los datos del Bancomext indican que el comercio total de los países del TLC quizás no se ha recuperado hasta sus niveles de 1994.
- El índice de crecimiento del comercio EU-México durante el periodo 1995-1997 fue más acelerado que el registrado por el comercio EU-Canadá en el mismo periodo. En el caso del comercio EU-México, el crecimiento fue más rápido para las exportaciones estadounidenses a México que en la otra dirección, comportamiento que refleja el efecto de las reducciones del TLC.
- Estados Unidos es un exportador neto de equipo y materiales del sector, tanto a Canadá como a México. Canadá es probablemente un importador neto de equipo y materiales mexicanos.

Es difícil hacer comparaciones entre el periodo del TLC que cubre el análisis referido y el periodo anterior a 1994, toda vez que o bien cambiaron en 1994 muchas de las clasificaciones arancelarias o no se dispone de datos. Sin embargo, es probable que el TLC haya contribuido a un mayor comercio, dado el incremento de importaciones mexicanas que comenzó en 1995, incluso considerando el efecto de la devaluación del peso. Amén de la tendencia total, el estudio de los aranceles aplicables y de los programas de reducción de aranceles a ciertos tipos de equipo industrial revela que una gran variedad de equipos usados en el sector eléctrico recibieron un tratamiento favorable bajo el TLC, lo que acabó por fomentar el comercio. El efecto alentador del comercio probablemente haya sido mayor en el establecido entre México y sus socios del TLC. El comercio de equipo entre Estados Unidos y Canadá ya se había beneficiado de los aranceles relativamente bajos para cuando entró en vigor el TLC, mientras que el cambio neto en los aranceles mexicanos fue mayor.

Una evaluación preliminar de los datos relativos al comercio de México con algunos países ajenos al TLC (China, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Japón, Suiza, Suecia y España) indica que el comercio de ciertos equipos empleados en el sector eléctrico ha variado considerablemente de uno a otro país, pero en conjunto ha disminuido notablemente. Mientras que el comercio con China ha aumentado más de 100 veces, el establecido con otros socios importantes como Francia y Japón ha disminuido hasta en 90 por ciento. Por otra parte, el comercio con Alemania aumentó en más del 100 por ciento, con Italia, en 54 por ciento, y las importaciones suizas aumentaron en un factor de 10 (véase Anexo G).

D. Flujos de inversión transfronterizos

El valor estratégico de la industria eléctrica y la naturaleza altamente comercial del sector limitan la rapidez con que los flujos de comercio e inversión cambian en respuesta a las modificaciones originadas por el TLC. Además, la participación presupuestal y regulatoria del gobierno en las decisiones de inversión en el sector es considerable. En efecto, puede tomar de tres a cinco años que un proyecto de planta eléctrica pase de la fase de planeación y aprobación a las de construcción y comisión, con lapsos incluso mayores en el caso de ciertos proyectos de transmisión.

En los mercados energéticos más desregulados y pluralistas de Estados Unidos y Canadá, las decisiones de inversión están menos centralizadas que en México. En México, un plan de expansión nacional (el Documento de prospectiva anual) preparado por la CFE y aprobado por la Secretaría de Energía es el anteproyecto de inversión de la CFE y de las inversiones a gran escala del sector privado. En contraste, las decisiones de inversión de las compañías y los productores independientes de energía (PIE) de Estados Unidos y Canadá se toman de manera más autónoma, si bien intervienen limitaciones regulatorias y sectoriales en el desarrollo de proyectos en diversas etapas y en relación con muy diversos temas (como la estabilidad y confiabilidad del sistema, las repercusiones ambientales y los efectos sobre las tarifas reguladas).

El capital y los valores de inversión extranjera directa (IED) en el sector eléctrico deben considerarse a la luz de las tendencias generales nacionales y extranjeras del sector. Los datos disponibles indican que las tendencias de inversión de Estados Unidos, México y Canadá difieren ampliamente, con base en los balances de capacidad y demanda en cada país. Mientras que la demanda crece rápidamente en México (incluso durante la contracción económica de 1995-1996), en las economías más desarrolladas de Canadá y Estados Unidos crece con una bastante mayor lentitud. Esto indica que la inversión en México continuará a un ritmo más rápido que en Estados Unidos y Canadá en proporción al tamaño de la economía mexicana. Véase el Anexo F en cuanto a los datos de cada país.

1. México

De acuerdo con el programa de inversiones de la CFE, la nueva capacidad de aproximadamente 13,100 MW planeada para el periodo comprendido entre 1997 y 2006 (equivalente a un crecimiento del 39 por ciento) podría ser construida y operada principalmente por consorcios privados (aunque el llamado “plan de acción inmediata” estipula que la CFE, por sus propios recursos, construya una planta de turbina de gas para 750 MW), en concordancia con los cambios de régimen legal que se efectuaron a fines de 1993 y principios de 1994. Entre 1997 y 2006, aproximadamente el 49 por ciento del presupuesto de egresos de capital, de 12,000 millones de dólares estadounidenses, se asignará a plantas generadoras de energía; el 16 por ciento se invertirá en transmisión y más de 15 por ciento en distribución. En 1998 el presupuesto de la CFE es de más de 3,000 millones de dólares estadounidenses, de los cuales el 60 por ciento se asignará a actividades de generación y el 40 por ciento a transmisión.⁹⁷ La estrategia de la CFE incluye planes para diversificar la fuerza de generación termoeléctrica para dar cabida a unidades de ciclo compuesto y duales que permitan consumir petróleo, carbón o gas. Los inversionistas privados podrán también participar en la construcción de subestaciones y líneas de transmisión.

Considerando el creciente interés del sector privado en proyectos de generación externos, y el de los inversionistas industriales privados en la cogeneración, la CFE habrá de convertirse en el inversionista residual del sistema, invirtiendo básicamente en gastos programados para mejorar las conexiones entre los sistemas regionales, conversión y vigilancia de instalaciones generadoras obsoletas y cambio a gas natural en lugar de petróleo en muchas plantas termoeléctricas. La CFE no invertirá mayormente en la formación del nuevo capital, salvo en los casos en que los inversionistas privados consideren que un proyecto no es rentable.

El interés de las compañías internacionales que buscan oportunidades de inversión en el mercado energético mexicano ha aumentado en los últimos dos años. Esto refleja una renovada confianza en la economía y en los cambios regulatorios puestos en práctica antes de la crisis del peso. Un breve examen de las licitaciones recientes convocadas por la CFE y Pemex revela que los sistemas propuestos para generación, transmisión, transporte y distribución de gas natural cuentan con avances tecnológicos comparables a los de cualquier sistema de producción instalado en Estados Unidos o Europa. México ha sabido aprovechar este interés de los principales proveedores internacionales eligiendo tecnologías avanzadas a precios competitivos. Ejemplo de esto son las plantas de ciclo compuesto que se construirán en Chihuahua y Nuevo León (donde la eficiencia es comparable a la de las plantas más eficientes instaladas en Estados Unidos y Canadá) y el sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) que controlará la inyección y extracción de gas natural en el sistema de ductos de Pemex, el cual es tan avanzado como los de las compañías estadounidenses y de Canadá.

La CFE tradicionalmente ha tenido acceso a la tecnología de primera línea para construir plantas generadoras. La tecnología se adquirió de proveedores internacionales de equipo, sujeta a restricciones presupuestales, con la decisión de elegir entre una y otra tecnología en atención a la disponibilidad de recursos financieros. Con la desregulación se dispone de la misma tecnología avanzada y la elección del proveedor se hace por concurso. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) supervisa la licitación conforme a criterios publicados, y la tecnología elegida es parte de un paquete que comprende equipo, capacidad, costos y precios de la energía. Las compañías concursantes no son únicamente de América del Norte, sino también de Europa y Japón, y han contribuido a expandir el desarrollo potencial del sector energético y las habilidades de sus socios mexicanos.

⁹⁷ “Giant Pemex and CFE investment budgets for 1998 whet private sector appetite”, Infolatina News Service, 8 de diciembre, 1997. En enero, el secretario de Hacienda, José Ángel Gurría, anunció reducciones al presupuesto federal debidas al déficit petrolero que afectaría a Pemex y, en menor grado, a la CFE. Los informes de prensa indican que la reducción al presupuesto de la CFE será mínima. *Reforma*, 17 de enero, 1998.

En la generación de electricidad y la distribución de gas, las compañías extranjeras hacen equipo con socios mexicanos en consorcios que generalmente se integran por más de dos compañías. Las compañías extranjeras son por lo general las proveedoras de tecnología y equipo, mientras que las mexicanas se encargan de la ingeniería civil y las tareas de construcción. Desde el punto de vista técnico, las compañías extranjeras cuentan con la experiencia necesaria de que carece el sector privado mexicano para los proyectos de generación de electricidad, ya que hasta hace poco la energía había sido dominio exclusivo de la CFE. Por esa razón, los participantes en estos proyectos son consorcios internacionales que se organizan específicamente para el proyecto, y en los que los socios mexicanos complementan su potencial con el de sus socios extranjeros. Por ejemplo, en el proyecto de construcción, arrendamiento y transferencia (CAT) de Samalayuca II, una compañía de financiamiento (GE Capital) se asoció con El Paso Energy International e ICA, la empresa mexicana de ingeniería. En el caso de Mérida III, primer proyecto energético independiente, Nichimen de Japón se asoció con AES de Estados Unidos y el Grupo Hermes, compañía mexicana de valores.

Las compañías constructoras mexicanas, como Bufete Industrial e ICA, que participan en la mayor parte de las licitaciones de distribución de electricidad y gas, tienen pericia en “ingeniería básica”, que consiste en la disposición de las instalaciones y la determinación de los requisitos técnicos generales del generador y su planta. Algunas compañías extranjeras especializadas en el diseño de plantas (como Bechtel y Fluor Daniel) pueden participar también en estos proyectos. Su contribución sería la “ingeniería especializada”, bastante más adelantada que la básica, por cuanto que tiene que ver con la adecuación de las capacidades técnicas del equipo elegido y el diseño físico de la planta. Esta contribución tecnológica repercute en el flujo de los combustibles, en la producción y, por lo tanto, en los costos, la eficiencia y los efectos ambientales.

La contribución de las compañías extranjeras radica principalmente en el aspecto técnico, el desarrollo y el diseño de tecnologías, así como en la construcción y el mantenimiento del equipo. Por ejemplo, GE Power Systems y Nichimen participaron, respectivamente, en las licitaciones de Samalayuca II y Mérida III. Estas compañías tienen una larga experiencia en investigación y construcción de equipo, así como en la operación de sistemas de generación. Los niveles de operación y eficiencia de estas plantas de generación se reflejan en los costos y las utilidades. La contribución de estas compañías está también en las normas de mantenimiento, la contabilidad de costos, las técnicas de planeación y la administración financiera.

Al participar en los consorcios, los inversionistas extranjeros comparten la responsabilidad administrativa con los otros socios. Esto permite que el conocimiento técnico del inversionista extranjero esté a disposición de sus socios, sobre todo en lo que se refiere a fijar normas de mantenimiento, operación, eficiencia y planeación. Las compañías extranjeras participan también activamente en la capacitación del personal técnico, lo que constituye una importante contribución a la mejora de las capacidades técnicas de México.

Entre los ejemplos recientes de consorcios internacionales que han participado en proyectos mexicanos de electricidad y gas están:

- Samalayuca II, proyecto CAT de 700 MW con una inversión de 645 millones de dólares estadounidenses, está a cargo del grupo formado por GE Power Systems, GE Capital Services, El Paso Energy International, International Generating Company (InterGen, asociación entre Bechtel y PG&E Enterprises) y EMICA, filial de la compañía mexicana de ingeniería ICA.

La estructuración de este consorcio revela la cooperación entre las compañías mexicanas y extranjeras en un sector recientemente desregulado, al igual que entre diferentes compañías extranjeras. En este proyecto, financiado mayormente con deuda, los arreglos fueron hechos primeramente por GE Capital e InterGen. El paquete incluye préstamos de Eximbank de Estados Unidos, créditos y financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo

(BID). Además, las compañías extranjeras proporcionan 132 millones de dólares estadounidenses de inversión en equipo, distribuidos de la siguiente manera: GE Capital, 40 por ciento; El Paso Energy International, 20 por ciento; InterGen, 20 por ciento, y EMICA, 20 por ciento.

Esta distribución se basa en el potencial técnico de los participantes por lo que se refiere al tipo de equipo, lo que, por lo tanto, define las características tecnológicas del proyecto. El Paso Energy, que hasta ahora no había participado en inversiones en México, está expandiendo sus dominios en el sector recientemente desregulado, ya que Samalayuca II se localizará a unos 50 km de El Paso.

Samalayuca ofrece también otro ejemplo de la cooperación que originó la desregulación y la participación igualitaria de los inversionistas extranjeros. Las instalaciones se proveerán de combustible mediante un gasoducto de 38 km que habrá de ser construido y operado por un consorcio nuevo llamado Gasoductos de Chihuahua. El gasoducto estará conectado, mediante otra tubería de 34 km de largo, con una estación compresora en Texas, con lo que se asegurará el suministro de gas a la estación. Gasoductos de Chihuahua se estructura de la siguiente manera: Pemex, 50 por ciento; El Paso Natural Gas, 40 por ciento, y El Paso Energy International, 10 por ciento. El Paso Energy tiene también paridad en la planta generadora, mientras que la participación de Pemex puede explicarse por la necesidad de que un proveedor estadounidense apruebe y respalde directamente sus importaciones de gas.

- Mérida III fue el primer proyecto aprobado por las autoridades en favor de un productor independiente y con arreglo a las reformas hechas en 1993 a la Ley de Servicios Energéticos. Este proyecto consiste en una planta de 440 MW con un costo de 500 millones de dólares estadounidenses. Pemex suministrará gas natural a la planta a través de un gasoducto construido conforme a un proyecto independiente. Las compañías que participan en Mérida III son AES Corporation, de Estados Unidos; Nichimen, de Japón, y Grupo Hermes, de México.

De manera análoga al consorcio organizado para Samalayuca II, Mérida III ha distribuido las tareas técnicas de acuerdo con la fortaleza de cada participante. Nichimen y AES proporcionan la tecnología y la mayor parte del equipo, en tanto que el Grupo Hermes proporcionará capital, parte del equipo y servicios locales. La participación de Nichimen como socio igualitario se explica por su prolongado interés en la electricidad mexicana en su calidad de proveedor de equipo. Así, la desregulación de la electricidad en México ha significado la oportunidad para que las compañías extranjeras ajenas al TLC participen no sólo como inversionistas, sino también como proveedoras de equipo.

2. Canadá

La expansión de la capacidad canadiense entre 1997 y 2006 se espera que sea modesta en comparación con la de México. Según cifras de la industria, se prevé que la capacidad total aumente para el año 2005 en 4,840 MW netos y otros 3,370 MW para el 2010, en relación con las cifras de 1996. Esto equivale a un crecimiento de 4.1 por ciento entre 1996 y 2005, y de 7 por ciento entre 1996 y 2010. Se espera que el crecimiento de la capacidad sea mayor en los subsectores de la hidroelectricidad y el gas natural, con un aumento de 1,890 MW (45 por ciento) para las centrales hidroeléctricas y de 6,390 MW (9.7 por ciento) en las centrales de gas.⁹⁸ La mayor parte de la expansión de capacidad proyectada se espera que ocurra en las provincias de Columbia Británica (29 por ciento del total), Quebec (52 por ciento) y Nueva Escocia (5 por ciento).

⁹⁸ CEA, "Electric Power in Canada – 1995", 124. Estas cifras no incorporan las grandes ampliaciones de capacidad que Hydro-Quebec considera parte de su estrategia para explotar los mercados de exportación estadounidenses. Conforme a los datos de la CEA, las expansiones propuestas tan sólo para Quebec podrían alcanzar 8,300 MW. Otros datos de "Electric Power Capabiliti and Load" de la Dirección de Estadísticas de Canadá (número de cat. 57-204-XPB) muestran un total 4,251 MW que se sumarán al sistema para el año 2007.

Se espera que entre 1997 y 2006 la inversión total alcance 30,000 millones de dólares estadounidenses. El 40 por ciento de esta inversión se depositará en capacidad de generación, el 20 por ciento en transmisión y distribución, y el resto dentro del rubro “otros” gastos. La mayor parte de la nueva capacidad de generación será construida por compañías provinciales de servicios y no tendrá participación la inversión extranjera directa. Sin embargo, se espera que una expansión considerablemente mayor que en el pasado ocurra entre los productores independientes privados del sector energético, las cogeneradoras industriales y las pequeñas compañías de servicios.

3. Estados Unidos

Es más difícil prever la expansión de capacidad en Estados Unidos que en México. Las proyecciones recientes de capacidad en Estados Unidos indican un crecimiento de aproximadamente 6 por ciento de la capacidad neta en el verano entre 1996 y 2005, hasta totalizar unos 43,000 MW. De esta nueva capacidad, se espera que alrededor del 68 por ciento lo suministren plantas operadas con gas, 12 por ciento mediante carbón y 14 por ciento con petróleo.⁹⁹ Los mayores aumentos de capacidad se esperan en el sureste, algunos en los estados centrales del Atlántico y en diversos estados del valle del Ohio y el medio oeste.

Mientras se da la reestructuración, la mayor parte de la actividad relacionada con la adquisición y tenencia de las instalaciones generadoras tenderá a ocurrir ya sea en la venta o en la remodelación de las instalaciones existentes. Esto ya ha ocurrido en buena medida en California y Massachusetts, incluida la construcción de capacidad nueva por parte de productores independientes, compañías industriales y otros generadores que no son empresas de servicio público para operar de manera más comercial. En efecto, las construcciones más recientes en ciertos estados indican que el crecimiento en la capacidad puede sobrepasar las proyecciones mencionadas mucho antes del año 2005, aunque esas nuevas plantas bien puedan reemplazar a las viejas conforme éstas se vayan retirando de la operación. Dos ejemplos recientes son:

- La empresa conjunta entre Houston Industries y Enova Corporation, El Dorado Energy, demuestra cómo los desarrollos de proyectos recientes destinados a explotar nuevas oportunidades en los mercados desregulados indican que tendrán que revisarse las proyecciones relativas a la expansión de capacidad. La empresa se formó para construir una planta de ciclo compuesto operada con gas, de 480 MW, cerca de Las Vegas, Nevada, la cual será operada mercantilmente para proveer a clientes al mayoreo en todo el oeste de Estados Unidos.¹⁰⁰ Esta sola planta aumentará la capacidad en Nevada en cinco veces la expansión proyectada por la EIA en su inventario 1996 de plantas generadoras estadounidenses.
- La United Illuminating Co. (UIC) de Connecticut se asoció a otras dos compañías de desarrollo, Duke Energy Power Services y Siemens Power Venturer, para construir una planta de turbina a base de gas, de 520 MW, en Bridgeport, CT. Duke y Siemens encabezarán el financiamiento, en tanto que UIC, a cambio de proporcionar el terreno para la planta, tendrá la opción de comprar un tercio de las acciones o de adquirir energía de la planta a precio de mayoreo. En el plazo corto, la planta contribuirá a subsanar el déficit de capacidad originado por el cierre de los tres reactores nucleares de la estación Millstone de Waterford, CT, en 1996. A la larga, cuando sobrevenga la desregulación en Connecticut, la planta le venderá energía barata a la UIC, con lo que la ayudará a enfrentarse a sus competidores dentro y fuera del estado. Las autoridades del Consejo de Asentamientos de Connecticut han observado un aumento de interés en instalar nuevas plantas en el estado, originado por una respuesta del mercado ante los altos precios de la electricidad y los límites técnicos que se han fijado a los volúmenes de energía que pueden importarse desde plantas situadas fuera del estado. Las instalaciones de Bridgeport serían las primeras construidas dentro del estado en un decenio.¹⁰¹ Conforme a las proyecciones de la EIA, no se planea instalar nuevas plantas en Connecticut. Si se desarrollan otras instalaciones en el estado durante los próximos años, la nueva capacidad bien puede exceder a la que se perdió con la estación de Millstone, con lo que se superarían las cifras proyectadas.

⁹⁹ EIA, “Inventory of Power Plants in the United States—1995”, Cuadro 17.

¹⁰⁰ “Houston Industries, Enova Corporation partner on Nevada merchant power plant”, *Daily Power Report*, 18 de diciembre, 1997.

¹⁰¹ Rabinovitz, Jonathan, “Big power plant planned for Connecticut”, *The New York Times*, 27 de junio, 1997.

Otra tendencia del sector eléctrico alentada por la propensión a establecer mercados competitivos en la electricidad es la consolidación entre las empresas. Desde 1992 se han acelerado las fusiones y adquisiciones dentro del sector energético, pese a ciertos arranques en falso debidos en parte a la acción reguladora de la FERC y otras reguladoras estatales. Desde 1994 se preveía una inversión de aproximadamente 50,000 millones de dólares estadounidenses en fusiones y adquisición en Estados Unidos.¹⁰²

En general, las actividades de reestructuración en Estados Unidos pueden agruparse en los siguientes rubros:¹⁰³

- Fusiones de compañías eléctricas públicas. Los objetivos de alcanzar mayor eficiencia mediante las economías de escala y evitar la duplicación de funciones se ponen de relieve en los casos en que se fusionan compañías con territorios de servicio contiguos, aunque también puede ser importante el propósito de diversificar la fuente base de la generación y la mezcla de combustibles.
- Fusiones de empresas complementarias. En el caso de las fusiones entre compañías de servicios eléctricos y de gas o de operadoras de gasoductos, los objetivos principales pueden ser diversificar las zonas de influencia, ofrecer a los clientes servicios energéticos integrales, aumentar la clientela, conseguir integración vertical y consolidar su posición financiera. A menudo los motivos son de tipo defensivo, como cuando las compañías que se fusionan buscan proteger sus puestos regionales y de mercado en contra de la desregulación.
- Combinación de empresas convergentes. Una tendencia semejante es la que tienen las compañías principales, sobre todo en el sector del petróleo y el gas, a expandirse hacia la actividad eléctrica, no sólo como generadoras, sino sobre todo como vendedoras de energía. Entre sus motivaciones no sólo está ofrecer servicios integrales, sino también manejar riesgos. Buenos ejemplos de esto son la adquisición de Portland General por parte de Enron y la expansión de Amoco hacia el mercado y la generación de energía.
- Alianzas o fusiones virtuales. Las alianzas tienen la ventaja de ser más simples y expeditas que las fusiones, atractivo nada despreciable en un mercado que cambia muy rápidamente. Existen ejemplos numerosos de tales alianzas mercadotécnicas, las cuales se realizan a fin de poder ofrecer a los clientes una mayor gama de servicios. Ejemplos de ellas son la alianza entre Salt River Project, Tenaska y PowerEx, para el mercado de la electricidad; la de WestCoast Energy y Coast, para la producción, transmisión y distribución de gas, y la de AllEnergy, que comprende a New England Electric System e Easter Enterprises, subsidiaria de la Boston Gas Company.

En toda la región, la reestructuración da lugar al auge de las inversiones, incluidas las de carácter transfronterizo. En el caso de Estados Unidos y Canadá, pueden observarse formas tradicionales de inversión extranjera directa, mientras que en el de Estados Unidos y México se hace hincapié en las empresas conjuntas, las alianzas empresariales y los acuerdos del tipo construcción-arrendamiento-transferencia (CAT). Sin embargo, en ambos casos son prometedoras las mejoras ambientales producto de la eficiencia a que dan lugar las nuevas inversiones y la transferencia de tecnología. El margen de libertad y estabilidad que favorecen las estipulaciones del TLC sobre la inversión probablemente mantendrá y reforzará estos procesos en los plazos mediano y largo.

¹⁰² CFE y Salt River Project, con Price Waterhouse y Econergy International Corporation (bajo contrato de la Bechtel Corporation, para el Proyecto de Innovación en Tecnología Energética de la USAID) (1997), *Study on Legal and Regulatory Factors Affecting Cross-Border Trade in Electricity between Mexico and the United States: Final Report* (Washington, DC: USAID): 84-85.

¹⁰³ *Ibid.*: 86-87.

IV. Vínculos con el medio ambiente

En esta sección se pasa revista a los cuatro procesos principales a través de los cuales las tendencias comerciales y de inversión en el sector eléctrico pueden afectar el ambiente. El primero se refiere a los procesos de producción (incluidos el control y la tecnología) alentados o sostenidos por las tendencias en el uso de los combustibles y el comercio y la inversión en tecnología en materia eléctrica. El segundo es la infraestructura física que sustenta al comercio. El tercer vínculo entre la actividad económica inducida por el TLC y el medio ambiente se da a través de procesos de organización social. El cuarto, y quizás el más importante si se tiene en cuenta la trascendencia de las regulaciones en el sector, se da a través de las políticas y regulaciones del gobierno.

A. Producción, control y tecnología

Las consecuencias ambientales de las tendencias del sector eléctrico dependen críticamente de las fuentes de generación adicional y de la medida en que las mejoras en la eficiencia energética puedan sustituir la producción de energía adicional. La tendencia a adoptar redes de distribución abiertas se nutre del fracaso de los monopolios de generación de energía. Han pasado a la historia los monopolios de servicios integrales que invertían en nuevas instalaciones de generación y tenían garantizadas sus utilidades en virtud de su clientela cautiva. Toda generación adicional está sujeta ahora a licitaciones en los tres países firmantes del TLC, y los equipos nuevos deben competir en un mercado cada vez más libre.

Las plantas construidas bajo los viejos regímenes monopólicos comienzan a cambiar de manos conforme las presiones obligan a que se separen las instalaciones de generación competitiva de los monopolios regulados que, no obstante haber sufrido cierto deterioro, siguen controlando los sistemas de transmisión y distribución. Aparte de esto existen dos tendencias en la industria eléctrica que destacan por su contribución al movimiento de reformas en el sector eléctrico de Estados Unidos, Canadá y México: el efecto de las nuevas tecnologías de generación y el de las nuevas tecnologías facilitadoras. Estas tendencias se examinarán en su momento.

1. Las nuevas tecnologías de generación

El TLC puede proporcionar una poderosa asistencia a los generadores y transmisores que deseen usar nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia y los beneficios ambientales directos. Las reducciones arancelarias al equipo correspondiente a las nuevas tecnologías pueden acelerar el proceso de transferencia y difusión de tecnologías en América del Norte y entre las compañías del sector eléctrico de cada uno de los países del Tratado. La reestructuración refuerza estos procesos catalizados por el TLC, haciendo que las compañías adopten nuevas tecnologías que les permitan encarar las presiones de la competencia.

El menor costo y la mayor disponibilidad de las nuevas tecnologías de generación, sobre todo las que funcionan a base de gas natural, han facilitado el crecimiento de los productores independientes de energía (PIE), que venden electricidad a empresas de servicios públicos, mismas que la revenden a sus clientes. La participación de los productores independientes en la industria eléctrica le ha conferido credibilidad a la idea de que es posible un mercado competitivo. Los productores independientes de todas dimensiones, las empresas industriales y comerciales y otros generadores privados, así como las compañías tradicionales de servicios y sus filiales, utilizan cada vez más tecnologías de generación nuevas para desarrollar proyectos energéticos privados y vender energía a las compañías de servicios a precios de mayoreo, más bajos que los que tendrían que cubrir las empresas de servicios públicos si tuvieran que construir y operar por sí mismas nuevas plantas equivalentes en cuanto a su capacidad.

Los desarrollos tecnológicos, combinados con el efecto de la desregulación del gas natural en Estados Unidos, han reducido notablemente los costos de capital y de operación asociados con las turbinas de gas natural, lo que, con el uso cada vez mayor de una configuración de ciclo compuesto, ofrece elevados índices de eficiencia, bajos costos de capital y costos competitivos de operación y mantenimiento.

Las plantas de turbinas de gas de ciclo compuesto (CCGT, por sus siglas en inglés), de menor escala, han sido muy socorridas por los productores independientes de energía. Estas tecnologías, en combinación con los sistemas de transmisión abiertos y las garantías que ofrece el TLC a la inversión, por un lado, y las normas de trato nacional y acceso al mercado, por el otro, pueden permitir a los productores independientes de energía construir plantas en cualquier jurisdicción para suministrar energía a los usuarios de las jurisdicciones vecinas. Muchas de estas nuevas tecnologías contaminan mucho menos que las plantas antiguas, permiten establecerse en zonas donde de otra forma sería difícil (por consideraciones de contaminación atmosférica), pero su construcción hace necesaria una nueva infraestructura que puede tener efectos en el ambiente.

Una evaluación reciente de los costos marginales de las tecnologías de generación competitivas, evaluación realizada por la Administración de Información sobre Energía (EIA, por sus siglas en inglés), del Departamento de Energía de Estados Unidos, demuestra las ventajas económicas de las instalaciones operadas con gas natural.¹⁰⁴ En esta comparación se usa un análisis de costos de combustible, de capital, de operación y mantenimiento para determinar el costo marginal de cada tipo de planta. Se consideran también los factores de emisión y desechos.

En el análisis se comparan los costos de construcción de una planta carbonífera de 500 MW y una CCGT de 250 MW. Los resultados globales del análisis, incluidos la inversión de capital, costos de operación y mantenimiento, tasas de interés y presupuestos de operación, indican que aunque los costos de combustible de una instalación carbonífera son más bajos, los costos de capital y operación más bajos de las plantas a base de gas, así como su mayor eficiencia energética y sus beneficios ambientales, hacen que las plantas con arranque de gas sean a la larga más competitivas que las nuevas instalaciones carboníferas. La diferencia entre los dos tipos se acentúa (en favor del gas natural) cuando el factor de capacidad es menor, y es prácticamente nulo cuando el factor de capacidad es de 100 por ciento. Esto significa que los operadores de plantas eléctricas, de no intervenir otros factores, preferirán operar instalaciones a base de carbón.¹⁰⁵ También apunta la necesidad de asumir y contabilizar adecuadamente los costos ambientales de la generación a base de carbón.

Esta evaluación conserva su validez pese a las proyecciones de los futuros costos del carbón y el gas natural, las cuales muestran que habrán de hacerse más divergentes: se espera que el costo del carbón siga prácticamente constante, mientras que el precio del gas natural, se supone, aumentará para el año 2015. En 1995 el carbón mineral costaba 1.32 dólares estadounidenses por millón de Unidades Térmicas Británicas (MUTB) de valor calórico; se espera que los precios desciendan a 1.28 dólares/MUTB para el año 2015. Mientras tanto, se proyecta que los precios del gas natural aumenten a 2.95 dólares/MUTB en 2015, de 2.04 dólares/MUTB en 1995.¹⁰⁶

Otro ámbito en el que las nuevas tecnologías de generación a base de gas natural han repercutido considerablemente es el nuevo mercado de equipos de “generación distribuida”. Con las turbinas de gas muy pequeñas que ofrecen elevados niveles de eficiencia, los negocios pequeños, restaurantes y fábricas pequeñas pueden considerar instalar sus propias plantas eléctricas. La amplia difusión de los recursos de generación distribuida reduce la necesidad de que las grandes compañías generadoras amplíen su capacidad.

Los planes de expansión del sector eléctrico en los tres países son consecuentes con la conclusión general de que las plantas a base de gas natural resultan la opción más atractiva desde el punto de vista económico.

En Estados Unidos, un estudio de los perfiles de demanda y las fuentes realizado en la región del Consejo para la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés) y la comparación de las plantas generadoras con base en el tipo de combustible y la tecnología que emplean, pone de relieve las ventajas competitivas de las tecnologías CCGT. Los datos regionales de Estados Unidos indican que las tecnologías CCGT aportarán gran parte (hasta el 70 por ciento) de la

¹⁰⁴ Beamon, J. Alan y Steven H. Wade, “Energy equipment choices: fuel costs and other determinants”, Administración de Información sobre Energía, Departamento de Energía de Estados Unidos. Internet: < www.eia.doe.gov > .

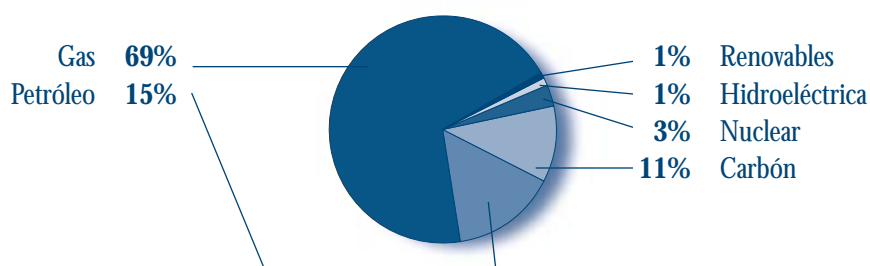
¹⁰⁵ *Ibid.*: 7-11.

¹⁰⁶ *Ibid.*: 8.

nueva capacidad. El grado en que la capacidad a base de gas predominará en la nueva generación de energía probablemente varíe de una región a otra. Por ejemplo, los datos del ERCOT (siglas en inglés del Consejo para la Confiabilidad Eléctrica del Estado de Texas) indican que las plantas de ciclo compuesto conformarán hasta el 60 por ciento de la nueva capacidad, en tanto que los datos del WSCC muestran que las plantas a base de carbón generarán el 50 por ciento de la capacidad esperada antes de 2005. Los datos relativos a Estados Unidos se resumen en la Gráfica 4.

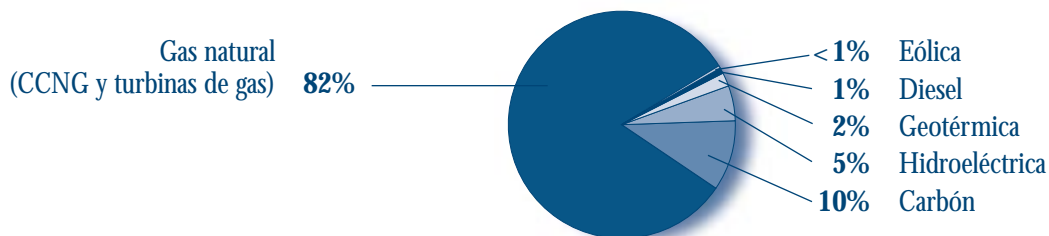
Para el próximo decenio, en México, las CFE proyecta licitar paquetes que suman un total de más de 10,000 MW de capacidad a base de gas (la cual comprende tecnologías tanto de ciclo compuesto como de turbogás), y contratos para la conversión de más de 4,000 MW de la capacidad existente a gas natural.¹⁰⁷ La capacidad planeada en México puede apreciarse en la Gráfica 5.

Gráfica 4 Expansión proyectada de la capacidad generadora de electricidad de Estados Unidos según tipo de tecnología, 1996-2005



Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos, EIA.

Gráfica 5 Selección de tecnologías para la nueva capacidad en México, 1998-2006



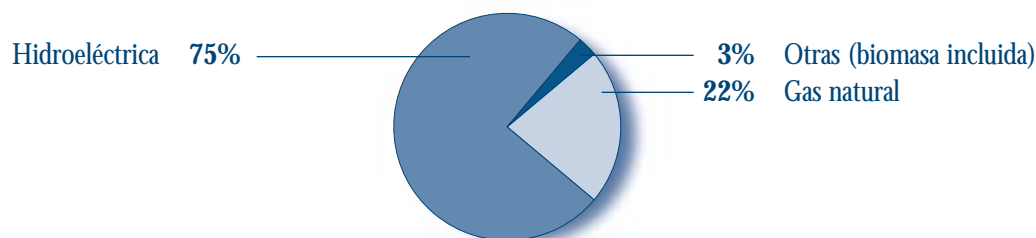
Fuente: CFE, Documento de prospectiva, 1997.

En Canadá se espera que 8,212 MW de nueva capacidad neta se agreguen al sistema para el año 2010. Sin embargo, las ampliaciones reales de capacidad serán algo mayores para compensar la suspensión de 356 MW de capacidad termoeléctrica (tanto de petróleo como de carbón). Además, se retirarán 769 MW de capacidad nuclear, pero serán reemplazados por una cantidad igual de capacidad nuclear nueva, con lo que no se alterará la capacidad nuclear entre 1996 y 2010.¹⁰⁸ En la Gráfica 6 se presenta un desglose de los cambios proyectados en capacidad neta según las fuentes.

¹⁰⁷ Véase *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1996-2005* (Ciudad de México: Secretaría de Energía, 1997): 73.

¹⁰⁸ Dirección de Estadísticas de Canadá, núm. de catálogo 57-204-XPB. Los datos de la CEA y la Dirección de Estadísticas de Canadá no coinciden exactamente. En estos últimos se proyecta una expansión considerablemente menor de la capacidad hidroeléctrica (aproximadamente 2,500 MW, en contraste con unos 6,390 MW según la publicación de la CEA) y una capacidad ligeramente menor a base de gas (1,330 MW en contraste con los 1,890 MW que proyecta la CEA). La CEA proyecta también adiciones a la capacidad basada en la biomasa que no se mencionan en la Dirección de Estadísticas de Canadá.

Gráfica 6 Ampliación de la capacidad en Canadá, 1996-2010



Fuente: CEA, *Electric Power in Canada*, 1995.

Para poder evaluar el curso probable del desarrollo de las fuentes durante el próximo decenio en las diversas regiones del NERC, es importante considerar las restricciones a la transmisión y distribución de electricidad, así entre las regiones como entre los países. De esta forma se vuelve importante el efecto de los cambios regulatorios en Estados Unidos y, en menor grado, en Canadá y México. Conforme se progresa en el acceso libre a la transmisión en Estados Unidos para los mercados mayoristas y minoristas, se vuelve cada vez más importante considerar las adquisiciones de energía transmitida desde plantas generadoras distantes como un recurso sustitutivo de la construcción de nuevas instalaciones de generación.

Como se aprecia con mayor detalle en la Sección B, sobre la infraestructura física, existen diferencias esenciales en la disponibilidad de capacidad de transmisión entre las regiones del NERC en Estados Unidos. En consecuencia, el potencial para la transmisión a larga distancia puede ser limitado en ciertos corredores. Según un modelo reciente de las emisiones producidas en las actividades de transmisión, preparado por los investigadores de Recursos para el Futuro (RF), la Zona del Consorcio de Energía Eléctrica de la Región Media del Continente (MAPP, por sus siglas en inglés)¹⁰⁹ cuenta con los precios promedio más bajos al mayoreo, pero está restringida su exportación de grandes volúmenes de energía debido a las limitaciones en la transmisión. En diversos escenarios comerciales, el documento de RF indica que el aumento en el comercio energético generaría una circulación hacia el noreste (región del NPCC, siglas en inglés del Consejo Coordinador Energético del Noreste de Estados Unidos), el sureste (SERC, siglas en inglés del Consejo para la Confiabilidad Eléctrica del Sureste de Estados Unidos) y los estados de las planicies del sur (región SPP, siglas en inglés de la Reserva Energética de las Planicies del Sur de Estados Unidos). Las principales regiones exportadoras serían las zonas del medio oeste, los llanos del norte (ECAR, MAIN y MAPP, según el mismo criterio), así como los estados centrales del Atlántico (MACC, Id).¹¹⁰

En un estudio análogo realizado por la Administración de Información sobre Energía (EIA, por sus siglas en inglés) se argumenta que las limitaciones a la capacidad de transmisión que alimenta el noreste restringirían el grado en que podrían aumentar las exportaciones desde el oeste medio. En el estudio de la EIA se prevén importantes aumentos a corto plazo en las exportaciones del oeste medio hacia el sureste (SERC), y en menor grado, a las llanuras del sur (SPP).¹¹¹ A la larga, la nueva capacidad de transmisión podría facilitar mayores exportaciones hacia el noreste. Sin embargo, la EIA alega que la capacidad de un excedente de generación se limitaría al largo plazo debido al crecimiento de la demanda en zonas donde actualmente se disfruta de un excedente de capacidad. El grado en que las exportaciones podrían aumentar a largo plazo dependerá del índice de crecimiento de la capacidad de transmisión, así como de la construcción de nuevas plantas generadoras. El estudio de RF tiene en cuenta diversos escenarios concernientes al crecimiento de la capacidad de transmisión.

¹⁰⁹ Véase en el Anexo E el mapa de las regiones del NERC.

¹¹⁰ Palmer, Karen y Lance Burtraw (1996), "Electricity restructuring and regional air pollution", Resources for the Future Discussion Paper 96-17-REV2 (julio): 25-27.

¹¹¹ EIA (1996), "Service Report: An analysis of FERC's Final Environmental Impact Statement for electricity open-access and recovery of stranded costs" (septiembre): 22-23.

Datos preliminares indican que la circulación de flujos de energía eléctrica considerablemente mayores desde el oeste medio hacia el noreste no sólo es posible, sino que ha ocurrido desde 1996. En un estudio breve emprendido por el Grupo de Trabajo sobre Energía de los Estados del Noreste para el Manejo Coordinado del Uso de la Atmósfera (NESCAUM, por sus siglas en inglés),¹¹² basado en datos de comercio en electricidad de la EIA y la FERC relativos a compañías representativas del oeste medio, se indica que los suministros de esas compañías a otras de las regiones MAAC y NPCC aumentaron considerablemente en 1996, de manera paralela a un aumento en la generación a base de carbón por parte de compañías del oeste medio.¹¹³ Otros datos apuntan a una mayor capacidad de transmisión entre el oeste medio y el noreste. Como se verá en la sección B, “Infraestructura física”, en un futuro próximo se contará con nueva capacidad y mejoras en las líneas de transmisión, y se podrán reducir las limitaciones a la transmisión entre las dos regiones.

a. El efecto de las nuevas tecnologías habilitadoras

Los avances en las telecomunicaciones y las tecnologías de la información, especialmente en las comunicaciones inalámbricas y la Internet, han mejorado la disponibilidad de la información sobre los mercados que se necesita para que funcione un mercado competitivo en el sector de la electricidad, y las mejoras en las tecnologías de control de redes prometen que puedan llevarse a cabo transacciones al mayoreo más complejas. Entre éstas están los llamados sistemas SCADA, los cuales suponen el uso de unidades terminales remotas (UTR) a través de un sistema para transmitir datos hasta un sistema central de control. La aplicación de tecnologías de comunicación avanzadas, como la transmisión inalámbrica de voz y datos, la adquisición de datos en tiempo real, especialmente vía Internet, y los equipos de medición más avanzados permitirán que las compañías generadoras monitoreen en tiempo real más suministros a los clientes que lo que había sido posible hasta ahora.

Estos avances son, en parte, ordenados por la FERC dentro de los requisitos del sistema OASIS que estipula la disposición 889. El sistema OASIS proporcionará información a las entidades que busquen tener libre acceso a la capacidad ofrecida por las empresas de servicios bajo la jurisdicción de la FERC, y tendrá que proporcionar, con vistas a resultar de más utilidad, una cobertura en tiempo real. Ya han ocurrido avances importantes en las operaciones del OASIS. En Florida, cinco compañías generadoras comercian capacidad de transmisión vía Internet usando programas de IBM y Siemens, así como sistemas de Internet. La IBM y Siemens mantienen el sistema como un servicio para dichas empresas, el cual opera desde Boulder, Colorado.¹¹⁴

Sin embargo, las compañías de electricidad prevén ahorros en costos de operación y un mejor servicio al cliente en virtud de la creación de una red de comunicaciones que permita conexiones bilaterales a los usuarios residenciales, comerciales e industriales. Los sistemas permiten la lectura automática de medidores, la configuración remota de medidores y otros servicios instalados en los establecimientos del cliente, así como servicios de comunicación como mensajería y control de cargas. En un contrato recientemente dado a conocer, Illinois Power (IP), importante planta propiedad de inversionistas, informó que usará comunicaciones inalámbricas desarrolladas por Whisper Communications en conjunción con equipo avanzado de medición proporcionado por Schlumberger, uno de los gigantes de la industria, para dar servicio a un millón de clientes en un territorio de 15,000 millas cuadradas (38,848.5 km²) que cuenta con los servicios de Illinois Power. Cuando quede instalado, el sistema será el mayor de su tipo en Estados Unidos.¹¹⁵

¹¹² Esta organización con sede en Boston abarca los departamentos de recursos atmosféricos de las agencias ambientales de Nueva Jersey, Nueva York, Connecticut, Rhode Island, Massachusetts, Vermont, New Hampshire y Maine.

¹¹³ Véase NESCAUM (1998), “Air Pollution Impacts of Increased Deregulation in the Electric Power Industry: An Initial Analysis”, 15 de enero. El estudio NESCAUM ha sido criticado por al menos una compañía de la cual presentó datos, la American Electric Power (AEP), con casi 3 millones de clientes en la región del valle de Ohio. Sin embargo, este estudio tiene el cuidado de declarar sus limitaciones y, por lo tanto, presta la atención debida a las acusaciones hechas por una autoridad de la AEP; las críticas de la AEP no refutan los datos disponibles que muestran suministros mayores de la AEP a entidades de la región MAAC, ni ponen en entredicho los datos que muestran una mayor producción energética a base de carbón. Véase “AEP says NESCAUM study not representative of industry, takes numbers out of context”, *Daily Power Report*, 22 de enero, 1998.

¹¹⁴ “Five Florida utilities to trade power transmission capacity over the Internet”, *Daily Power Report*, 14 de enero, 1998.

¹¹⁵ “Illinois Power and Schlumberger sign contract for largest two-way automatic meter reading system”, *Daily Power Report*, 8 de enero, 1997.

2. Tendencias en la producción de energía

Las instalaciones de generación en América del Norte muestran una gran diversidad en lo que se refiere a tecnología y tipo de recursos. Los combustibles fósiles se usan en diversas proporciones para producir electricidad en Canadá, México y Estados Unidos. El carbón desempeña un papel preponderante en la generación de electricidad en Estados Unidos, proporcionando más del 50 por ciento, mientras que el gas natural aporta entre el 8 y el 14 por ciento, y el petróleo alrededor del 3 por ciento. En Canadá, aproximadamente el 15 por ciento de la generación total parte del carbón. El sistema mexicano de generación se funda sobre todo en instalaciones a base de petróleo, las cuales proporcionan aproximadamente 60 por ciento de la electricidad generada, mientras que el gas natural aporta el 12 por ciento, y el carbón contribuye con 9 por ciento. En contraste con Estados Unidos y México, en Canadá las instalaciones hidroeléctricas proporcionan más del 60 por ciento de la generación del país, en comparación con un 20 por ciento en México y 11 por ciento en Estados Unidos.

a. Carbón

Sujeto como está a restricciones en la transmisión, se espera que el crecimiento de la demanda eléctrica en Canadá y Estados Unidos provoque un aumento en la intensidad de operación de las plantas actuales a base de combustible fósil, así como a un mayor comercio de electricidad y combustibles fósiles.¹¹⁶ En consecuencia, se prevé que aumente considerablemente el consumo de carbón, lo que tendría efectos nocivos para el ambiente. Sin embargo, las liberalizaciones arancelarias del TLC son un incentivo para las exportaciones hacia México de carbón estadounidense de bajo azufre, lo que supondrá beneficios ambientales.

Los ejecutivos de la industria del carbón y los expertos en energía de Estados Unidos y Canadá prevén que el consumo de carbón en las plantas generadoras aumentará hasta en un 30 por ciento como resultado directo de la reestructuración de la industria eléctrica.¹¹⁷ En un informe sobre los efectos ambientales de la reestructuración en Ontario, preparado por el Comité Consultivo de Competencia del Sistema Eléctrico de Ontario, expertos analistas independientes concluyeron que se prolongaría la vida útil de las plantas generadoras a base de carbón y que éstas podrían incluso operar con factores de capacidad más altos.¹¹⁸ Además, el Consejo de Servicios Públicos de Vermont (VPSB, por sus siglas en inglés) declaró que muchas de las viejas plantas termoeléctricas que quedaron exentas de la Ley de Aire Limpio de 1970 están todavía en operación, y que en un mercado desregulado disfrutarán de una ventaja competitiva respecto de las plantas que actualmente deben cumplir con las modernas normas relativas a la contaminación.

Los datos sobre la generación en 1996 indican un incremento en la producción de electricidad a base de carbón en Estados Unidos. El análisis de los datos sobre generación y ventas de 1995 y 1996, realizado por el NESCAUM, informa que la generación a base de carbón aumentó en 83 TWH a nivel nacional, mientras que la generación a base de gas disminuyó 44 TWH durante el mismo periodo. Además, el estudio documenta aumentos en la generación en las estaciones propiedad de tres compañías del medio oeste (AEP, Indianapolis Power & Light [IPALCO] e Illinois Power Co.), con índices de contaminación por unidad relativamente altos en cuanto a SO_x, NO_x y CO₂. Las tres registraron aumentos del 3 al 10 por ciento en emisiones de NO_x, del 3 al 9 por ciento de SO_x, y del 3 al 13 por ciento de CO₂.¹¹⁹ Tanto AEP como IPALCO incurrieron en gastos asociados con el aumento de emisiones de SO_x. En el estudio del NESCAUM se advierte también que las emisiones del Consorcio Energético de Nueva Inglaterra (NEPOOL, por sus siglas en inglés) se incrementaron en 1996, lo que resultó de un aumento del 9.7 por ciento en la generación a base de carbón y un salto del 128 por ciento en la producción a base de gas. Este incremento en la producción, según el estudio, se debió a un mayor número de interrupciones en las plantas nucleares y no a las ventas al mayoreo permitidas por las disposiciones de libre acceso.¹²⁰ Falta ver aún si las variaciones en los niveles de exportación de Quebec tuvieron relación con el aumento en los niveles de generación.

¹¹⁶ El informe de servicio de la EIA, por ejemplo, prevé un incremento mínimo de 2 por ciento en la generación a base de carbón para el año 2000, en cualquier situación, salvo cuando permanezca constante la diferencia de precios entre el carbón y el gas natural. Se espera que tal diferencia aumente en favor del uso del carbón. Las estimaciones de la EIA sobre incrementos en emisiones son menores que las presentadas por Palmer y Burtraw, *op. cit.*, así como por otros estudios.

¹¹⁷ Docket No. 5854, *Investigation into the Restructuring of the Electric Utility Industry in Vermont*, Draft Report and Order, pp. 97-98, 16 de octubre, 1996.

¹¹⁸ ARA Consulting Group (1996), "Electricity Competition in Ontario: Environmental Issues", pp. 2-17, 8 de abril.

¹¹⁹ NESCAUM, *op. cit.*: 9.

¹²⁰ *Ibid.*: Anexo B, 11-14.

El crecimiento en México probablemente se resuelva con nuevas plantas generadoras a base de gas natural y a través de la conversión de las actuales plantas a base de petróleo en instalaciones más eficientes a base de combustión de gas natural. Sin embargo, en el noreste del país se pondrán a funcionar algunas instalaciones nuevas a base de carbón. En el contexto de las ventas transfronterizas de electricidad de compañías estadounidenses a la CFE, un asunto importante es si el incremento en la generación estadounidense habrá de resultar en un aumento neto de las emisiones, en comparación con las que resultarían si la CFE satisficiera sus necesidades a partir de sus propios recursos. Una evaluación preliminar de este problema indica que a corto plazo los recursos adicionales que probablemente se usen en Estados Unidos provendrán de centrales a base de carbón, mientras que las centrales que serán eliminadas en México serán aquellas que funcionen a base de petróleo. A partir de factores representativos de emisiones por unidad, el estudio indica que el resultado sería heterogéneo por lo que se refiere a sus consecuencias ambientales: disminuirían las emisiones netas de SO_x y NO_x, pero aumentarían las emisiones netas de CO₂.¹²¹

b. Gas natural

La contribución de las nuevas inversiones destinadas a mejorar las tecnologías de producción de gas y electricidad radica sobre todo en la eficiencia del uso de combustible, la menor cantidad de emisiones gracias a un mejor control, el cambio hacia el uso de gas y menores costos de producción.

Existe también un vínculo entre las nuevas inversiones mexicanas en el transporte y distribución de electricidad y gas natural, por un lado, y las tecnologías de producción más limpias y eficientes, por el otro. Es importante señalar que cuando México firmó el TLC y abrió su sector eléctrico y de gas natural a los inversionistas privados, aumentó su acceso a la tecnología internacional y los procesos de producción avanzados, como lo demuestran las diversas clases de inversionistas que participan en los proyectos sometidos a licitación.

La reestructuración del sector del gas en México ha originado ciertos cambios en los patrones de consumo, ya que la balanza comercial de México en lo relativo al gas parece estar invirtiéndose. El consumo de gas natural es parte clave de la estrategia de desarrollo de la Secretaría de Energía (SE) para el sector energético. Un elemento importante de la política energética global de la SE es la Política Integral de Combustibles, a la cual promueve a través del grupo intersecretarial conocido como Grupo de Política de Combustibles. Con esta política se busca revertir la tendencia a usar mayormente combustibles derivados del petróleo mediante el fomento del consumo de gas natural. El aumento en el consumo de gas natural requerirá 2.06 miles de millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) del nuevo suministro. El consumo de gas natural es la piedra angular del programa de la SE para mejorar el desempeño ambiental de la CFE. Entre 1997 y 2000, un total de poco más de 4,000 MW de la capacidad existente de generación se convertirá al gas natural,¹²² y para el periodo comprendido entre 1997 y 2006 se planea que otros 10,795 MW de la nueva capacidad generadora se produzcan a base de gas natural (de los casi 13,200 MW) (véase el Anexo F).

El interés de la CFE en desarrollar la capacidad de generación a base de gas es congruente con la iniciativa de política energética que propugna el consumo de gas natural y el aumento de su disponibilidad. Las reformas orientadas a liberalizar la transmisión y distribución del gas apoyan este objetivo, así como el aumento de las erogaciones de Pemex en el desarrollo, producción y procesamiento de gas para ampliar sus reservas nacionales, y sus inversiones en la capacidad de procesamiento de las refinerías para producir gasolina y diesel bajos en azufre y de mayor calidad.

Según un informe preliminar, la Política Integral de Combustibles de la SE llevará a revertir considerablemente el consumo de combustibles derivados del petróleo y de carbón. Mientras que en 1994 el gas natural representó el 37 por ciento de los 4.9 billones de Unidades Térmicas Británicas de combustibles consumidos al día (BUTB/D) en México (sin contar el consumo para transporte), se prevé que en 2005 proporcione el 51 por ciento de los 7.2 BUTB/D del consumo proyectado. Se espera que el uso del petróleo, combustible de elevado contenido de azufre, que en 1994 representaba el 51 por ciento del consumo industrial, se reduzca al 18 por ciento.¹²³ Estos cambios en la producción, estimulados por la política gubernamental mexicana con ayuda del TLC, que alienta mayores exportaciones de gas y una mayor conciencia ambiental, prometen beneficios ambientales.

¹²¹ USAID, SRP, CFE (1997), "Environmental Annex to the Study on Legal Regulatory Factors Affecting Cross-Border Trade in Electricity between Mexico and the United States" (22 de enero): 24-25.

¹²² SE, *Documento de prospectiva*, 1996: 56.

¹²³ Mauricio Toussaint (1995), "La política integral de combustibles en México", documento de trabajo, Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos, Secretaría de Energía. Las proyecciones actuales podrían ser algo diferentes.

c. Hidroelectricidad

Hasta el momento existe una pauta compleja en el cambiante uso de la energía hidroeléctrica posterior al TLC.

(i) Canadá

Las plantas hidroeléctricas canadienses se caracterizan por grandes represas ideales para el seguimiento de cargas y el aprovechamiento de las fluctuaciones de los precios en los mercados a corto plazo. Las empresas hidroeléctricas canadienses de servicios públicos pueden comprar electricidad en el mercado durante los periodos de precios bajos y “almacenarla” para venderla más tarde. Además, debido a los precios bajos y variables de la hidroelectricidad, muchas empresas canadienses de servicios públicos esperan poder competir con las termoeléctricas de Estados Unidos.

Los efectos ambientales de las plantas hidroeléctricas están ampliamente documentados. Los problemas relacionados con las operaciones de las plantas hidroeléctricas pueden también ser importantes si los operadores no tienen restricciones y aprovechan las fluctuaciones en los precios del mercado local. En la costa noroeste del Pacífico en Estados Unidos, las empresas de servicios públicos han intentado atenuar el daño ambiental causado en la migración del salmón por las instalaciones hidroeléctricas del sistema del río Columbia. Los costos de tales actividades han sido de gran consideración. Por ejemplo, los distritos cubiertos por las empresas de servicios públicos gastaron casi 50 millones de dólares estadounidenses en 1996 en programas para mejorar el manejo, la producción y el hábitat del salmón. La Administración de Energía de Bonneville (BPA, por sus siglas en inglés), comercializadora federal de energía en la región, tiene un presupuesto anual de 100 millones de dólares estadounidenses para sus programas relativos a los peces y la vida silvestre en el periodo comprendido entre 1996 y 2001.¹²⁴ Entre los programas que operan las empresas de servicios públicos eléctricos están los destinados a restaurar el hábitat de los peces, construir vías alternas para las crías de salmón, operar y evaluar criaderos para peces, educación ambiental, monitoreo de aguas y reintroducción de peces anádromos.

Entre los efectos de las actuales operaciones hidroeléctricas están:

- *Reducción de caudales.* La reducción de caudales puede originar menoscabo del hábitat debido a la menor disponibilidad de agua; también puede originar cambios en la temperatura de la corriente acuífera. Tales reducciones pueden significar incluso menor capacidad de arrastre de material fino corriente abajo, cambios de velocidad, menor disolución de contaminantes y variaciones en la formación de hielo.
- *Fluctuación rápida del caudal.* El índice de fluctuación del caudal puede afectar el hábitat de los peces y perturbar las zonas de desove. En particular, puede dejar los peces varados en pozas o crear condiciones que fueren a los peces a dejar sus lugares preferidos.
- *Insuficiencia de caudal.* La insuficiencia de caudal puede originar exceso de sedimentación y daño al hábitat.
- *Reducción del nivel del agua en la represa.* La reducción del nivel puede dañar el hábitat de la represa, varamiento de los peces, cambios en la calidad del agua, escasez de producción de invertebrados y empantanamiento de las márgenes por depósito de sedimentos.¹²⁵

Otros efectos son la alteración de los patrones migratorios de peces y otras especies, así como de las actividades de recreo y de comercio a lo largo de los ríos represados. Además, es probable que aumenten las pérdidas por evaporación, que haya cambios en los patrones de sedimentación, mayor turbiedad, alteración del perfil de temperaturas y reducción del contenido de oxígeno disuelto. Las plantas hidroeléctricas pueden afectar también la biota al reducir la biodiversidad en las márgenes del río, alterar el hábitat y las rutas migratorias de los animales, reducir las poblaciones de plancton y alterar las rutas de desove. Las instalaciones hidroeléctricas, por su propia naturaleza, afectan de manera inmediata el entorno debido a la concentración de agua de la presa, la contaminación por mercurio, la construcción, el trazado de caminos y la necesidad de líneas de transmisión. Las presas también pueden causar cambios en el clima local, como mayor humedad, disminución de la precipitación pluvial, aumento en la nubosidad, neblina frecuente y aumento en las temperaturas.

¹²⁴ En los años fiscales de 1996 y 1997 la BPA no ejerció todo su presupuesto; el resto, más los intereses, se transfiere para gastos en los años subsecuentes. Estas cantidades presupuestadas no cubren gastos de otras agencias (aproximadamente 36 millones de dólares estadounidenses por año en 1996 y 1997), inversiones de capital asociadas (alrededor de 76 millones de dólares por año), ni el costo de operaciones fluviales (aproximadamente 102 millones de dólares en 1996 y 1997). Comunicación personal de John Taves, BPA, 30 de enero, 1998. Véase también “Public Utility Districts spent nearly \$50 million for salmon last year”, Business Wire, 18 de noviembre, 1997.

¹²⁵ “Response from Canada to Article 14 Complaint under the North American Agreement on Environmental Cooperation”, 21 de julio, 1997: IV/2-4.

Las hidroeléctricas de la provincia de Quebec han sido el centro de un prolongado debate sobre los efectos sociales y ambientales de los grandes desarrollos. Las comunidades indígenas del norte de Quebec, al igual que las organizaciones ambientalistas de Canadá y de Estados Unidos, han sostenido que estos proyectos dañan el ambiente en las regiones que habitan, obligando a que se desplacen los asentamientos humanos. Además de la alteración de los flujos fluviales, la obstrucción de las rutas de migración animal y otras perturbaciones físicas, la inundación de los ríos represados ha tenido que ver con la acumulación de compuestos mercuriales en el tejido de peces lacustres, lo que ha originado acumulaciones análogas en animales y seres humanos en la parte superior de la cadena alimenticia. Investigaciones recientes sobre la producción de ciertos gases como el metano en la vegetación cubierta por las aguas indican también que la construcción de hidroeléctricas en ciertas regiones puede contribuir a las emisiones de gases con efecto invernadero.¹²⁶

El debate sobre las consecuencias ambientales y sociales de las plantas hidroeléctricas se ha dado también en los principales mercados de Hydro-Quebec en el noreste de Estados Unidos. En 1991, por ejemplo, la preocupación sobre los efectos sociales y ambientales del proyecto Great Whale suscitó la oposición pública en la provincia respecto de un contrato de adquisición de energía a largo plazo, el cual estaban considerando las autoridades de energía en Nueva York. En 1994 el proyecto fue suspendido.¹²⁷ Más recientemente, preocupaciones análogas produjeron demandas ante la FERC por parte de grupos indígenas y de otra índole, en Quebec y Estados Unidos, en contra de la solicitud por Hydro-Quebec de una licencia para vender energía en el mercado estadounidense.¹²⁸

(ii) Estados Unidos

El empleo de la hidroelectricidad en Estados Unidos tiene las mismas repercusiones que en Canadá, aunque se dé mayor importancia tal vez a los efectos de los proyectos hidroeléctricos en las actividades recreativas en torno a los ríos, sobre todo en el oeste. En el caso de estas actividades, los partidarios de ciertas represas en los desiertos del suroeste arguyen que los lagos creados por las represas generan usos recreativos populares, como el canotaje y la pesca, mientras que sus detractores mencionan entre los atractivos de los ríos naturales los rápidos, el deporte del kayak y los asombrosos cuadros de la vida silvestre.

Recientemente la FERC se negó a renovar la licencia de una vieja represa en Maine. A partir de 1986 la FERC ha tenido que evaluar los aspectos de conservación, recreación y medio ambiente, además de los beneficios en producción energética de las represas durante los procesos de otorgamiento de licencias. La FERC determinó en noviembre que las ventajas de la generación eléctrica derivadas de la presa Edwards (de 160 años de antigüedad) en el río Kennebec no compensaban los perjuicios a los peces migratorios, entre los cuales hay especies económicamente valiosas como el esturión y el salmón. Sin embargo, la energía que produce la presa de 3.5 MW es poca en comparación con otros proyectos de grandes presas en el país.¹²⁹

(iii) México

México cuenta con capacidad hidroeléctrica a lo largo de la vertiente del Pacífico de la Sierra Madre Occidental y la Sierra Madre del Sur, en los estados de Sonora, Sinaloa, Durango, Jalisco y, en el sur, Chiapas. Las instalaciones hidroeléctricas mexicanas son considerablemente menores que las estaciones canadienses y de Estados Unidos. Hasta ahora no se ha dado a conocer la documentación relativa al grado en que los efectos ambientales de estas construcciones pudieran ser correlativamente más pequeños. Sin embargo, por conversaciones sostenidas con representantes de organizaciones no gubernamentales activas en Chiapas, donde se localizan casi 3,930 de los 10,000 MW totales de capacidad actual de este tipo en México, parece haber una preocupación considerable por el hecho de que los habitantes del estado no se benefician suficientemente de sus instalaciones hidroeléctricas, ni siquiera en cuanto al suministro de energía eléctrica.¹³⁰

¹²⁶ Véase Chamberland, André, Camille Belanger y Luc Gagnon (1996), "Atmospheric emissions: hydro-electricity versus other options", *Ecodecision* (Invierno): 56-60; y Gagnon, Luc, y Joop F. van de Vate (1997), "Greenhouse emissions from hydropower", *Energy Policy* 25 (1): 7-13.

¹²⁷ Véase DePalma, Anthony, "Storm exposes Quebec's 'power' politics", *New York Times*, 15 de enero, 1998.

¹²⁸ Véanse las demandas del Gran Consejo de los Crees y la Coalición de Nueva Inglaterra para la Eficiencia Energética y el Ambiente ante la FERC, tocantes a Hydro-Quebec (Registro ER97-851-000); carta del Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales (NRDC, por sus siglas en inglés) a la FERC (10 de octubre, 1997); carta de la Lakes/James Bay Alliance a la FERC (18 de octubre, 1997).

¹²⁹ Goldberg, Carey, "Federal agency orders demolition of Maine dam to aid fish migration", *The New York Times*, 26 de noviembre, 1997.

¹³⁰ Comunicación personal de José Warman, presidente de Espacios Naturales y Desarrollo Sustentable, AC, diciembre de 1997. Representantes de otras organizaciones dentro y fuera de Chiapas han expresado puntos de vista semejantes.

d. Nuclear

La energía nuclear ha desempeñado una función importante en el desarrollo de los sectores eléctricos de América del Norte, especialmente en Estados Unidos y Canadá. En México una planta nuclear suministra un porcentaje relativamente pequeño de la energía nacional. Los cambios en el uso de la energía nucleoelectrica hasta ahora han sido originados mucho menos por los procesos impulsados por el TLC que por factores autónomos, como el cierre de siete reactores de la Ontario Hydro en 1997.

En 1995 había 132 unidades de energía nuclear funcionando en América del Norte. Las 109 unidades en operación en Estados Unidos constituyen el mayor conjunto de plantas nucleares en el mundo. Estas plantas generaron 673.4 TWH en 1995, lo que representa el 20 por ciento de la generación neta de electricidad de Estados Unidos. Canadá contaba en 1995 con 21 unidades en operación que generaban 92.3 TWH, es decir, el 17.3 por ciento del total de la electricidad generada. Los dos reactores mexicanos de Laguna Verde generaron 8.4 TWH en 1995. Esto representó un aumento de 96 por ciento a lo largo de ese año y el 6 por ciento de la electricidad neta generada en México durante 1995.

(i) Estados Unidos

Mientras la desregulación del sector energético de Estados Unidos hace aumentar la competencia en la generación de energía, las proyecciones relativas a la energía nuclear muestran un descenso en la capacidad nucleoelectrica de América del Norte. Se prevé que la capacidad nuclear que opera en Estados Unidos disminuya 36 por ciento, es decir, de 99.4 GWH netos en 1995 a 63.7 GWH netos en 2015. Se calcula también que la capacidad canadiense disminuya 14 por ciento, esto es, de 14.9 GWH netos en 1995 a 12.8 GWH netos en 2015. Se conjetura que la capacidad mexicana permanecerá constante en 1.3 GWH netos hasta 2015.

Los factores de seguridad y ambientales tocantes al confinamiento de desechos y el saneamiento del entorno de las plantas actúan en contra del desempeño futuro de las instalaciones nucleares. Programas inadecuados de consumo de combustibles, falta de instalaciones para confinamiento y un costo cada vez mayor para la rehabilitación de los sitios afectados por las plantas suponen un problema costoso para la industria. En los próximos 19 años está programado retirar 49 de las 109 plantas que operan en Estados Unidos. Esto generará una mayor demanda de confinamiento de desechos y saneamiento de los sitios donde las plantas operaban.

Existen tres tipos de desecho nuclear que constituyen subproductos del proceso de generación. Se clasifican en desechos de alto nivel (DAN), desechos mixtos de bajo nivel (DMBN) y desechos de bajo nivel (DBN). Los DAN son, sobre todo, el combustible nuclear usado, que si bien constituye menos del 1 por ciento de los desechos, representa el 99 por ciento de la radiactividad. La eliminación de este desecho se asignó al gobierno federal en la Ley de Política sobre Desechos Nucleares de 1982. Sin embargo, las subestimaciones relativas a la construcción y otorgamiento de licencias han originado largas demoras en la construcción de un sitio para los DAN. Todavía está en construcción el sitio del monte Yucca, en Nevada, el cual se inaugurará en 2010. Mientras tanto, el combustible se confina en almacenes comunes o en sitios independientes de almacenamiento de combustibles.

Los DBN constituyen más del 99 por ciento del volumen de los desechos totales y menos del 0.1 por ciento de la radiactividad. Estos desechos los conforman mayormente equipo, ropa y herramientas de la planta. Existen únicamente dos sitios en Estados Unidos donde se aceptan los DBN; se localizan en Handford, Washington, y Barnwell, Carolina del Sur. La falta de sitios de confinamiento disponibles es un impedimento para el cierre de plantas, ya que la infraestructura actual difícilmente puede manejar los desechos de las once plantas cerradas hasta el momento. La construcción de un depósito propuesto en Ward Valley, California, se ha retrasado en los tribunales por razones de seguridad y por la oposición de grupos ambientalistas.

Las principales reservas de uranio de Estados Unidos se localizan en el centro-sur de Texas, el norte de Nuevo México y Arizona, el este de Washington, el oeste de Nebraska y a lo largo de Colorado, Wyoming y Utah. El concentrado de uranio se extrae únicamente de algunas de estas reservas. En el sur de Texas operan dos plantas, otra en el sureste de Utah, dos en el centro-norte de Wyoming y una en el oeste de Nebraska. La fabricación del combustible de uranio se completa en cinco plantas de Estados Unidos. Estas instalaciones se localizan en Richland, Washington; Hematite, Missouri; Columbia, Carolina del Sur; Lynchburg, Virginia, y Wilmington, Carolina del Norte. La planta de Lynchburg, Virginia, tiene una capacidad de 400 ton

métricas de uranio al año (TMU) y es operada por la B&W Fuel Co. La ABB Inc. opera la planta de 450 TMU en Hematite, Missouri, mientras que Siemens Power Corp. opera las instalaciones de 700 TMU en Richland, Washington. La Westinghouse y la General Electric operan plantas más grandes, de 1,150 y 1,200 TMU en Carolina del Sur y Carolina del Norte, respectivamente.

(ii) *Canadá*

El programa canadiense de energía nuclear se inició en los primeros días de la Segunda Guerra Mundial. En 1952 una compañía de la Corona, Energía Atómica de Canadá, se formó para encargarse del diseño del reactor Candu (acrónimo en inglés de uranio deuterio canadiense). Su diseño le permite recargarse en operación, característica que contribuyó a que los reactores canadienses se volvieran líderes en su ramo. Desde 1971, en Canadá han entrado en funcionamiento 22 reactores Candu, con un total de 16,390 MW de capacidad, toda la cual, salvo 1,365 MW, se localiza en Ontario. Según datos de la CEA, en 1995 las unidades Pickering 8 y Pickering 7, en Ontario, y la planta de Point Lepreau de Nueva Brunswick quedaron en cuarto, quinto y séptimo lugar, respectivamente, en lo que se refiere a eficiencia de su reactor.¹³¹ Sin embargo, en 1997, una revisión de las operaciones de los reactores, realizada por la Ontario Hydro, reveló numerosos problemas que podrían significar una merma en el desempeño de numerosos reactores canadienses en los próximos años.¹³²

El diseño del Candu comprende reactores de agua pesada, por lo que las plantas canadienses no dependen de la producción del combustible para este tipo de reactor, que es el combustible principal de los reactores comerciales usados en Estados Unidos (el de la planta de Laguna Verde, de 1,350 MW, en México, es un reactor tipo BWR de agua ligera). Canadá cuenta también con reservas de uranio y opera plantas de preparación del combustible.

(iii) *México*

En México existen reservas comprobadas de óxido de uranio por más de 14,000 ton en los estados de Sonora, Chihuahua, Nuevo León, Tamaulipas, Durango y San Luis Potosí, todos ellos en el norte, y en Oaxaca, en el sur. Estas reservas son más que suficientes para abastecer la planta de Laguna Verde y otra de capacidad análoga durante toda su vida útil.¹³³ En México funcionan también plantas de preparación del combustible.

(iv) *El cierre de reactores*

La reciente clausura de siete reactores en Canadá demuestra los importantes conflictos ambientales que probablemente surgirán en los próximos 20 años, conforme se vayan cerrando los reactores de Estados Unidos y Canadá. La preocupación del público acerca de los peligros ambientales que representan las plantas nucleares ha sido parte importante de la historia de la energía nuclear en Estados Unidos y Canadá y, en menor medida, en México. Debido a estas preocupaciones y a los costos que supone su construcción y clausura, al presente prácticamente se ha dejado de construir plantas nucleares. Si bien han desaparecido las protestas antinucleares —ya que no se están construyendo plantas nuevas—, subsiste la preocupación por la seguridad de las existentes y probablemente aumente a medida que las instalaciones se aproximen al término de su vida útil.

La industria estadounidense constituye un ejemplo reciente. La evaluación del programa nuclear de Common Wealth Edison (ComEd), preparada por el Instituto de Operaciones de Energía Nuclear y difundida por la Comisión Reguladora Nuclear (NRC, por sus siglas en inglés), contenía una acusación en contra de la planta Zion (de 1973), cercana a Chicago, por razones de seguridad. ComEd posee el mayor grupo de reactores: doce plantas, y seis de estos reactores están “bajo observación” en la lista de reactores de la NRC. Hay un total de trece reactores en la lista.¹³⁴ A principios de 1998, la ComEd anunció la reorganización de sus operaciones nucleares y el cierre de la planta Zion.¹³⁵

También en Estados Unidos, cinco de las ocho plantas nucleares de Nueva Inglaterra fueron retiradas de la producción en 1996 y 1997, forzando a las empresas locales de servicios públicos a incrementar su generación a base de combustibles

¹³¹ CEA, “Electric Power in Canada: 1995”, 86.

¹³² Véase DePalma, *op. cit.*, y DePalma, Anthony, “Exported for decades, Canadian reactors are plagued by operating problems”, *New York Times*, 3 de diciembre, 1997.

¹³³ Eduardo Arriola Valdés (1994), “Recursos energéticos primarios y tecnologías de generación de electricidad”, en Daniel Reséndiz-Núñez (ed.), *El sector eléctrico de México* (Fondo de Cultura Económica: México): 81-84, 103-104.

¹³⁴ Matthew Wald, “Report cites poor safety at nuclear plant near Chicago”, *New York Times*, 27 de noviembre, 1997.

¹³⁵ “Illinois nuke plant to shut down”, *Daily Power Report*, 16 de enero, 1998.

fósiles, como se consigna en el análisis del NESCAUM.¹³⁶ Tres de esas cinco plantas podrían volver a operar en 1998, aunque algunos especialistas opinan que su edad sería un impedimento. Se considera que las otras dos (fundadas en 1968 y 1972) son demasiado viejas para volver a funcionar.¹³⁷

Cuando se clausure el conjunto de reactores nucleares existente, el déficit de capacidad será reemplazado, en el plazo corto, tal vez con energía hidroeléctrica o generada a partir del carbón, como puede ocurrir en Ontario, y a la larga por gas natural, carbón o energía de generación hidráulica. El problema ambiental que representa el confinamiento de los desechos sólidos radiactivos asociados a la energía nuclear y sus nexos con la salud pública, así como el de los efectos atmosféricos y en el suelo derivados de la generación de energía a partir de combustibles fósiles y de las plantas hidroeléctricas, son inevitables y desempeñarán una función importante en las futuras ramificaciones ambientales del sector eléctrico de América del Norte.

e. Energía renovable

La intensificación de la competencia alentada por el TLC probablemente haga disminuir el uso de los recursos renovables, poco contaminantes, que suelen ser relativamente costosos y requerir subsidios para la ampliación de su uso. En Estados Unidos el sector de la energía renovable experimentó un crecimiento considerable en los años ochenta y principios de los noventa después de la Ley sobre Políticas Reguladoras de Empresas de Servicios Públicos (PURPA, por sus siglas en inglés) de 1978, la cual fomentaba la eficiencia energética y los recursos renovables a consecuencia de la crisis petrolera de los años setenta. Conforme aumentó el precio del petróleo hasta en 300 por ciento a mediados de los años setenta, se puso en vigor la ley PURPA para disminuir la dependencia del país respecto del petróleo extranjero. Actualmente los recursos renovables enfrentan importantes problemas a medida que se desregula la industria eléctrica estadounidense, lo que crea mayor competencia en la industria de la generación, y a través de la posible derogación de las secciones de la ley PURPA en que se alienta el uso de recursos renovables. En un principio, la ley PURPA estipulaba que las empresas de servicios públicos adquirieran energía renovable en “instalaciones calificadas”. Estas instalaciones generadoras fueron capaces de fijar tarifas de acuerdo con las empresas de servicios públicos que adquirían la energía. Con la subsecuente disminución de los precios del combustible y la cada vez mayor competencia dentro del sector de la generación, los recursos renovables con precios fijos se han convertido en una carga para las empresas de servicios adquirentes.

En los volátiles mercados de la electricidad y los servicios, caracterizados a menudo por excedentes de capacidad a corto plazo, los recursos renovables están en desventaja competitiva debido a su gravosa estructura de costos. Además, la introducción de las turbinas de gas de ciclo compuesto en el mercado de la generación ha hecho que éste se vuelva mucho más competitivo. Los costos de generación mediante turbinas de gas compiten con los de la antigua producción de electricidad a gran escala. En un mercado cada vez más competido, los recursos renovables están en desventaja debido a sus menores economías de escala, a sus elevados costos de capital a corto plazo y menores costos de operación a plazo largo. Las plantas más grandes que funcionan a base de carbón y de gas tienen mayores economías de escala y conservan su predominio, a pesar de que sus costos de capital y de operación son relativamente más altos.

Si se comparan los costos de diversos proyectos de recursos renovables con los costos de las plantas a base de combustibles fósiles, se llega a ciertas conclusiones útiles en lo que se refiere a la competitividad de las tecnologías de energía renovable. En general, la mayor parte de las aplicaciones de los recursos renovables tienen elevados costos de capital iniciales y costos variables, relativamente bajos, de operación y mantenimiento. En el cálculo del costo nivelado de la energía, los elevados costos de capital, combinados con consideraciones de riesgos que afectan el costo de financiamiento, conducen a resultados que pueden poner en desventaja el desarrollo de plantas de recursos renovables al compararlas con las que operan a base de carbón o gas natural. Sin embargo, en circunstancias favorables, los proyectos de plantas que funcionan a base de bagazo,¹³⁸ las hidroeléctricas pequeñas, las plantas geotérmicas y las eólicas pueden resultar competitivas. En el caso de los proyectos solares, las plantas conectadas a la red habitualmente tienen elevados costos de capital, pero gastos de operación y mantenimiento relativamente bajos, con lo que arrojan costos de energía que caen en el extremo más competitivo del intervalo que se aprecia en el Cuadro 7, el cual refleja también los costos de las aplicaciones a menor escala.

¹³⁶ NESCAUM, *op. cit.*: Attachment B, 11-14.

¹³⁷ “Three New England nuclear plants set to reopen in 1998”, Knight-Ridder/Tribune Business News, 5 de enero, 1998.

¹³⁸ El bagazo es lo que queda de la caña de azúcar cuando se le ha extraído el jugo. El término “bagazo” se emplea también para designar desechos agrícolas similares.

Tecnología	Costo de capital (\$/kW)	Costos variables (\$/kWh)	Costos de energía nivelados (\$/kWh)
Eólica	900	0.009	0.06
Bagazo	900 - 1,500	0.005 - 0.01	0.05 - 0.08
Hidráulica	1,000 - 4,000	0.01	0.037 - 0.136
Geotérmica	1,000 - 4,000	N.A.	0.03 - 0.075
Solar PV	2,000 - 7,650	0.005 - 0.07	0.25 - 3.00
Carbón*	1,300	0.025	0.051
Gas natural CC	450	0.02	0.03

*Carbón pulverizado con desulfuración de gas.

Fuente Eenergy International Corporation and Battelle, Pacific Northwest Laboratory, Financing Renewable Energy and Energy Efficiency in Emerging Markets: A Targeted Fund for Project Development (Washington: EIC, Nov. 1997): 35.

El principal desafío que enfrenta el sector de los recursos renovables al proponerse una mayor participación en el mercado es el de incorporar a éste las ventajas ambientales y de eficiencia de generación. Actualmente las características positivas de los recursos renovables, como su menor impacto en el medio ambiente, su menor exposición a las fluctuaciones del precio de los combustibles y su menor dependencia de los combustibles importados, no se reflejan adecuadamente en el mercado. Aunque las ventajas de los recursos renovables se transfieren al público en general, el precio de mercado no permite que los dueños del proyecto obtengan ganancias a partir de esas ventajas.

Esta situación podría cambiar merced a una nueva reglamentación, incentivos fiscales adicionales, una mayor demanda pública de energía ecológica o una combinación de estos factores. El uso de recursos renovables cuenta ya con algunos incentivos fiscales, como el crédito fiscal a la inversión (CFI) en algunos estados de Estados Unidos. Entre los acontecimientos prometedores que se han dado en el sector desregulado de la electricidad están los requisitos de cartera y los programas de “fijación ecológica de precios” en varias empresas de servicios públicos de Estados Unidos.¹³⁹ Al mismo tiempo, otros avances tecnológicos y las reducciones en los costos por el lado de los suministros, o el incremento a los precios del gas natural y del carbón, conferirían competitividad a los recursos renovables y estimularían el desarrollo de nuevas plantas a base de recursos renovables.

(i) Tendencias en el uso de los recursos renovables

Muchos analistas en energía no consideran las plantas hidroeléctricas a gran escala como un recurso “renovable”, toda vez que la construcción de tales instalaciones supone la alteración permanente de los ecosistemas locales y la gama de otros efectos ambientales que se detallaron al tratar la energía hidroeléctrica. Sin embargo, hablando en sentido estricto, las instalaciones hidroeléctricas dependen de caídas de agua renovables por cuanto que la planta no los va agotando progresivamente, como ocurre con el carbón y los combustibles fósiles que se consumen en otras plantas como recursos no renovables. En el presente estudio se usa esta definición “más amplia”, pero se hace la diferencia entre recursos renovables hidráulicos y no hidráulicos.

Estados Unidos

En Estados Unidos, la capacidad generadora de electricidad a partir de recursos renovables (definidos de una manera amplia, incluyendo las hidroeléctricas y el almacenamiento por bombeo) era apenas inferior a 94,000 MW en 1996, alrededor del 12 por ciento de la capacidad instalada total. La capacidad a base de recursos renovables distinta de la hidroeléctrica totalizó casi 15,400 MW, representando apenas 1.9 por ciento del total.¹⁴⁰ Entre 1992 y 1994, la capacidad total a base de recursos renovables creció 4.7 por ciento, de 89,353 MW a 93,590 MW; en 1994 la capacidad a base de recursos renovables distintos de los hidráulicos llegó a su nivel más alto entre 1992 y 1996, a casi 15,550 MW. De 1994 a 1996 la

¹³⁹ Véase más adelante el comentario correspondiente a “Organización social”.

¹⁴⁰ EIA, *Renewable Energy Annual – 1997* (Washington, DC: DOE, 1997): 12 (Cuadro 7).

capacidad total a base de recursos renovables creció muy ligeramente, menos del 0.5 por ciento, y el crecimiento en la capacidad hidroeléctrica y eólica compensó los descensos en la producción geotérmica y a partir de biomasa, en tanto la energía solar permaneció inalterada.

Los análisis de la EIA en cuanto a las tendencias futuras indican que para el periodo comprendido entre 1996 y 2005 se espera instalar sólo una reducida cantidad de capacidad a base de recursos renovables no hidráulicos, cuando mucho 380 MW.¹⁴¹

Por lo que se refiere a la generación, las fuentes renovables no hidráulicas de energía eléctrica han cobrado importancia, sobre todo en el sector industrial (incluidos cogeneradores, productores independientes y pequeños productores). Sin embargo, entre las empresas de servicios públicos eléctricos ha disminuido el empleo de recursos renovables no hidráulicos. En 1996, la generación del subsector industrial (distinto del de servicios públicos) totalizó 94.2 TWH, de los cuales la biomasa aportó 65 por ciento, la hidráulica 17 por ciento y la geotérmica 11 por ciento. La energía eólica representó 3.7 de la generación total fuera de las empresas de servicio público. Entre éstas, los diferentes recursos se distribuyen de forma menos pareja: la energía hidroeléctrica representa el 97 por ciento de la generación total, la geotérmica 1.5 por ciento y la biomasa 0.5 por ciento.

En total, la biomasa aporta el grueso de la generación no hidráulica en los sectores industrial (que no es de servicios públicos) y el de servicios públicos. Representó el 75 por ciento de los 84.7 TWH de generación a partir de recursos renovables no hidráulicos en 1996. En ese año la energía geotérmica aportó el 19 por ciento y la eólica el 4 por ciento. En síntesis, entre 1992 y 1996 aumentó la generación a partir de biomasa, energía eólica y energía solar, al tiempo que disminuyó la generación a base de energía geotérmica. El aprovechamiento de la energía eólica y solar aumentó al menos 20 por ciento durante ese periodo, en tanto que el de la geotérmica cayó hasta en un 2.5 por ciento. La producción hidroeléctrica aumentó casi 38 por ciento durante el mismo periodo (véase Cuadro 8).

Informes de mercado recientes indican que la generación de energía a partir de recursos renovables no hidráulicos podría crecer más rápidamente que lo predicho por la EIA en 1996. En California, donde la actividad comercial ha aumentado notablemente, adelantándose a la competencia al menudeo a partir del 1 de enero de 1998, Edison Source, división de Edison International Co., ofrecerá EarthSource, producto desarrollado con el 50 o el 100 por ciento de electricidad generada a partir de recursos renovables. Los productores independientes de energía (PIE) se preparan también para enfrentar la demanda proyectada. En noviembre, Enron Corp. anunció que construirá en el sur de California una granja eólica que suministre energía para su propio producto, Enron Earth Smart Power.¹⁴² Las compañías más pequeñas se apresuran también a ingresar al mercado. Green Mountain Energy Resources, con sede en Vermont, también ofrecerá electricidad generada ecológicamente.¹⁴³

Las ofertas de mercado de estas y otras compañías serán examinadas a través del programa conocido como "Green-e". Este programa ha creado un sistema de certificación voluntaria ampliamente usado para los servicios eléctricos al menudeo en California. Green-e garantiza un mínimo del 50 por ciento de energía generada a partir de recursos renovables y su compromiso de verificar rigurosamente las características que los productores anuncian respecto del contenido de su producto. Entre los procesos de monitoreo se requerirá un affidavit firmado, que incluye un código de conducta corporativa y medidas de verificación por parte de las autoridades corporativas responsables, antes de otorgar la certificación. Habrá auditorías externas de tipo financiero que se encarguen de examinar permanentemente las actividades. La CRS colaborará también con los organismos del Estado y los reguladores en la obtención de datos complementarios y la verificación de las características que se anuncian en relación con el producto.¹⁴⁴

¹⁴¹ EIA, *Inventory of Power Plants in the United States – 1995* (Washington, DC: DOE, 1996): Cuadro 17.

¹⁴² "Enron announces the construction of new wind farm in Riverside County to generate power for California consumers", *Daily Power Report*, 19 de noviembre, 1997.

¹⁴³ "Utility deregulation stokes surge of 'green power' ads", *Daily Power Report*, 19 de diciembre, 1997.

¹⁴⁴ Karl Rabago, Fondo para la Defensa Ambiental, comunicación personal, 14 diciembre, 1997.

Cifras en GWH	1992	1993	1994	1995	1996	Variación(%)
Sector industrial						
Biomasa	53,606.8	55,745.7	57,391.5	56,975.2	62,107.0	15.9
Geotermia	8,577.8	9,748.6	10,122.2	9,911.6	11,014.7	28.4
Hidroeléctrica	9,446.4	11,510.7	13,226.9	14,773.8	16,711.8	76.9
Solar	746.2	896.7	823.9	824.1	908.1	21.7
Eólica	2,916.3	3,052.4	3,481.6	3,185.0	3,507.3	20.3
Sector público						
Biomasa	2,092.9	1,990.4	1,988.2	1,649.1	1,967.0	-6.0
Geotermia	8,103.8	7,570.9	6,940.6	4,744.8	5,233.9	-35.4
Hidroeléctrica convencional	243,736.0	269,098.3	247,070.9	296,377.8	331,935.5	36.2
Solar	3.1	3.8	3.4	3.9	3.1	0.0
Eólica	0.3	0.2	0.3	11.0	10.1	3,266.7
Importaciones y exportaciones						
Geotermia (importación) convencional	889.8	877.0	1,172.1	884.9	649.5	-27.0
Hidroeléctrica (importación) convencional	26,948.4	28,558.1	30,478.8	28,823.2	33,359.9	23.8
Hidroeléctrica (exportación)	3,254.2	3,938.9	2,806.7	3,059.2	2,336.3	-28.2
Resumen						
Biomasa	55,699.7	57,736.1	59,379.7	58,624.3	64,074.0	15.0
Geotermia	16,681.6	17,319.5	17,062.8	14,656.4	16,248.6	-2.6
Hidroeléctrica	253,182.4	280,609.0	260,297.8	311,151.6	348,647.3	37.7
Solar	749.3	900.5	827.3	828.0	911.2	21.6
Eólica	2,916.6	3,052.6	3,481.9	3,196.0	3,517.4	20.6
Renovables totales (excepto comercio)	329,229.6	359,617.7	341,049.5	388,456.3	433,398.5	31.6
Renovables totales no hidráulicos	76,047.2	79,008.7	80,751.7	77,304.7	84,751.2	11.4

Fuente: EIA, *Renewable Energy Annual 1997*, Cuadro 4.

No está claro si la demanda de productos energéticos de marca será lo suficientemente fuerte para sostener el crecimiento de la capacidad de generación a base de recursos renovables en California y otros lugares, como Maine, donde las medidas desregulatorias comprenden disposiciones sobre la capacidad estatal a base de recursos renovables. La demanda real no se sabrá hasta que se permita que actúen los mercados, pero existen indicios de que podría ser considerable. En Massachusetts, el 31 por ciento de los consumidores residenciales de un programa piloto prefirió el suministro eléctrico de origen ecológico.¹⁴⁵ Además, los estudios y la práctica en una comunidad de Michigan indican que los consumidores están dispuestos a pagar hasta 10 por ciento más por electricidad "ecológica". En otros estados se han implantado también programas análogos. Hasta julio de 1997 eran 17 las compañías reguladas de servicios públicos en Estados Unidos que ofrecían servicios ecológicos a sus clientes.¹⁴⁶

Canadá

El principal recurso canadiense en el sector renovable, en su definición amplia, está en la energía hidroeléctrica, que suministra el 56 por ciento de la capacidad instalada total. En 1996, los 1,390 MW de capacidad a base de recursos renovables no hidroeléctricos constituyeron el 1.2 por ciento del total. Las restricciones fiscales a la investigación, el desarrollo y la demanda marginal de las tecnologías solar y eólica han obstaculizado el desarrollo de otros recursos renovables en Canadá. Además, las reglas que regulan las ventas de energía a las compañías de servicios provinciales por parte de los generadores que no tienen carácter de empresa de servicios públicos, muchos de los cuales usan recursos renovables, especialmente sistemas de cogeneración eléctrica a base de biomasa, pueden haber limitado también la explotación de recursos renovables en Canadá.

¹⁴⁵ EIA, "Status of state electricity utility deregulation activity, as of 31 October 1997", Internet: < www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html >.

¹⁴⁶ Estas son: Sacramento Municipal Utility District, Traverse City Light and Power, Public Service Company de 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 and Portland General Electric. Véase "Research Report", Proyecto de Política sobre Energía a partir de Recursos Renovables, Universidad de Maryland (julio, 1997).

El Ministerio del Medio Ambiente de Canadá puso en marcha un programa de etiquetas para el consumidor al que llamó el “Ecologo”. En noviembre de 1996 se concedió a la Ontario Hydro el derecho de usar el logo en su programa de Adquisición de Energía Ecológica. Los consumidores comerciales que adquieren el 25 por ciento de sus recursos energéticos de un proveedor ecológico pueden exhibir el logo en sus establecimientos, el membrete de la compañía, tarjetas de presentación, productos y propaganda impresa. Los recursos ecológicos se definen como las fuentes de energía renovable limpia, como la solar, la eólica, la biomasa, el biogás, el gas de relleno sanitario y la minihidráulica (plantas hidroeléctricas de menos de 20 MW).

México

Comparado con sus socios del TLC, en México el desarrollo de los recursos renovables no hidroeléctricos es más extenso si se considera como porcentaje del total de la capacidad instalada. Aun así, los recursos renovables desempeñan una función menor en el sector eléctrico mexicano. Las principales fuentes alternativas de la CFE y la industria mexicana en general son la generación eólica, la solar, la geotérmica y la hidroeléctrica en pequeña escala. En 1996, la capacidad hidroeléctrica representó el 28 por ciento de la capacidad instalada y el 14 por ciento de la producción en 1994, mientras que la geotérmica y la eólica, principales recursos no hidráulicos en uso, representaron poco más del 2 por ciento de la capacidad instalada total y el 4 por ciento de la producción total de electricidad (véase Anexo F). La energía solar se ha usado ampliamente en la electrificación rural en más de 60,000 unidades aisladas, y sigue siendo una promesa para las regiones más remotas del país.

f. Cogeneración, manejo de la demanda (DSM, en inglés) y otras medidas de eficiencia energética

Las oportunidades para mejorar la eficiencia energética son considerables en toda América del Norte, aunque tal vez sean más notorias en México, donde existen numerosas oportunidades para la cogeneración en las instalaciones industriales, así como para la puesta en marcha de programas cuyo fin sea impedir el desperdicio de electricidad, gas y otros recursos energéticos. Sin embargo, en términos absolutos, el potencial de cogeneración en Estados Unidos es mucho mayor que en México y Canadá.

En general, la existencia de numerosas oportunidades para el ahorro de energía a través de la cogeneración refleja las ineficiencias relativas de los equipos viejos y en mal estado de muchas instalaciones industriales de México. Pero, lo que es más importante, el marco regulador apenas recientemente ha permitido la generación de energía a la iniciativa privada, ya sea a través de la cogeneración o por otros medios. Esto ocurrió en 1993 y, con la crisis del peso de 1995-1996, las actividades de desarrollo de proyectos iniciadas durante 1993-1994 se abandonaron o suspendieron temporalmente. Mientras tanto, en Estados Unidos, las reformas regulatorias emprendidas en los años setenta hicieron de la cogeneración una oportunidad financiera viable. En Canadá, algunas provincias introdujeron cambios regulatorios durante los años ochenta, así como en épocas más recientes.

Si se comparan los comportamientos de los tres países en lo que se refiere al ahorro de energía, con base en programas de manejo de la demanda y otros de eficiencia energética, se verá que México queda a la zaga de sus socios del TLC respecto de sus ahorros energéticos en relación con la demanda pico, aunque los supera en lo tocante al ahorro energético como parte de la generación total.¹⁴⁷ Los pronósticos del desempeño mexicano apuntan a una rápida mejora en el ahorro de energía y la demanda pico en comparación con Estados Unidos y Canadá, con niveles de desempeño que exceden a los proyectados para los otros dos países del TLC (véase Cuadro 9).

(i) México

Cogeneración. El potencial de cogeneración en México refleja la relativa novedad de las regulaciones que permiten a la industria privada generar energía para su venta dentro de la red de distribución. Las modificaciones a la regulación del gas natural han ampliado también las perspectivas de la cogeneración. Antes de la desregulación de 1995 era imposible garantizar un contrato a largo plazo de suministro de gas, parte esencial para establecer un proyecto viable de cogeneración que fuera financiado por bancos comerciales o incluso internamente por muchas compañías.

¹⁴⁷ La cifra del 3.8 por ciento de ahorro energético tiende también a atenuar el desempeño, ya que es un dato de 1994 en comparación con la generación de 1995.

Según una investigación realizada por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae), el potencial de cogeneración en México está entre 7,500 y 14,200 MW de capacidad nueva, dependiendo de los supuestos aplicados en el análisis. De esta capacidad potencial, la Conae estima que las instalaciones industriales representan el 68 por ciento; las refinerías y otras instalaciones del sector del gas y del petróleo operadas por Petróleos Mexicanos (Pemex), el 21 por ciento, mientras que las instalaciones comerciales al menudeo representan el resto.¹⁴⁸

Existen importantes factores estructurales y macroeconómicos que han impedido el desarrollo de la cogeneración en México. No obstante la posibilidad de la inversión privada bajo las nuevas reglas del sector eléctrico, existen relativamente pocos casos afortunados de proyectos de cogeneración con contratos para suministrar energía a la CFE. Según los contratistas mexicanos y estadounidenses, esto refleja las dificultades inherentes a la negociación de contratos de venta con la CFE; se sabe que igualmente difícil es negociar precios atractivos en los contratos de uso de sus redes de transmisión.

Cuadro 9 Efecto comparativo de los programas de eficiencia energética en América del Norte

Ahorro estimado	1995		2000 ^a		2005 ^a		2010 ^a	
	Total	(%)	Total	(%)	Total	(%)	Total	(%)
Capacidad								
Canadá	4,942	5.7	5,708	5.9	-	-	6,617	6.0
Estados Unidos ^b	29,561	4.8	36,425	5.5	-	-	-	-
México	732	3.0	1,939	6.5	2,536	6.6	-	-
Energía (GWH)								
Canadá	4,611	0.9	12,247	2.2	-	-	17,528	2.8
Estados Unidos ^b	57,421	1.7	71,800	2.0	-	-	-	-
México ^c	5,485	3.8	7,920	4.6	9,939	4.4	-	-
Demanda y generación	1995		2000		2005		2010	
	Total		Total		Total		Total	
Demanda pico (GW)								
Canadá	87,220		96,044		102,382		110,838	
Estados Unidos ^d	616,790		665,526		724,308		-	
México	24,465		29,729		38,136		-	
Generación (GWH)								
Canadá	534,869		567,070		592,200		623,911	
Estados Unidos	3,351,093		3,556,242		3,893,844		-	
México	143,776		173,004		225,474		-	

^a Estimados.

^b Estimados para el año 2000 de la EIA, "US Electric Utility Demand-Side Management: Trends and Analysis".

^c Las cifras de ahorro energético se tomaron del FIDE, *Memorias, 1990-1994*.

^d La demanda pico es de 1996 (verano).

Fuentes: CFE, *Documento de prospectiva y FIDE, Memorias, 1990-1994*. CEA, *Electric Power in Canada, 1995*NERC, Internet: < www.nerc.com >, y EIA.

Además, aunque han aumentado para compensar la inflación de 1995-1996, las tarifas que cobra la CFE a las industrias por el suministro siguen por debajo del costo marginal de producción a largo plazo. Dichas tarifas dejan, si acaso, muy poco margen si se comparan con el costo efectivo de generación que suele asociarse con los proyectos de cogeneración. Desde la devaluación del peso de diciembre de 1994, estos factores a menudo han hecho difícil que quienes proponen proyectos concientizan a los industriales de invertir en instalaciones de cogeneración.

Manejo de la demanda. Para lograr eficiencia energética existen otras oportunidades muy socorridas en México. Al respecto, la Conae, conjuntamente con el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (Fide), financiado en parte por la CFE, ha hecho importantes avances en lo que se refiere a concientizar a los industriales sobre los beneficios económicos de los proyectos

¹⁴⁸ Conae (1995), *Potencial nacional de cogeneración – 1995* (SE: México): 13-16.

de eficiencia energética. Los ahorros de energía han sido considerables. El FIDE estima que entre 1990 y 1994 sus programas han arrojado un equivalente anual de ahorro en electricidad de más del 3 por ciento del consumo total, lo que en 1994 equivalió a unos 5,485 GWH.¹⁴⁹

(ii) *Estados Unidos*

Cogeneración. Los proyectos de cogeneración desempeñaron un papel importante en el surgimiento de los productores independientes de energía (PIE) en Estados Unidos, tras las modificaciones al decreto PURPA, de 1978. Conforme al PURPA, las empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas privados (conocidas como IOU en inglés) deben comprar energía a generadores exentos de las normas de la FERC, al costo eludible de las propias empresas IOU, lo que conduce al rápido crecimiento de la generación en las llamadas “instalaciones calificadas” (QF, por sus siglas en inglés), como se conoce a los productores independientes exentos. Resulta complejo clasificar a los generadores que no tienen carácter de empresa de servicios públicos (NUG, como se les conoce en inglés) de Estados Unidos, pero pueden catalogarse de la siguiente manera:

- Bajo el rubro QF PURPA están los cogeneradores y pequeños productores de energía que emplean primordialmente recursos renovables.
- A results de la Ley de Política Energética se creó una nueva clase de NUG conocida como los generadores exentos al mayoreo (EWG, por sus siglas en inglés), entre los cuales están los productores afiliados a una empresa independiente (o APP, siglas en inglés de productores de energía afiliados) y los PIE.¹⁵⁰

A mediados de los años ochenta, cuando los precios del petróleo cayeron a niveles próximos o inferiores a los registrados antes de las crisis petroleras, se habían construido numerosas instalaciones de cogeneración. Al presente, la capacidad de las empresas sin carácter de empresas de servicios públicos de Estados Unidos, el 66 por ciento de la cual es suministrada por instalaciones calificadas de cogeneración, alcanza un total de 68,460 MW, aproximadamente el 9 por ciento de la capacidad total instalada. En 1996, los productores sin carácter de empresa de servicios públicos generaron casi el 12 por ciento del total de energía en el país.¹⁵¹ El combustible más socorrido es el gas natural, que representa el 41 por ciento de la capacidad, seguido por las instalaciones a base de petróleo o petróleo y gas (18 por ciento), desechos madereros (15 por ciento), carbón (15 por ciento) y otros recursos renovables (12 por ciento).¹⁵²

Desde 1986, la cogeneración no ha resultado una inversión tan atractiva como lo fue durante el periodo que siguió a las conmociones petroleras. Sin embargo, se han construido y seguirán construyéndose nuevas instalaciones cogeneradoras. Recientemente la Occidental Energy Ventures y la Conoco Global Power anunciaron haber conseguido el financiamiento de instalaciones de cogeneración a base de gas de 440 MW en un sitio de Texas próximo a dos plantas químicas propiedad de las compañías matrices de cada contratista, OcciChem y DuPont; y la Rolls-Royce anunció haber ganado un contrato de 7 millones de dólares canadienses para construir una planta de cogeneración de 29 MW, a base de gas, en el London Health Sciences Centre, un hospital localizado en Londres, Ontario.¹⁵³

Manejo de la demanda. Desde principios de los años ochenta, las actividades de manejo de la demanda emprendidas por las empresas de servicios públicos en Estados Unidos han permitido ahorros considerables de energía y capacidad. El impulso original de tales programas obedece a la legislación federal de mediados de los años setenta y de los organismos reguladores estatales, que favorecieron cada vez más el manejo de la demanda para ampliar la capacidad de generación por razones ambientales y económicas. Por lo tanto, estaban dispuestos a permitir que las empresas de servicios públicos recuperaran los costos de inversión en manejo de la demanda, al igual que les habían permitido recuperar inversiones en otras plantas y equipos. Para el año 1995, la EIA informó ahorros de energía de 57,420 GWH en 583 grandes empresas de servicios públicos, con reducciones de capacidad de aproximadamente 29,560 MW.¹⁵⁴ Dado que estas cifras corresponden a una parte de

¹⁴⁹ FIDE (1995), *Memorias, 1990-1994* (FIDE: México): 61.

¹⁵⁰ CFE y Proyecto Salt River, *et al.*, *op. cit.*: 13.

¹⁵¹ Departamento de Energía de Estados Unidos (1997), *Monthly Energy Review* (octubre): 94.

¹⁵² *Ibid.*, 13.

¹⁵³ “Power units of Occidental and Conoco to build Texas cogeneration facility”, *Daily Power Report*, 9 de enero, 1998, y “Rolls-Royce wins CS7 million hospital cogeneration project”, *Daily Power Report*, 7 de enero, 1998.

¹⁵⁴ EIA (1996), Electric Operating and Financial Data Branch, “US electric utility demand-side management 1995” (Washington, DC: DOE): 4. Internet: < www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/pub_summaries/dsm_sum.html > .

la cantidad total de empresas de servicios públicos y generadoras del país, tienden a dar una idea pobre de los ahorros totales de energía y capacidad.

Con base en los datos de la EIA derivados de los sondeos de empresas de servicios públicos, los ahorros de energía y las reducciones de cargas pico aumentaron de 1993 a 1994, pero a un ritmo más lento que en los años anteriores. Lo que es más importante, los gastos de las empresas de servicios públicos en programas de manejo de la demanda disminuyeron aproximadamente 1 por ciento, de 2.74 miles de millones de dólares estadounidenses registrados en 1993 a 2.72 miles de millones de dólares, primera disminución observada por la EIA desde que empezó a reunir esos datos.¹⁵⁵ Otra medida del efecto de los programas de manejo de la demanda fueron las reducciones potenciales de carga pico,¹⁵⁶ pues éstas disminuyeron en 1994 respecto de 1993, lo que acaso refleje cambios en las prácticas informativas de las empresas de servicios públicos, reducciones de algunas actividades de manejo de la demanda que han dejado de ser costeables o que ocasionan efectos negativos en las tarifas, y desviaciones de las deducciones y otros incentivos financieros. Luego de explicar los cambios informativos en las compañías públicas, la EIA informa que las cifras relativas a las reducciones potenciales de carga pico en 1995 representan un descenso en comparación con 1994. Sin embargo, los datos de la encuesta no presentan testimonios concluyentes de que la competencia tenga que ver necesariamente con este cambio.

Para el periodo posterior a 1995, los análisis de la EIA indican que los gastos relativos al manejo de la demanda disminuirán más lentamente que los ahorros de energía y los efectos de carga pico de los programas. En efecto, los costos del manejo de la demanda en 1995 parecen haber bajado ligeramente en relación con 1994. Además, las evaluaciones del desempeño en el manejo de la demanda indican que los programas de las empresas de servicios públicos han ido ganado en eficiencia, llevando en ciertos casos el costo de los ahorros por kWh hasta 2 centavos por kWh.

La principal incertidumbre respecto a los programas de manejo de la demanda es si la reestructuración hará más o menos atractivos éstos y los de eficiencia energética. El estudio pormenorizado de este problema rebasa los alcances del presente documento, pero pueden hacerse las siguientes observaciones generales:

- Durante varios años los problemas se han entendido asociados con los programas de eficiencia energética, lo que refleja la disposición de datos sobre dichos programas en diversos mercados industriales. En general, las fallas del mercado son evidentes debido a la información incompleta disponible para el consumidor, a los pocos incentivos a los propietarios para que inviertan en eficiencia energética cuando sus inquilinos pagan la cuenta de la luz, y a las pérdidas de eficiencia cuando no se tienen en cuenta decisiones importantes antes de la construcción.¹⁵⁷ No es probable que estos problemas cambien a consecuencia de la reestructuración eléctrica, sino más bien como resultado de programas de incentivos, mejoras técnicas en la eficiencia de los aparatos eléctricos (impulsadas por políticas gubernamentales o corporativas), y a otras tendencias del mercado.
- En general, si los reguladores quieren que continúen las inversiones en manejo de la demanda, deben establecer mecanismos de recuperación de la inversión e incentivos financieros adecuados para lograr una industria de servicios públicos reestructurada, donde el monopolio regulado ya no sea responsable de la satisfacción de las necesidades de electricidad. Entre las opciones prometedoras están los llamados “cargos a los beneficios del sistema”, que son cargos no transferibles a los servicios de distribución que suscriben inversiones en todo el sistema en mejoras costeables de eficiencia energética.
- La reducción en los precios de la electricidad hará disminuir el número de programas de manejo de la demanda costeables, y las recientes tendencias hacia precios más bajos pueden explicar la disminución de las actividades de manejo de la demanda en Estados Unidos. Las proyecciones de los precios de la electricidad en Estados Unidos en los mercados reestructurados hacen pensar que los precios disminuirán en el corto a mediano plazo.¹⁵⁸ De igual manera, en el mediano plazo se espera que los incrementos de capacidad sean relativamente limitados, como reflejo del exceso de capacidad en los mercados regionales. Sin embargo, el continuo crecimiento de la demanda,

¹⁵⁵ EIA (1996), Electric Operating and Financial Data Branch, “US electric utility demand-side management: trends and analysis” (Washington, DC: DOE): 4. Internet: < www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_dsm/contents.html > .

¹⁵⁶ Las reducciones potenciales de carga máxima miden las reducciones pronosticadas con base en proyecciones, frente a las reducciones de carga máxima basadas en datos de operación anual.

¹⁵⁷ EIA (1995), “US Electric Utility Demand-side Management”: 10. También, Swisher, Joel (1996), “Regulatory and mixed policy options for reducing energy use and carbon emissions”, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 1 (Bélgica: Kluwer): 26-27.

¹⁵⁸ Véase EIA (1997), “Electricity prices in a competitive environment” (Washington, DC: DOE): 26-31.

alentado por precios más bajos, inevitablemente conducirá a una carestía de la capacidad, por lo que se hará necesaria la inversión en nuevas instalaciones generadoras y la mejora de los sistemas de transmisión y distribución. Con todo, en un sector reestructurado, los indicadores de precios tendrán que ser suficientes como para garantizarles a los inversionistas rendimientos razonables a precios de mercado variables e inciertos. En estas circunstancias, así como en el caso de los incrementos repentinos en los precios de combustible, ciertas actividades dirigidas de manejo de la demanda (sobre todo en vista de los bajos costos por kWh asociados con los programas actuales) y las inversiones distribuidas de los recursos pueden redituar beneficios considerables.¹⁵⁹ Así pues, el decaimiento del manejo de la demanda, más que permanente, puede ser cíclico.

- La tendencia de los precios de la electricidad hacia tarifas basadas en los costos marginales propenderá a reducir los efectos financieros negativos asociados con los programas de manejo de la demanda puestos en práctica bajo la regulación. Análisis recientes han confirmado que los cambios en los diseños de las tarifas han reducido las pérdidas financieras experimentadas por las empresas de servicios públicos a consecuencia de los programas de manejo de la demanda. Esto indica que las estructuras de tarifas más eficientes que las empresas de servicios públicos se verán forzadas a adoptar, a medida que aumente la competencia, probablemente reducirán los factores desalentadores asociados con los programas de manejo de la demanda e incluso podrían convertirse en fuente de ventaja competitiva, puesto que en algunos casos los cambios en el diseño de las tarifas arrojaron costos promedio menores en los programas de manejo de la demanda durante los periodos en que estuvieron vigentes tales medidas.¹⁶⁰ No está claro hasta qué punto se presentará este efecto en el sector reestructurado.
- A medida que se reestructure el sector de servicios, las compañías podrán percatarse de que los servicios de energía en paquete, con medidas de eficiencia incluidas, pueden resultar competitivos. Dichos servicios pueden incluir medidas de eficiencia energética más tradicionales, pero también estrategias más avanzadas, como el empleo de sistemas de medición que ofrezcan al consumidor precios más acordes con el tiempo de servicio y el tiempo real, programas interactivos de manejo de la carga y detalles relativos a los servicios de información energética, con recomendaciones sobre las estrategias en el manejo de la demanda para mejorar la eficiencia.¹⁶¹
- Los reguladores de los estados que han emprendido la desregulación han incluido cláusulas relativas a las partidas destinadas a apoyar los programas de eficiencia energética. Además, las empresas de servicios públicos de diversos lugares de Estados Unidos han formado consorcios para apoyar programas de eficiencia energética dirigidos a la creación de mercados sustentables para productos de eficiencia energética. En conjunto, tales programas también pueden reducir el costo de los ahorros de energía a largo plazo.¹⁶²

(iii) Canadá

Cogeneración. En Canadá la cogeneración proporciona aproximadamente el 30 por ciento de la capacidad total no generada por empresas de servicios públicos, lo que representaba aproximadamente 8,714 MW en 1995, o 7.5 por ciento de la capacidad total instalada. En 1995 las empresas NUG produjeron más de 58,500 GWH de electricidad, pero una parte relativamente pequeña de esto (19 por ciento) se vendió a las empresas de servicio público.¹⁶³ En Canadá, las NUG están integradas por seis generadores industriales (localizados en el territorio de Yukón y en todas las provincias, salvo la Isla del Príncipe Eduardo), compañías menores (localizadas en Terranova, Nueva Brunswick, Quebec, Ontario y Columbia Británica) y PIE (localizados en todas las provincias excepto Manitoba, la Isla del Príncipe Eduardo y Terranova; tampoco se encuentran en los territorios del Yukón ni en los del noroeste).¹⁶⁴ Los generadores industriales son, con mucho, el grupo más importante, pues representan 75 por ciento de la capacidad y 73 por ciento de la generación total.

Los precios a los que los generadores que no tienen carácter de empresa de servicios públicos (NUG, en inglés) pueden vender energía a las empresas de servicios públicos provinciales varían enormemente de una provincia a otra, dependiendo de

¹⁵⁹ EIA (1995), "US electric utility demand-side management": 11. También, Swisher, Joel y Ren Orans (1995), "The use of area-specific utility costs to target intensive DSM campaigns", *Utilities Policy* 5, núm. 3-4 (Reino Unido: Elsevier, 1996): 185.

¹⁶⁰ EIA (1995), "US electric utility demand-side management": 13.

¹⁶¹ *Ibid.*, 4-15.

¹⁶² *Ibid.*, 4.

¹⁶³ CEA, "Electric Power in Canada: 1995", 143.

¹⁶⁴ *Ibid.*, 146-147.

los arreglos regulatorios vigentes. En el caso de Ontario, que representa el 70 por ciento de las ventas totales de los generadores NUG, los precios de los recursos renovables o de alta eficiencia se negocian en los casos de los proyectos que suministran más de 5 MW, mientras que los proyectos más pequeños reciben precios de entre 6.5 y 7.3 centavos de dólar canadiense por kWh de generación pico en verano e invierno. Los precios de las cargas por debajo del valor pico están entre 1.9 y 3 centavos de dólar canadiense por kWh. Existen otros mecanismos de fijación de precios disponibles en contratos a largo plazo que proporcionan precios ligeramente menos favorables que los de los recursos renovables o de alta eficiencia.¹⁶⁵

Otras compañías provinciales, como la Hydro-Quebec y BC Hydro, ofrecen precios atractivos y arreglos contractuales, dependiendo de su necesidad de capacidad externa. En su mayor parte, los precios se calculan usando principios de costo eludible, suministrando así a las empresas de servicios públicos recursos adicionales a un costo igual o inferior al de la generación futura de sus propias instalaciones.

En el futuro, las compañías canadienses esperan cierto incremento en las compras de energía a los NUG. La cantidad de generación de los NUG es relativamente pequeña, sobre todo si se compara con la de los NUG de Estados Unidos. Sin embargo, parece haber mayor disposición de los planificadores de la electricidad a incorporar la generación de los NUG en los planes de expansión de largo alcance, especialmente cuando la capacidad de los NUG es proporcionada por recursos renovables, plantas generadoras a base de desechos, o mediante tecnologías más eficientes que el promedio ofrecido por los recursos base de las empresas de servicios públicos.¹⁶⁶

Conforme a las proyecciones industriales presentadas por la CEA, se espera que la capacidad suministrada por las empresas menores de servicios públicos y los productores independientes de energía (sin contar los generadores industriales) crezca 43 por ciento entre 1995 y 2000, y un 8 por ciento adicional entre 2000 y 2010, ocurriendo la mayor parte de ese crecimiento (66 por ciento) durante este último periodo en las instalaciones hidroeléctricas (principalmente a escala pequeña) y de cogeneración (22 por ciento). El resto lo conformarían la capacidad térmica distinta de la de cogeneración (6 por ciento) y la capacidad a base de recursos renovables no hidráulica (5 por ciento). Correlativamente, aumentaría la generación de las pequeñas empresas de servicios públicos y de los productores independientes, con un incremento entre 1995 y 2000 calculado en 39 por ciento a 21,380 GWh, o 3.7 por ciento del total pronosticado. La generación de estas dos clases de productores se espera que aumente otro 8.3 por ciento entre los años 2000 y 2010, aportando la misma cuota de generación total.¹⁶⁷

Manejo de la demanda. Durante decenios las actividades de manejo de la demanda han sido ampliamente conocidas por los consumidores públicos e industriales de Canadá en la forma de cuotas interrumpibles e investigaciones sobre la eficiencia de los sistemas de alumbrado. Las empresas canadienses de servicios públicos han incrementado sus actividades en este renglón desde los años ochenta. Se ha desarrollado todo un surtido de programas y formas de cooperación entre las empresas de servicios públicos y las autoridades federales. En 1995 los ahorros estimados en capacidad equivalían a 4,942 MW, aproximadamente el 4 por ciento de la capacidad instalada total y 5.7 por ciento de la demanda máxima total.

Hydro-Quebec fue líder en ahorro de capacidad, al informar reducciones de 2,940 MW en carga pico, seguida por Ontario Hydro con 771 MW, y Alberta con 466 MW.¹⁶⁸ Los ahorros representan 9 por ciento de la demanda pico en Quebec, 3.3 por ciento en Ontario y 4.4 por ciento en Columbia Británica.¹⁶⁹ En el futuro, las empresas canadienses de servicios públicos esperan que las iniciativas de capacidad de carga interrumpible proporcionen la mayor parte de los ahorros de capacidad, seguidas por los programas de cambio de carga, como el programa de energía dual de Hydro-Quebec, en el cual los usuarios pasan de la electricidad a otra fuente de energía durante los periodos de carga pico.¹⁷⁰ Para 1994, el gasto total en programas de manejo de la demanda en Canadá totalizaba 344 millones de dólares canadienses; la Ontario Hydro representaba 163 millones del total, seguida por Hydro-Quebec, con 113 millones, y la BC Hydro con 50 millones.¹⁷¹

El programa de Hydro-Quebec ha obtenido resultados significativos en comparación con otras empresas de servicios provinciales con mayores costos unitarios de electricidad (el precio promedio para toda clase de consumidor en Quebec fue de 3.6 centavos de dólar estadounidense por kWh, en comparación con los 5.6 centavos de dólar estadounidense por kWh en

¹⁶⁵ *Ibid.*, 168-170.

¹⁶⁶ *Ibid.*, 145.

¹⁶⁷ *Ibid.*, 149.

¹⁶⁸ *Ibid.*, 149.

¹⁶⁹ *Ibid.*, 52.

¹⁷⁰ *Ibid.*, 137.

¹⁷¹ *Ibid.*, 138.

Ontario y 3.8 centavos por kWh en Columbia Británica),¹⁷² y con gastos menores. Sin embargo, este logro de Quebec no pone en duda la afirmación de que los precios más bajos de la electricidad llevan necesariamente a ganancias reducidas en eficiencia energética, puesto que la dependencia inusualmente elevada de Quebec de la electricidad como recurso energético (41 por ciento, más de dos veces el promedio nacional de Canadá)¹⁷³ representa muchas más oportunidades de ahorro que en otras jurisdicciones. En efecto, los esfuerzos de Hydro-Quebec se han concentrado más en el cambio de carga y la creación de carga que en mejorar la eficiencia en el uso final de la energía, pero son el mejor testimonio del poder de los incentivos económicos y los programas de normas generales¹⁷⁴ para inducir cambios en los patrones usuario-carga, incluso con precios relativamente bajos para el servicio básico.

Como parte de su programa de sustitución nuclear, la Ontario Hydro incrementará sus actividades de manejo de la demanda. Una reciente licitación pública solicitaba propuestas de dentro y fuera de Ontario para mejorar la eficiencia terminal y para fines de sustitución de energía.

B. Infraestructura física

Por los impactos ambientales que entraña, la infraestructura física es una importante limitación para determinar el efecto probable de reestructurar los mercados de la electricidad en América del Norte. De manera más general, el comercio potencial de electricidad producido por la confluencia de la competitividad y las disposiciones sobre adquisiciones gubernamentales de suministros dentro del TLC con el proceso de reestructuración se ha inhibido a corto plazo, en virtud de restricciones importantes en lo que se refiere a las interconexiones y a la capacidad de transmisión. Con todo, hay indicios de que esas restricciones habrán de superarse a mediano plazo, con muy poco o ningún perjuicio del ambiente natural.

La infraestructura física limita y condiciona el comercio internacional generado por la liberalización acordada en el TLC de diversas maneras. En el nivel micro afecta la amplitud en la que puede distribuirse y comercializarse en la región del TLC la electricidad generada por tecnologías y recursos energéticos alternativos. Las pruebas sobre el efecto del comercio vinculado al TLC pueden verse en los patrones y las presiones de la nueva capacidad de transmisión y en los corredores, evidentes en la relación transfronteriza y en las líneas nacionales de alimentación de los sistemas transfronterizos, así como en los operados con fines puramente nacionales. La nueva infraestructura de generación eléctrica parece aglutinarse en los estados fronterizos, sobre todo a lo largo de la frontera norte de México y en Texas. En el caso de la transmisión de electricidad, a pesar de la capacidad no usada y de las mejoras técnicas a las líneas existentes, entre Estados Unidos y México, y Estados Unidos y Canadá, a mediano plazo se necesita y se está planeando cierto incremento en la capacidad de transmisión. Existen también muchos proyectos nuevos que a menudo suponen el establecimiento de empresas conjuntas entre Estados Unidos, México y Canadá, para los nuevos sistemas de transmisión y distribución de gas a través de la frontera, en parte para alimentar plantas de generación eléctrica a base de combustible.

1. Electricidad

El crecimiento de la infraestructura del sector eléctrico de América del Norte se dará en los ámbitos de la generación, la transmisión y la distribución. En el caso de la infraestructura de generación, parece haber una pauta muy clara de distribución geográfica que coincide bastante bien con el patrón de crecimiento de la demanda y el consumo continental. La nueva capacidad de generación, que tiene más efectos ambientales favorables que las fuentes existentes, parece ocurrir en sitios donde atenuará el daño ambiental.

a. Generación

Se espera que el crecimiento en la capacidad total de generación ocurra más rápidamente en México, seguido por Estados Unidos y luego por Canadá. En México, la CFE planea agregar 13,000 MW de capacidad nueva entre 1998 y 2005, equivalente a un aumento de 35 por ciento a su capacidad instalada de 33,037 MW en 1996.¹⁷⁵ En Estados Unidos, hacia el año 2005, se espera que la capacidad inercial neta haya aumentado 6.1 por ciento o 44,585 MW respecto de los 719,897 MW de 1996.¹⁷⁶

¹⁷² Hydro-Quebec (1997), *Plan Stratégique 1998-2002* (Montreal: HQ): 14.

¹⁷³ Anthony DePalma, "Storm exposes Quebec's 'power' politics", *New York Times*, 15 de enero, 1998.

¹⁷⁴ Hydro-Québec, *op. cit.*: 16.

¹⁷⁵ Véase SE, *Documento de prospectiva del sector eléctrico*: 28.

¹⁷⁶ La capacidad inercial neta es mayor que la capacidad veraniega neta y ambas son más bajas que la capacidad nominal. Véase EIA, *Inventory of Power Plants in the United States - 1995*, Cuadro 17.

Se prevé que la capacidad de generación instalada en Canadá en el año 2005 llegue a 120,622 MW, 4.2 por ciento por arriba de los 115,781 MW registrados en 1996.¹⁷⁷ En general, la distribución de la nueva inversión en capacidad de generación presenta un crecimiento considerable en el norte de México, el sureste y el centro de Estados Unidos y, en Canadá, las provincias del Atlántico, Quebec, Columbia Británica y los territorios del noroeste.

En México, 60 por ciento de la capacidad nueva se planea para el norte del país, especialmente los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Chihuahua y Baja California Norte. Otros estados donde se espera ampliar la capacidad son los de la zona central (Durango, Michoacán, Querétaro, Nayarit y Veracruz) y los estados del sureste: Tabasco, Campeche y Yucatán (véase Anexo F). En Canadá, las zonas que muestran aumentos más rápidos de la capacidad generadora hacia el año 2005 son Columbia Británica, Nueva Escocia, los territorios del noroeste y la Isla del Príncipe Eduardo. Al sumar otros 2,616 MW a su capacidad hidroeléctrica para el año 2010, Quebec también experimentará un crecimiento de dos dígitos respecto de 1996 (véase Anexo F). En Estados Unidos, los resultados de un estudio de las empresas de servicios públicos realizado por la EIA indican que ocurrirán grandes aumentos de la capacidad de generación (volúmenes superiores a los 1,000 MW, cifra equivalente a 2 por ciento de la expansión total de capacidad proyectada para el año 2005) en los siguientes estados: Alabama, Florida, Georgia, Virginia y las Carolinas en el sureste; Wisconsin, Illinois, Missouri, Tennessee, Kentucky y Ohio en la región del valle Ohio-Mississippi; Maryland y Nueva Jersey en la región del Atlántico medio, y Texas, que podría representar hasta 14 por ciento del incremento en capacidad (véase Anexo F).

b. Transmisión

Conforme progresa la reestructuración, y a medida que las empresas de servicios públicos al igual que los productores independientes de electricidad compiten por los mercados allende sus territorios de servicio regulado, la inversión en la capacidad nacional de transmisión probablemente se convertirá en un elemento importante de los programas generales de ampliación del capital de las empresas de servicios públicos de Estados Unidos y Canadá. Importancia parecida reviste la inversión en capacidad de transmisión en México, aunque más desde la perspectiva de asegurar la confiabilidad del sistema y la calidad de la energía, adaptando el aumento de capacidad y reduciendo el costo de operación del sistema interconectado.

(i) México

En México, según el Documento de prospectiva de 1996, el sistema nacional comprendía más de 69,800 km de líneas de transmisión en el intervalo de 69 a 400 kV y subestaciones con capacidad de 132,000 MVA. Las expansiones proyectadas de capacidad añadirían casi 14,500 km de líneas nuevas entre 69 y 400 kV, y otros 27,900 MVA en capacidad de subestación, equivalente a un crecimiento del 20 y el 21 por ciento, respectivamente.¹⁷⁸

(ii) Estados Unidos

En Estados Unidos existe un total de más de 250,000 millas (400,000 km) de líneas de transmisión en el intervalo de 69 a 765 kV. Los datos que muestran el incremento planeado total en líneas de transmisión entre 1996 y 2005 no se limitan solamente a los segmentos de Estados Unidos, toda vez que fueron reunidos en la región del NERC, la cual incorpora gran parte de Canadá y la pequeña porción del sistema mexicano en Baja California, que es parte del WSCC. Sin embargo, algunas estimaciones revelan otras 10,120 millas (16,200 km) de nueva capacidad de transmisión que se instalarán de aquí al año 2004. En comparación, la red de transmisión canadiense comprendía más de 157,000 km en 1995.

Se proyecta que la inversión en infraestructura de transmisión en Estados Unidos satisfaga los criterios de confiabilidad del NERC. Conforme a las disposiciones 888 y 889 de la FERC, los propietarios de líneas de transmisión deben ofrecer "capacidad de Transmisión disponible" (ATC, por sus siglas en inglés) a los nuevos productores, con lo que aumentaría la demanda de mayor capacidad en el sistema de transmisión. Los operadores de líneas de transmisión deben cumplir con las obligaciones actuales y proporcionar nueva capacidad para transferir la energía de los otros productores a través del sistema de transmisión. Esto ha originado nuevas normas de confiabilidad y capacidad del sistema.

Es probable que las empresas de servicios públicos estadounidenses emprendan considerables inversiones en capacidad de transmisión mientras se preparan y adaptan en lo tocante a la reestructuración, tanto en el ámbito estatal como en lo que respecta a Canadá. La inversión puede adoptar la forma de mejoras en las líneas para aumentar la capacidad de transmisión, nuevos

¹⁷⁷ CEA, *Electric Power in Canada: 1995: 124.*

¹⁷⁸ Véase SE, *Documento de prospectiva del sector eléctrico: 35, 59.*

sistemas de medición para facilitar el cobro de ventas cada vez mayores fuera de los límites de un territorio de servicio dado, o bien líneas de transmisión enteramente nuevas. La inversión en esta última categoría podría encontrar ciertas restricciones por los requisitos de permisos y la oposición a las líneas en las comunidades donde se espera establecerlas. Un ejemplo de cómo alentará la reestructuración a la inversión en este rubro lo proporciona el anuncio hecho por once empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas (IOU, por sus siglas en inglés) de la parte superior del valle del río Ohio, en el sentido de que crearán una entidad de transmisión regional independiente.¹⁷⁹ Los objetivos de las empresas miembro, que representan una inversión conjunta en capacidad de transmisión de aproximadamente 6,000 millones de dólares estadounidenses, son eliminar el crecimiento acumulativo de tarifas, o efecto “pancaking”,¹⁸⁰ dentro de las entidades y entre ellas, y lograr eficiencias considerables en transmisión.¹⁸¹

Las recientes inversiones en transmisión satisfarán los incrementos a corto plazo en la demanda de transmisión dentro de las regiones del NERC. En la región del acuerdo ECAR (centro-este de Estados Unidos), la concreción anticipada del proyecto de transmisión Wyoming-Cloverdale de la American Electric Power (de 765 kV) en 2001 aumentará considerablemente la capacidad en esta región y reducirá las restricciones de transmisión desde el oeste medio hasta la costa oriental. La línea reducirá también las restricciones de transmisión desde la región de la red MAIN hasta la costa oriental. La transmisión en la región comprendida en el ERCOT está pasando a ser un Operador Independiente de Sistema (ISO, en inglés), pero no se consideran nuevos proyectos de líneas de transmisión, ya que el sistema actual habrá de satisfacer la demanda a corto plazo. En la región del MAPP, una nueva subestación de 500-230 kV se incorporaría en 1997 para reforzar el suministro en la zona este de la región. Por lo demás, no existen otros proyectos de líneas de transmisión. El sistema de transmisión de la red MAIN habrá de cubrir la demanda a corto plazo. La línea Burnham-Taylor de 345 kV, en el centro de Chicago, concluida en 1996, aumentó la confiabilidad en esa zona.

La región MAPP ha añadido varias líneas de transmisión para responder a la futura demanda. La conversión de 120 millas de 115 kV a 161 kV fortalecerá la interfaz entre las regiones MAPP y MAIN. Se planeó que otra interfaz entre éstas, en Iowa, estuviera lista en 1998. En Nebraska, una nueva línea de 345 kV disminuirá las restricciones a la estabilidad en esa zona. En la zona canadiense de la región MAPP se agregarán 485 millas de línea de 230 kV. En la región NPCC se construirán 160 millas de más de 230 kV en Estados Unidos y 330 millas de 230 kV en Canadá para satisfacer los criterios de transmisión del NERC. En la región SERC, los actuales proyectos de construir 1,476 millas de líneas de 230 kV y 367 millas de líneas de 500 kV entre 1996 y 2005 habrán de satisfacer los requisitos de confiabilidad del NERC.

En la región SPP no se construirán líneas de transmisión importantes en los próximos diez años, dado que se necesitan solamente pequeñas mejoras locales para satisfacer los requerimientos de transmisión del NERC. En 1995 comenzó a funcionar un enlace con la región del ERCOT (Texas), el cual aportó 820 MW de capacidad de transferencia entre las dos regiones. En la zona WSCC, varias nuevas líneas de transmisión fortalecerán la capacidad de transferencia del sistema. En la Zona del Consorcio Energético del Noroeste (NPPA, por sus siglas en inglés), de la región WSCC, existen problemas locales de caídas del voltaje en la región del canal de Puget, pero se han reparado mediante relevadores de carga de bajo voltaje. Por lo demás, no se requieren grandes proyectos de transmisión para satisfacer los criterios de confiabilidad del NERC. En la zona de fuerza de las Montañas Rocallosas se planean líneas intrarregionales como la de 230 kV entre Yellow Creek y Osage, pero no se proyectan otras que aumenten las capacidades de transferencia en los próximos diez años.

En la zona de fuerza Arizona-Nuevo México existen proyectos para aumentar la capacidad de transferencia eléctrica. Tres líneas de 500 kV se encuentran en diferentes etapas de desarrollo: una de Phoenix a Las Vegas; una de interconexión en el centro norte de Arizona y otra desde Las Vegas hasta la región de Four Corners. En la zona de fuerza California-sur de Nevada, dos líneas han incrementado la capacidad de transferencia eléctrica y fortalecido la confiabilidad. La línea Mead-Adelanto de 500 kV y otra más de 500 kV —entre Las Vegas y Los Ángeles— se han sumado a las conexiones intrarregionales. No se han programado otras líneas importantes, pues el sistema actual está hecho para enfrentar la demanda creciente.

¹⁷⁹ Las empresas del caso son 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., y la West Penn Power Co., con territorios de servicio combinados que cubren 108,500 millas cuadradas del sur de Michigan, norte y centro de Ohio, Pennsylvania del oeste, West Virginia, Maryland y Virginia. El grupo tiene ventas combinadas de 259 TWH y unas 30,000 millas de líneas de transmisión.

¹⁸⁰ El efecto “pancaking” consiste en la suma recaudada de las diversas tarifas de transmisión para una transacción que cruza varios territorios de servicio diferente.

¹⁸¹ “Electric companies explore creation of independent regional transmission entity”, *Daily Power Report*, 10 de diciembre, 1997.

En general, parece que el daño adicional que se inferirá al medio ambiente, dada la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión en los corredores de Estados Unidos, no es de mayor consideración.

(iii) *Canadá*

En el sistema de transmisión de Canadá, las conexiones norte-sur (internacionales) son más amplias que las este-oeste (interprovinciales). Mientras que la capacidad de transmisión interprovincial alcanza unos 10,145 MW, la capacidad de transmisión total Estados Unidos-Canadá es casi dos veces mayor que eso, de unos 18,900 MW. Además, poco más de la mitad del total interprovincial se localiza entre Quebec y Terranova, y obtiene su energía del complejo Churchill Falls. A finales de 1995 sólo se planeó una nueva conexión interprovincial de 44 km entre Alberta y Columbia Británica.¹⁸²

(iv) *Interconexiones Estados Unidos-México y Estados Unidos-Canadá*

Con respecto al comercio transfronterizo de electricidad, el número de interconexiones Estados Unidos-México es menor que aquel entre Estados Unidos y Canadá, y la capacidad promedio de las líneas Estados Unidos-Canadá es mayor. Con base en una evaluación general de los niveles relativos de carga de las líneas para las interconexiones Estados Unidos-Canadá y Estados Unidos-México, en conjunto, parece que el nivel de aprovechamiento de la capacidad es relativamente alto, pero de ninguna manera alcanza las categorías económicas de las interconexiones.¹⁸³ Por ejemplo, las interconexiones Estados Unidos-Canadá tienen una capacidad planeada de casi 19,000 MW,¹⁸⁴ lo que significa una carga total promedio de línea de 32 por ciento para el total de transacciones en ambos sentidos, aproximadamente 52,700 GWH en 1996. La capacidad de transferencia Estados Unidos-México es de alrededor de 900 MW,¹⁸⁵ lo que indica una carga total promedio de línea de 33 por ciento para el total de transacciones en ambos sentidos, aproximadamente 2,580 GWH para ese mismo año. Podrían aumentar los volúmenes de transferencia para rendir niveles de utilización de la capacidad de entre 40 y 45 por ciento, sin requerir aumento alguno de la capacidad. Suponiendo que la capacidad de transferencia no haya cambiado en los últimos tres años, los volúmenes de transferencia anteriores registrados entre Estados Unidos y México, como los 3,411 GWH de intercambios registrados en 1995, habrían supuesto factores de uso de la capacidad de entre 39 y 43 por ciento.

Con base en las expectativas de incremento en el comercio transfronterizo en el plazo inmediato o en el mediano (de aquí a tres o cinco años), se necesita cierto aumento en la capacidad de transmisión entre Estados Unidos y México y entre Estados Unidos y Canadá. Dependiendo del grado en que los factores reales de carga de línea varíen de una interconexión a otra (en la actualidad algunos corredores pueden registrar factores mucho más próximos al 50 por ciento), puede ser que se necesite ampliar la capacidad incluso más rápidamente. En efecto, parece que tanto en la frontera Estados Unidos-México como en la de Estados Unidos-Canadá se planea cierta expansión de la transmisión.

En el caso de las conexiones México-Estados Unidos, la CFE y sus homólogos de California, Arizona y Texas están considerando varias vías posibles, pero no está claro qué líneas se podrían construir en esta etapa. Por ejemplo, según funcionarios de San Diego Gas & Electric, la compañía está considerando modernizar sus interconexiones con la CFE a lo largo de la franja fronteriza San Diego-Tijuana, aunque no ha tomado la firme decisión de hacerlo. De emprenderse la modernización de las transmisiones de SDG&E, se duplicarían los 408 MW de capacidad de transferencia disponibles actualmente.¹⁸⁶ En muchos casos, la capacidad de transferencia con que se cuenta inmediatamente en la frontera está limitada por las interconexiones que se dirigen a la frontera, especialmente en el lado estadounidense, donde las empresas fronterizas tienen que interconectarse con los sistemas ubicados más al interior de Estados Unidos. Así pues, la modernización de las interconexiones fronterizas requiere de inversiones adicionales en las inmediaciones que permitan usar la capacidad transfronteriza adicional.

¹⁸² *Ibid.*, 92-99.

¹⁸³ La capacidad económica de una línea de transmisión será menor que su capacidad diseñada o térmica, puesto que los aumentos en la corriente que pasa por una línea generan pérdidas muy rápidamente y, en consecuencia, beneficios económicos rápidamente decrecientes. Por lo general, la capacidad económica equivale más o menos al 50 por ciento de la capacidad de diseño.

¹⁸⁴ CEA, *Electric Power in Canada*: 97.

¹⁸⁵ CFE y Salt River Project, *op. cit.*: 66.

¹⁸⁶ Comentarios de S. Ali Yari, supervisor de Planeación de Transmisiones, SDG&E, "Unleashing the Potential", 24 de octubre, 1997.

En cuanto a las relaciones entre Estados Unidos y Canadá, se encuentra en planeación una interconexión entre Nueva Brunswick y Maine. La línea propuesta de 345 kV tendrá una capacidad de transferencia estimada de 600 MW y se completará en 1998.¹⁸⁷

Parece, pues, que el crecimiento del comercio transfronterizo de electricidad asociado al TLC está generando la necesidad de nuevas líneas y corredores de transmisión transfronteriza. Sin embargo, la dimensión y ubicación de dichos corredores, al igual que sus efectos ambientales inmediatos, por ahora son prácticamente desconocidos.

2. Gas natural

Como se vio al abordar las tendencias de la inversión, dentro del sector eléctrico de cada país existe un importante movimiento hacia el uso de tecnologías de generación a base de gas natural, con la correspondiente reducción en el uso de combustibles derivados del petróleo y sus emisiones asociadas. Si bien esta tendencia no supone un gran número de cierres de plantas carboníferas en Estados Unidos o México (donde la generación carbonífera es relativamente limitada), sí podría significar el cierre de algunas plantas carboníferas canadienses. Aparejada a esta tendencia hacia un mayor uso del gas natural está la inversión en infraestructura de transmisión y distribución de gas, especialmente en México, a través de proyectos en pleno desarrollo o en etapa de planeación. Dicha transmisión tiene toda una variedad de efectos directos, privativos del lugar, en la tierra y en el agua a lo largo de sus rutas, pero promete beneficios ambientales mayores al desplazar los combustibles más sucios a mercados más lejanos.

a. Canadá

Un importante proyecto en relación con el gas supone el desarrollo de los yacimientos ubicados frente a las costas de la isla Sable en Terranova, así como el transporte de la nueva producción a los mercados de Quebec, Ontario y los estados de Nueva Inglaterra. El volumen total de gas que se incorpore al mercado dependerá del tipo de gasoducto que se construya; por ahora, la mayor de las dos líneas promete un transporte de 600 MMPC anuales durante 20 años.¹⁸⁸ Al presente, el Consejo Nacional de Energía estudia cuatro proyectos de gasoducto principales. Estos gasoductos se construyen sobre todo para servir al mercado de exportación.

El Isla Sable y el Proyecto de Gasoducto Marítimo Noreste 7. El Proyecto de Energía de las Costas de Isla Sable y el proyecto asociado Gasoducto Marítimo y Noreste (M&NPP, por sus siglas en inglés) fueron aprobados por el Consejo Nacional de Energía en diciembre de 1997. Los proyectos, que tendrán como resultado la primera producción de gas comercial en la zona atlántica de Canadá, producirán 459 MPC diarios. El gas se procesará en tierra y luego se embarcará hasta la frontera estadounidense, a 558 km, a través de un gasoducto de 76.2 centímetros de diámetro. El Proyecto de Energía de las Costas de Isla Sable es un consorcio formado por Mobil Oil Canada Properties Limited, Imperial Oil Resources y Nova Scotia Resources Limited. El consorcio pretende desarrollar seis campos marítimos con una reserva de gas recuperable de 2.978 BPC. El gas será suministrado a través de un gasoducto submarino hasta las instalaciones en tierra y luego enviado por tubería hasta una planta procesadora situada a 208 km en Goldboro, Nueva Escocia.

Entre los problemas ambientales asociados a este gasoducto está el efecto sobre 260 cruces de río y sus posibles repercusiones en los peces y su hábitat. También existe la preocupación por dejar al descubierto rocas generadoras de ácidos a consecuencia de las explosiones y la excavación. Como parte de la decisión aprobatoria, la NEB recomendó que los oferentes mitiguen los posibles efectos relacionados con el cruce de ríos, las rocas generadoras de ácidos y las técnicas de construcción.

Proyecto Trans-Quebec y de Gasoducto Transmarítimo. Trans-Quebec and Maritime Pipeline Inc. (TQM) ha propuesto un gasoducto y una ruta alternativa para suministrar el gas de la isla Sable a Quebec y el noreste de Estados Unidos. Conforme a esta propuesta, Trans Maritime Gas Transmission (TMGT) construiría un gasoducto de 642 km desde las instalaciones en tierra, a través de Nueva Escocia y Nueva Brunswick, donde se conectaría con las instalaciones de TQM en la frontera entre Nueva Brunswick y Quebec.

¹⁸⁷ CEA, *Electric Power in Canada*: 93.

¹⁸⁸ Las rutas en competencia las están construyendo la North Atlantic Pipeline Partners (NAPP), que transportará 12 BPC en 20 años, y la Maritimes and Northeast (M&NE), que transportará aproximadamente 3 BPC en el mismo periodo. El Consejo Conjunto de Revisión Pública del Sable Gas Project aprobó recientemente la propuesta de M&NE, pero esta disposición ha sido impugnada en los tribunales federales de Canadá por la NAPP. Canada Newswire, 25 de noviembre, 1997. Internet: < www.powermarketers.com > .

El 26 de junio de 1997 la TQM solicitó a la NEB una licencia para construir un gasoducto para gas natural desde Saint Nicolas, Quebec, a la frontera de Nueva Brunswick. Las instalaciones de TMGT y la extensión del gasoducto de TQM conforman el proyecto TransMaritime Pipeline. TQM solicitó también permiso para construir un gasoducto de 213.2 km para transportar gas hasta la frontera de Canadá y Estados Unidos, cerca de East Hereford, Quebec. Se espera que el gasoducto de TMGT cueste 629 millones de dólares estadounidenses y que esté funcionando en noviembre de 1999. El costo estimado de la sección de TQM de Nueva Bruswick a Quebec es de 305.3 millones de dólares canadienses y se planea que esté en servicio también en noviembre de 1999. La sección de la interconexión de TQM con la frontera de Estados Unidos, de un costo aproximado de 270 millones de dólares canadienses fue prevista para noviembre de 1998.

Proyecto de Gasoducto Alianza. Este proyecto es una propuesta de transportar 1.06 MPC de gas al día desde Columbia Británica y Alberta hasta los mercados de la zona de Chicago. La porción canadiense del proyecto consiste en aproximadamente 1,565 km de ducto e instalaciones conexas. La sección estadounidense, que habrá de ser construida por Alliance Pipeline L.P., comprende aproximadamente 1,430 km de gasoducto desde la frontera hasta Chicago, Illinois. El costo de capital de la porción canadiense del proyecto se estima en 1,900 millones de dólares canadienses. Se espera que el gasoducto comience a funcionar a fines de 1999.

Proyecto TransVoyageur de Ducto para Gas Natural. La TransCanada Pipelines Limited solicitó a la NEB permiso para ampliar su sistema de transporte a través de Canadá. Esta ampliación se conoce con el nombre de Proyecto TransVoyageur de Ducto para Gas Natural. Consiste en una tubería de 1,000 km desde Empress, Alberta, hasta Emerson, Manitoba. El Sistema TransVoyageur correrá paralelo al sistema TransCanada desde Empress hasta Brandon o Portage La Prairie, Manitoba. La compañía estudia dos posibles rutas del gasoducto, una de las cuales podría requerir un estudio completo y con apego a la Ley de Evaluación Ambiental de Canadá. El proyecto aumentaría la capacidad actual de transmisión por gasoducto entre el oeste y el este hasta en 2 BPC diarios. Se planea que el proyecto comience a funcionar el 1 de noviembre de 1999.

b. México

La Comisión Reguladora de Energía de México (CRE) ha tenido desde 1995 la facultad para conceder los permisos a las compañías de transmisión y distribución de gas del sector privado para atender a ciertas ciudades y regiones del país. Se han otorgado concesiones para Mexicali, Chihuahua, Hermosillo y Toluca. En 1997, la CRE convocó la licitación para nueve zonas más. En noviembre de 1997, la CRE inició los procesos de licitación para otorgar licencia al suministro de servicios para dos regiones de la Ciudad de México. La Secretaría de Energía estima que durante los próximos cinco años la inversión privada en distribución de gas podría llegar a 1,400 millones de dólares estadounidenses, siendo la Ciudad de México y la región del Bajío (León, Salamanca, Celaya e Irapuato) los mercados más grandes.

Además, las empresas privadas pueden construir gasoductos para cubrir distancias mayores a fin de satisfacer necesidades específicas, en contraste con las concesiones regionales que otorga la CRE. La primera de tales concesiones consiste en construir un gasoducto de 24 pulgadas de diámetro entre Ciudad Alemán y Monterrey, Nuevo León (148 km), para contribuir a satisfacer la futura demanda de gas en Monterrey. Otros proyectos de gasoducto que podrían emprenderse a corto y mediano plazos son los de Ciudad Pemex-Mérida, Mérida-Valladolid, San Agustín-Valdivia-Samalayuca-Chihuahua, Palmillas-Toluca y Hermosillo-Guaymas.

Aunque Pemex siga siendo el único productor de gas natural y se espera que concentre sus esfuerzos en aumentar el suministro de gas seco, hoy día es posible la transmisión y distribución de gas a cargo de la iniciativa privada. Uno de estos proyectos es la exploración intensiva, con la consecuente perforación y producción, de la cuenca de Burgos. Localizada del otro lado del río Bravo desde el distrito 4 de Texas, en los estados de Tamaulipas y Nuevo León, Burgos produce actualmente 450 MPC diarios, pero Pemex considera que puede aumentar su producción a 2,200 MPC diarios en el año 2001. Pemex planea también construir plantas de procesamiento de gas húmedo, endulzado de gas amargo (eliminar el alto contenido de azufre y recuperar éste) y de destilación por fraccionamiento líquido para evitar futuros cuellos de botella en la producción. Los dos proyectos principales de transporte de gas planeados por Pemex a mediano plazo son el gasoducto El Paso-Samalayuca y la rehabilitación del gasoducto de Reynosa.

Como se indicó en la sección anterior acerca de la inversión transfronteriza, compañías mexicanas y extranjeras de Estados Unidos, Canadá, España, Japón y Europa, aprovechando las garantías del TLC a la inversión extranjera directa, se han asociado a fin de participar en diversas licitaciones para la distribución de gas en las zonas designadas por la CRE. Estas compañías siguen participando en licitaciones, independientemente de que hayan obtenido la autorización previa. Las compañías que participan en proyectos de distribución de gas son:

- Chihuahua-Anáhuac-Delicias, Chihuahua: Distribuidora de Gas de Mexicali, empresa conjunta formada por Pacific-Enterprises-Enova de Estados Unidos y una compañía distribuidora mexicana.
- Hermosillo-Guaymas-Empalme, Sonora: KN Energy Inc, con sede en Estados Unidos, en una empresa conjunta con la Compañía General de Combustibles.
- Mexicali: Distribuidora de Gas de Mexicali.
- Río Pánuco: NorAm Energy de Estados Unidos, en una empresa conjunta con el Grupo Gutsa, compañía constructora mexicana.
- Nuevo Laredo, Tamaulipas: Repsol, de España, con experiencia en transportación y distribución de gas en España y Argentina.
- Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga, Coahuila: Repsol.
- Toluca, Estado de México: Repsol.
- Mérida-Progreso-Cancún, península de Yucatán: Gutsa, en una empresa conjunta con TransCanada Pipelines (compañía canadiense con una participación del 45 por ciento en los mercados del gas de América del Norte) e InterGen (participante en el proyecto eléctrico de Samalayuca). El consorcio está organizado bajo el nombre "Energía Mayakan".
- San José Iturbide, Guanajuato: Igasamex.

Se están definiendo nuevas regiones para proyectos de distribución en los que interviene el sector privado, incluidos el Distrito Federal y la zona conurbada del Estado de México. Participan en estos proyectos compañías de América del Norte, Europa y Japón, entre ellas Shell Energy, Tenneco, West Coast Energy y empresas conjuntas entre compañías mexicanas y subsidiarias de otras extranjeras.

c. Estados Unidos

En 1995 la capacidad de los gasoductos interregionales estadounidenses aumentó sólo en 1 por ciento. Este crecimiento total relativamente lento refleja la capacidad excedente del sistema de gasoductos en la mayoría de las regiones. Tres proyectos interestatales nuevos que empezaron a funcionar en 1995 fueron el gasoducto Tuscarara, entre California y Nevada, de 110 MPC/D, el proyecto Crossroads de 250 MPC/D entre Indiana-Ohio, y el gasoducto Bluewater de 250 MPC/D entre Michigan y Ontario. Dos proyectos de ampliación en el sureste permitirán aumentar el suministro a este creciente mercado regional del gas. En Carolina del Norte se concluyó un gasoducto de 115 MPC/D, y una ampliación de 535 MPC/D aumentará la disponibilidad de este recurso en la Florida. Otros proyectos intraestatales de Texas y Nuevo México incrementarán también la capacidad de transporte de gas. El gasoducto San Juan, de 300 MPC/D, en El Paso, que abastece la cuenca de San Juan de Nuevo México, aumentará también los suministros disponibles y aliviará el cuello de botella de la región. Los proyectos propuestos se enfocan en cuellos de botella del sistema y en zonas donde el excedente de suministro puede derivarse hacia mercados de alta demanda. Dos de los proyectos arriba expuestos acrecentarán el suministro desde Canadá hacia Estados Unidos.

Las limitaciones de infraestructura física afectan actualmente la velocidad y el grado en que las disposiciones del TLC, y la consiguiente reestructuración de los mercados, se combinan para aumentar la competitividad en la región de América del Norte. Sin embargo, comienzan a superarse tales restricciones a través de las nuevas inversiones, especialmente en México y en Canadá. Aunque la propia infraestructura y los combustibles a ella asociados pueden ser relativamente inocuos al medio ambiente, las presiones competitivas que ocasionan generan costos ambientales potenciales frente a los cuales comienzan a reaccionar tanto los actores sociales como las autoridades gubernamentales.

C. Organización social

La sociedad civil de los tres países del TLC se preocupa por la manera en que la reestructuración influirá en el crecimiento, el empleo y los programas ambientales del actual monopolio integrado, así como por la forma en que los mecanismos del TLC pueden activarse para mitigar los efectos nocivos. Sin embargo, la forma y el efecto ambiental de los cambios en el sector eléctrico de Estados Unidos y Canadá están transformándose más ágilmente por obra de cuatro tipos de organización social: los consumidores, los ambientalistas, los gobiernos locales y el sector eléctrico. Las organizaciones de consumidores han propugnado cambios legales que garanticen los derechos y salvaguardas del consumidor, así como la difusión de informaciones concernientes a la adquisición de electricidad y la elección según los recursos que la generaron. Los grupos ambientalistas han defendido estas metas, al tiempo que propugnan la eficiencia energética, objetivos ambientales nacionales e iniciativas transfronterizas sobre la calidad del aire. Las organizaciones de gobiernos locales pueden alentar la comunicación y la coordinación de maneras que ayuden al medio ambiente. Y las organizaciones del sector eléctrico, preocupadas tradicionalmente por asuntos de confiabilidad y seguridad, podrían ampliar su mandato a modo de abarcar mejoras en cuanto al desempeño ambiental. Las actividades de los grupos de consumidores y ambientalistas comienzan a tener un efecto de apoyo al medio ambiente, mientras que las organizaciones de los gobiernos locales y del sector eléctrico podrían tenerlo en el futuro.

Las organizaciones privadas preocupadas por las repercusiones ambientales del sector eléctrico son mucho más fuertes en Canadá y Estados Unidos que en México. Dichas organizaciones han tenido y seguirán teniendo importante influencia en las políticas, especialmente por cuanto a la desregulación a nivel federal en Estados Unidos. Las organizaciones de ambientalistas y de consumidores de Estados Unidos y Canadá han participado activamente en debates y procesos tocantes a la reestructuración de la industria eléctrica y al acceso directo a los proveedores de energía. Los grupos de la sociedad civil estadounidenses han participado activamente en el proceso de modificación regulatoria estatal y federal. Entre los asuntos que conciernen a dichas entidades están:

- Exigir a todos los generadores de energía afrontar la competencia de manera cabal y justa.
- Garantizar un servicio universalmente confiable y de calidad mediante leyes vigorosas de protección al consumidor.
- Ampliar el uso de la eficiencia energética y los recursos energéticos renovables.
- Garantizar la aplicación justa de los beneficios y costos de la reestructuración eléctrica.
- Garantizar que la reestructuración redunde en que la industria opere a modo de fomentar la consecución de objetivos nacionales relacionados con el medio ambiente y la salud pública.
- Reconocer y fortalecer una adecuada autoridad estatal y regulatoria.
- Exigir que los proveedores de electricidad proporcionen la información concerniente a la fuente.
- Garantizar la protección al medio ambiente y al consumidor en la operación de las instalaciones federales que usan las Administraciones de Mercado de la Fuerza Federal de Estados Unidos.¹⁸⁹

Una tendencia importante en los mercados de electricidad de Estados Unidos y Canadá, donde la elección del consumidor forma parte del programa de desregulación, es el surgimiento de servicios de energía “de marca”, que permiten al consumidor elegir la electricidad según los recursos renovables que la generaron. Tal elección amplía el considerable poder del consumidor, ya sea como individuo o como miembro de una organización de consumidores.

¹⁸⁹ Entre los grupos que respaldan esta agenda legislativa están: 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 Defence 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 Defence 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 and Wisconsin’s Environmental Decade. (Alianza para la Energía Costeable, el Consejo Estadounidense para una Economía de Eficiencia Energética, American Rivers, Sociedad Estadounidense para la Energía Solar, la Afiliación Estadounidense Whitewater, Partidarios de la Energía de la Biomasa, Acción Civil, Coalición Acción Civil de Indiana, Centro de Eficiencia Energética y Tecnologías [relacionadas con el uso de recursos] Renovables, Fundación Legislación para la Conservación, Fondo para la Defensa Ambiental, Centro del Medio Oeste para la Legislación y Política Ambiental, Coalición SEED Iowa, Liga Estadounidense Izaak Walton, Minnesota por una Economía de la Eficiencia Energética, Centro Nacional pro Tecnología Apropriadada, Centro Nacional de las Leyes [de protección al] Consumidor, Consejo para la Defensa de los Recursos Naturales, New England Flow, Coalición del Noroeste para la Ley de la Conservación, Servicio de Información y Documentación Nuclear, Acción Popular por una Energía Limpia, Proyecto pro Política de Energía Sustentable FERC, Ciudadano Público, RENEW Wisconsin, Alianza River de Wisconsin, Asociación de Industrias de Energía Solar, Centro Sureño de Legislación Ambiental, Industrias Sustentables New-Wealth, Visión 20/20, Unión de Científicos Comprometidos y Década Ambiental de Wisconsin.)

Las organizaciones ambientalistas también han desempeñado un papel importante en la promoción de iniciativas transfronterizas, como en el caso de los esfuerzos del Fondo para la Defensa Ambiental que llevaron al acuerdo entre Estados Unidos y México en virtud del cual se creó la Cuenca Internacional para el Control de la Calidad del Aire (IAQBM, por sus siglas en inglés), en la cuenca atmosférica de El Paso-Ciudad Juárez.

Aparte de los grupos ambientalistas, otras organizaciones en que intervienen los gobiernos estatales de Estados Unidos, los gobiernos provinciales del Canadá e incluso los gobiernos estatales de México, pueden desempeñar un papel importante en cuanto a promover el diálogo y las políticas de coordinación en los niveles locales de cada país. En Estados Unidos y Canadá, entidades como el NESCAUM y la Grand Canyon Visibility Transport Commission han desempeñado una función importante en la orientación de las políticas ambientales federales. Las organizaciones del sector eléctrico encargadas de promover la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos de América del Norte —el NERC y los consejos regionales— tradicionalmente se han desempeñado con mandatos institucionales estrechos que no incluyen asuntos sobre desempeño ambiental. En el futuro dichos grupos promoverán también mejoras de tipo ambiental, siempre y cuando las empresas miembro aprueben la ampliación de las funciones de tales entidades.

Hasta ahora las instituciones del TLC no han hecho mucho por reforzar la capacidad de tales organizaciones sociales, o para combinarlas en sistemas trilaterales y transnacionales. En este aspecto hay lugar para gran cantidad de iniciativas.

D. Política gubernamental

El carácter sumamente regulado y de propiedad estatal de las industrias que suministran electricidad y gas natural confieren a la política nacional y local una función primordial en el modo en el que las fuerzas del TLC se traducen en efectos ambientales. Del mayor interés es el movimiento en favor de la desregulación de la electricidad, iniciado en Alberta en 1993 y en California en 1994, y la apertura mexicana de 1993 a la generación por parte de inversionistas privados en cuatro zonas limitadas. Otro proceso importante es la intensificación de la desregulación del gas natural iniciada en Canadá y Estados Unidos en los años ochenta, y en México, en lo relativo a su transporte y distribución, en 1995. La desregulación estadounidense de los transportes ferroviarios afecta también al carbón. Asimismo son importantes los cambios de política ambiental: internacionalmente, aquellos respecto al cambio climático promovidos en Kioto en diciembre de 1997; en Estados Unidos, las propuestas de noviembre de 1996 concernientes a las emisiones de partículas y ozono superficial; en México, en diciembre de 1994, las normas del INE relativas al bióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno de fuentes y combustibles localizados; y en Canadá, en cuanto a la evaluación ambiental y al sistema de créditos compensatorios por reducción de emisiones de gases con efecto invernadero, de noviembre de 1997, en Columbia Británica.

En ningún caso fueron estos cambios resultado directo del TLC. Sin embargo, muchos son necesarios para aprovechar cabalmente los acuerdos del TLC en cuanto a comercio, inversión y adquisición. Algunos, como la reestructuración emprendida en California en 1994, pueden haber respondido a presiones del TLC para obtener costos menores en los insumos. Otros, como el cambio mexicano de 1993 en la generación, se efectuaron paralelamente al TLC y fueron manifestaciones de los mismos principios económicos. Otros más, como los cambios operados en México en 1995 en relación con el gas natural, no sólo fueron acordes al espíritu y los términos del TLC, sino que dependieron también de que los acuerdos pactados en el TLC (garantizar los derechos de los inversionistas extranjeros directos) tuvieran efecto pleno.

Esta política, iniciada sobre todo de manera independiente por los gobiernos federal y locales, resulta prometedora en cuanto a conseguir un efecto benéfico para el medio ambiente en diversos aspectos. Como se vio arriba, las leyes de California y varias iniciativas federales de Estados Unidos ofrecen a los consumidores la posibilidad de optar por la energía eléctrica generada con fuentes renovables. Los nuevos consorcios mexicanos, con inversionistas extranjeros, usan turbinas de gas de ciclo compuesto, amigables al medio ambiente, e incorporan normas internacionales de eficiencia y seguridad, alta eficiencia, equipos de baja emisión para el consumidor y vehículos de gas natural comprimido, así como sistemas de distribución seguros y eficientes. Además, instituyen el tratamiento para el suelo contaminado. La desregulación de los ferrocarriles de Estados Unidos ha reducido el costo, aumentado el uso relativo y expandido el uso del carbón bajo en azufre proveniente del oeste de

ese país. Las normas relativas a las partículas suspendidas y el ozono, así como otras normas de la NAAQS, reducirán las emisiones de las plantas generadoras estadounidenses y fomentarán el empleo de instalaciones “con franquicia” mientras que el creciente número de zonas no afectadas, en combinación con la mayor capacidad para importar energía desde sitios apartados, reducirá la concentración y el daño en las zonas de gran afectación. Las regulaciones mexicanas de 1994 y las leyes de evaluación ambiental canadienses han tenido efectos favorables parecidos. Los sistemas de control de emisiones por créditos compensatorios podrían maximizar los beneficios ambientales en toda la zona y contribuir a contrarrestar las presiones que generaría el uso de electricidad no ecológica de bajo costo fomentado por la competencia intensificada dentro del TLC.

Evaluar las bases de las políticas en el sector eléctrico en pleno desarrollo e instrumentación del TLC no es fácil, dado que los cambios decisivos en los sectores de los tres países comenzaron al mismo tiempo. El sector del gas natural es distinto: los cambios iniciados en Estados Unidos y Canadá en los ochenta se habían afianzado ya para el periodo previo inmediato del TLC (1992-1993). En México, los cambios de la misma naturaleza en el sector del gas natural comenzaron en 1995, después de que el TLC había entrado en vigor. El papel del TLC como una causa directa y aislada del cambio en la industria mexicana del gas natural es incierto. Esta sección incluye una exposición de los hechos de carácter regulatorio de tipo federal relacionados con el gas natural en los tres países.

1. Electricidad

Aparejadas al desarrollo y puesta en práctica del TLC se han dado numerosas iniciativas independientes para desregular el sector eléctrico en Estados Unidos, Canadá y México. Si bien el alcance de los cambios implícitos en las iniciativas estadounidenses ha captado la atención del público, conviene advertir que Alberta se puso a la vanguardia de la desregulación en 1993, al decidir establecer el mercado más competitivo de venta al mayoreo de electricidad en el continente. En el Anexo H se presenta información más detallada concerniente a las iniciativas reguladoras estatales y provinciales en Estados Unidos y Canadá (no así en México, donde toda la regulación del sector energético es federal). En esta sección se pasa revista a las tendencias importantes en la regulación del sector eléctrico mexicano.

a. Canadá

Como en las jurisdicciones estatales de Estados Unidos, los reguladores provinciales de Canadá desempeñan una función importante en cuanto a marcar el ritmo de la desregulación. El Consejo Nacional de Energía (NEB, por sus siglas en inglés) regula el comercio de exportación e interprovincial de electricidad, mientras que otra entidad reguladora federal (el Consejo para el Control de la Energía Atómica) se encarga de los asuntos relacionados con la energía nuclear. Las autoridades provinciales rigen los mecanismos de fijación de precios para la generación, transmisión y distribución, el otorgamiento de permisos de construcción en los sistemas intraprovinciales, y se encargan de los mercados intraprovinciales.

Incluso antes de poner en marcha las iniciativas reestructuradoras para introducir la competencia en los mercados canadienses de la electricidad, todas las empresas de servicios públicos eléctricos de Canadá contaban con políticas para adquirir energía de generadores independientes. En general, tales adquisiciones de energía eran tasadas conforme a la estimación de cada empresa de servicios sobre el costo de energía a largo plazo. Como la mayoría de las empresas eléctricas canadienses, con excepción de las de Alberta, son propiedad de los gobiernos provinciales, estas políticas reflejaban la política gubernamental respecto del desarrollo de plantas generadoras independientes, de propiedad privada, tanto para el uso nacional como para la exportación.

Hasta el advenimiento de los mercados mayoristas abiertos de Estados Unidos, donde se requiere tratamiento recíproco entre las empresas participantes, los productores independientes de energía que pretendían exportar tenían que suministrar energía a una empresa provincial, o a una subsidiaria, para que luego ésta la exportase a Estados Unidos. Para poder conservar sus oportunidades en el mercado de exportación ante la reestructuración en Estados Unidos, las empresas provinciales de varias jurisdicciones han adoptado tarifas y políticas de transmisión mayorista que reflejan el mercado competitivo al mayoreo.

Estos y otros cambios en la política gubernamental provincial de Quebec, Manitoba, Columbia Británica y Alberta permitirán a los productores independientes volverse exportadores y pagar una tarifa sobre el costo tanto por la transmisión como por el apoyo de servicios auxiliares.

b. Estados Unidos

En abril de 1994, California siguió los pasos de Alberta con un ambicioso propósito luego incorporado a la legislación: retirar sus monopolios eléctricos minoristas y ofrecer a todos los consumidores acceso directo a los mercados de generación competitiva. La iniciativa californiana sobrevino a raíz de cambios en ese entonces recientes a la ley federal (las bases para el acceso libre están contenidas en la Ley de Política Energética [EPAAct, por sus siglas en inglés] de 1992) y a la presión para reducir los elevados precios de la electricidad. Además, una iniciativa de abril de 1996 por parte de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) basada en la EPAAct obligó a todos los propietarios privados de servicios de transmisión a ofrecer a sus consumidores acceso a sus sistemas en los mismos términos permitidos a las unidades generadoras de los propios dueños.

A fines de 1997, diez legislaturas estatales estadounidenses habían señalado formalmente el fin de sus monopolios eléctricos integrales, y el Congreso de Estados Unidos consideraba numerosas propuestas para una reestructuración de dimensiones industriales.¹⁹⁰ Varias de las iniciativas de ley federales fijaban un plazo para dar a los consumidores estadounidenses lo que conseguirían los residentes de California en 1998: la oportunidad de elegir a su proveedor eléctrico en un sistema de transmisión que se opera con absoluta independencia de cualquier propietario de empresa generadora.¹⁹¹

La reestructuración de la industria eléctrica también tuvo raíces en iniciativas nacionales anteriores, como la Ley de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos de Estados Unidos de 1978, que contribuyó al despegue de un sector de generación eléctrica competitivo e independiente de los tradicionales monopolios del ramo. La red de transmisión trinacional, en constante expansión, alentó mucho antes que el TLC la cooperación internacional, creándose, entre otras entidades, el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte, el WSCC, el Comité Occidental para la Cooperación Regional en Energía Eléctrica y el acuerdo interempresarial conocido como Western Systems Power Pool. Con la competencia se hace más fuerte la necesidad de abrir nuevos mercados. La perspectiva de vender directamente a un grupo de usuarios, potencialmente tan lucrativa como el gran volumen de clientes industriales, ha alentado el desarrollo de los productores independientes de energía (PIE) y de las empresas que desean exportarla. Mientras ocurre la reestructuración en Estados Unidos, los intereses comerciales de ambos lados de la frontera entre este país y Canadá cada día se involucran más en el proceso.

c. México

El cambio regulatorio en México ha procedido a diferentes ritmos respecto de Estados Unidos y Canadá. Lo más importante de los cambios legales que comenzaron a ocurrir en 1993 no era establecer la competencia en el mercado de la generación de energía. Antes bien, lo importante ha sido poner la generación al alcance de la iniciativa privada a través de cuatro estrategias claramente delineadas: la producción independiente, la cogeneración, la producción a pequeña escala y el autoabasto. Al parecer, la importancia que el gobierno del presidente Carlos Salinas confirió a la privatización, la desregulación y la liberalización comercial fue el origen de iniciativas como el TLC y la desregulación paralela de la generación de electricidad.

Hasta las reformas de 1993, la Constitución mexicana prohibía que los generadores de energía privados la transmitieran a través del sistema, derecho que se reservaba en exclusiva la CFE, propietaria de la red. La necesidad de reducir el rezago para satisfacer la demanda creciente, combinada con los insuficientes recursos financieros de la CFE, llevó a su compromiso formal de comprar la energía excedente de los cogeneradores industriales particulares y a que el gobierno apoyara expresamente los proyectos energéticos privados.

¹⁹⁰ Además de California, los estados son Illinois, Maine, Massachusetts, Nueva Hampshire, Rhode Island, Nevada, Oklahoma, Montana y Pennsylvania (véase Anexo H).

¹⁹¹ La fecha de inicio de operaciones de la subasta energética californiana, fijada en un principio para el 1 de enero de 1998, se pospuso hasta el 1 de abril de ese año para permitir que los sistemas terminaran de probarse y prepararse.

La CFE habría preferido el mecanismo CAT (construcción, arrendamiento y transferencia) de generación energética privada al de generación externa (o producción independiente de energía [PIE]) y a la cogeneración, pero esta última constituye un plan más aceptable desde el punto de vista de la eficiencia. El mecanismo CAT simplemente requiere que los inversionistas privados financien la planta, en el entendido de que ésta se arrendará a la CFE para que la opere hasta que los dueños hayan recuperado su inversión. El primer proyecto financiado según un arreglo del CAT, actualmente en construcción, es Samalayuca II, en Chihuahua, el cual cuenta con una capacidad de generación de 690 MW y tiene un costo aproximado de 650 millones de dólares estadounidenses.

El régimen que ha surgido en la era del TLC hace hincapié en los productores independientes de energía. Conforme a la Ley sobre Servicio Público de Electricidad, las compañías privadas pueden invertir en instalaciones productoras de energía con capacidades mayores de 30 MW. Aunque estas unidades pertenecen a particulares y son operadas por ellos, deben vender toda la energía que producen a la CFE o al extranjero. El primer permiso de tipo PIE se otorgó a un consorcio internacional encabezado por AES, de Estados Unidos, en sociedad con Nichimen, de Japón, y Hermes, de México. La planta, Mérida III, es una instalación de gas natural y ciclo compuesto, cercana a la ciudad capital del estado de Yucatán, alimentada por un gasoducto nuevo contratado también por inversionistas privados. La capacidad neta inicial de la planta, 484 MW, requerirá una inversión estimada de 227 millones de dólares estadounidenses. A partir de la licitación del contrato de Mérida III, los bajos precios de la electricidad que ofrece el consorcio AES han puesto de relieve las ventajas del arreglo con los PIE, y actualmente la CFE planea abrir un gran segmento de su nueva capacidad a los productores independientes de energía (véase Anexo F).

2. Gas natural

La desregulación del sector del gas natural en Estados Unidos y Canadá comenzó en los años ochenta, y proporcionó las bases intelectuales y prácticas de las iniciativas encaminadas a la desregulación de la electricidad un decenio más tarde. También proporcionó una base importante que permitió que los efectos de la reestructuración y del TLC se vieran reforzados.

a. Canadá

La desregulación del gas natural en Canadá comenzó en 1985, con la firma de los acuerdos que delegaban la fijación del precio del gas natural a las fuerzas del mercado, mientras que las ventas serían negociadas directamente entre los productores, los distribuidores y los consumidores a gran escala. Entre los acuerdos estaban también los cambios a las resoluciones que regían las operaciones y la función de los gasoductos interprovinciales e internacionales, y se incluían cláusulas relativas a pedidos de exportación a corto plazo del NEB (hasta de dos años), así como formas más flexibles de determinar el volumen de gas disponible para la exportación.¹⁹²

En 1989 el TLC eliminó diversos obstáculos al comercio de gas entre Canadá y Estados Unidos, incluido el análisis de costo-beneficio para determinar los volúmenes de gas disponibles para exportación. En 1993 el NEB eliminó las restricciones en las exportaciones de gas a California impuestas en 1992 como consecuencia de una controversia sobre las ventas a corto plazo. En 1987 se instituyó el libre acceso a los gasoductos federales. En 1995 se extendió el libre acceso a los gasoductos privados.

b. Estados Unidos

La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés), en las disposiciones 491 y 509, sentó en 1988 las bases para el libre acceso a los gasoductos de Estados Unidos. Al año siguiente, la FERC eliminó los contratos obligatorios a largo plazo. A principios de los años noventa, la FERC logró mejorar el funcionamiento del sistema de libre acceso a través de multas a las compañías que rebasaran la capacidad instalada nominal de sus gasoductos, consolidación de sistemas electrónicos para administrar las líneas (disposición 636 de 1992), y evitando que los servicios de transporte y almacenamiento se vendieran en paquete (disposición 636). Subsecuentemente, una aclaración a la disposición 636 planteaba la posibilidad de establecer interconexiones entre compañías de gasoductos interestatales, sujeta a la aprobación de que se tuvieran en cuenta criterios como la fuerza del mercado, el trato a las entidades filiales y el efecto sobre los consumidores.¹⁹³

¹⁹² Secretaría de Energía, *Perspectiva del mercado de gas natural, 1997-2006*: 44.

¹⁹³ *Ibid.*, 43.

c. México

En México, la desregulación de la transmisión y la distribución de gas natural comenzó en 1995, en el contexto del programa de liberalización económica y comercial iniciado a mediados de los años ochenta y del programa de promoción de la inversión instituido durante la crisis económica de 1995. Tal desregulación es congruente con el espíritu y los términos del TLC. La legislación aprobada en 1995 por el Congreso mexicano privatizó en parte el transporte y la distribución del gas natural en México, permitiendo a la compañía petrolera estatal, Petróleos Mexicanos (Pemex), recuperar recursos antes asignados a esos subsectores y utilizarlos para incrementar la capacidad de producción de gas natural. Si bien esos cambios no estaban considerados en el TLC, son una derivación lógica de su régimen.

Las reformas permiten la participación privada en el transporte, distribución y almacenamiento del gas natural, al tiempo que reservan la exploración, la extracción y el procesamiento a Petróleos Mexicanos. Conforme a la nueva legislación, los particulares pueden usar los gasoductos de Pemex para transportar gas de acuerdo con sus necesidades. Según las disposiciones del TLC respecto a la inversión, los inversionistas privados de Estados Unidos y Canadá tienen acceso a este sector.

(i) El papel de las compañías del sector privado en México

A consecuencia de la legislación de 1995 y de las garantías que otorgan las disposiciones del TLC a la inversión extranjera directa, las compañías de América del Norte y Europa participan en las licitaciones de concesiones para la distribución de gas a ciertas localidades en México. Los participantes procuran obtener concesiones múltiples que se restringen a regiones donde se concentran usuarios industriales y residenciales. Por lo tanto, el interés de las compañías oferentes en el sector de la distribución de gas en México tiende a enfocarse no en un solo proyecto, sino en proyectos múltiples, lo que refleja el potencial de este sector para justificar su participación en numerosas regiones. Además, las compañías de suministro de gas activas en más de una región pueden explotar su potencial de cooperación; tienen la posibilidad de vender gas a usuarios residenciales, de servir a clientes industriales activos en ambas áreas y de aplicar de un lugar a otro su conocimiento sobre las características del mercado y los hábitos de los clientes.

En el sector de la distribución, las empresas extranjeras poseen conocimientos y tecnología hasta ahora insuficientemente desarrollados por el sector privado de México, en virtud de que esta actividad ha sido una de las más reguladas. Por lo tanto, la inversión extranjera contribuye con una serie de estructuras comerciales que garantizan el rápido desarrollo de la distribución del gas conforme a normas internacionales de eficiencia y seguridad. Las compañías extranjeras que participan en el mercado aportan lo siguiente:

- Conocimientos de los mercados y la regulación del gas, obtenidos en sus países de origen y en los mercados regionales en desarrollo, como en el caso de NorAm Energy o de Pacific Enterprises-Enova. Esta última tiene experiencia en la región californiana de Los Ángeles a San Diego, que en el futuro será la clave para consolidar la integración de los mercados del gas y la electricidad en la región noroeste de México y del sur de California.
- En los casos en que una compañía extranjera participa en el mercado de la distribución de gas en el sur de Estados Unidos, establece también un vínculo entre el mercado mexicano y el estadounidense, el cual facilita la adaptación a las preferencias del consumidor, las normas de seguridad y la regulación gubernamental. Este vínculo facilita también la comprensión de los mercados regionales donde los factores de la demanda de gas y de las preferencias de los consumidores no necesariamente son con facilidad entendidos por un solo productor nacional.
- Pericia en cuanto a técnicas avanzadas de distribución del gas. Entre ellas está la medición de los flujos de gas en tiempo real; la lectura remota de medidores; sistemas de respuesta al cliente; el cobro, y los equipos para el cliente. Entre éstos están los equipos de bajas emisiones y elevada eficiencia, así como los vehículos que consumen gas natural comprimido.
- Si bien la distribución del gas (a diferencia de la generación de la electricidad) no supone tecnologías elaboradas, siempre significa progreso técnico adaptar la tecnología existente a las necesidades del consumidor. Con respecto a los gasoductos, los inversionistas extranjeros poseen una visión integral de las redes de servicio a base de ductos. El gasoducto principal sale a la calle y el servicio va de éste al medidor del consumidor. Estos sistemas funcionan bajo rigurosas normas de eficiencia, seguridad y costo.

- Las compañías extranjeras tienen diferentes especialidades. Los distribuidores europeos aportan la experiencia que confieren las zonas urbanas de alta densidad. Los inversionistas de Estados Unidos, sobre todo los de California, poseen experiencia en el manejo de redes específicamente diseñadas para riesgos sísmicos elevados. Las empresas extranjeras tienen también experiencia en la construcción de redes en suelo contaminado y en el uso de las sustancias químicas que suelen necesitarse en ese tipo de operación.
- Las compañías extranjeras participan en la distribución del gas, pero en ciertos casos están interesadas en aspectos más amplios del sector de la energía. Tal es el caso de Repsol y de Shell (aunque esta última ha participado en licitaciones sin haber formado aún parte de ningún equipo ganador). Shell, por ejemplo, es socio de Pemex en la refinación de petróleo, en un sitio de Deer Park, y es productora de lubricantes y productos para la industria petroquímica.
- Las empresas extranjeras que participan en México han aportado también experiencia en técnicas administrativas de planeación a largo plazo que abarcan tanto contabilidad de costos como estrategias comerciales relativas a riesgos de mercado y económicos. El mercado del gas afronta riesgos en lo que se refiere a precios futuros, así como al crecimiento del mercado, dependiendo de los factores de la demanda interna. El manejo de estos riesgos exige métodos que han estado fuera del alcance de las pequeñas empresas mexicanas, algunas de las cuales se han convertido ahora en socias de los inversionistas extranjeros.
- Los inversionistas extranjeros en México son empresas internacionales con experiencia en sus países de origen. Su carácter internacional, aun en los casos en que éste se limita a operaciones en sólo dos países, facilita su participación en mercados que cada vez más se integrarán a través de las fronteras nacionales. El comercio internacional y las transacciones financieras entre México y el extranjero darán ventajas a las compañías internacionales, y su participación en los mercados nacionales del gas le acarreará a México dichas ventajas de una u otra forma.

3. Carbón

En el caso de Estados Unidos, los cambios en la política de transporte interestatal pueden haber contribuido a aumentar el comercio del carbón. A la reestructuración del transporte ferrocarrilero en Estados Unidos se le reconoce haber reducido los costos de aprovisionamiento de carbón para las empresas estadounidenses de servicios públicos, facilitándoles y abaratándoles el cumplimiento de las normas sobre emisiones de SO_x puestas en vigor conforme a la Ley de Aire Limpio (CAA, por sus siglas en inglés) de 1990, al sustituir las variedades de carbón alto en azufre por carbón bajo en azufre. De igual forma, desde 1995 el transporte ferroviario, más barato, ha facilitado las exportaciones de carbón estadounidense a la CFE.

El efecto de estos cambios regulatorios sobre las pautas de producción de carbón en Estados Unidos ha sido muy notable. Como se vio en la sección relativa al comercio del carbón, el carbón del oeste se caracteriza por ser bajo en azufre, mientras que la mayor parte del carbón del este posee elevado contenido de azufre. Conforme las empresas comenzaron a consumir más carbón de bajo azufre para reducir las emisiones de SO_x , aumentó el consumo de variedades de carbón producidas en el oeste. Por consiguiente, la producción de carbón en el principal estado productor de este combustible en el oeste, Wyoming, aumentó en términos de su participación en la producción total, mientras que los estados más importantes en la producción carbonera del este redujeron su participación en el mercado (véase Cuadro 10).

Cuadro 10 Pautas de la producción de carbón en Estados Unidos

Principales productores del oeste										
Estado	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
Nuevo México	2.33	2.34	2.37	2.18	2.34	2.74	2.90	2.69	2.35	2.51
Dakota del Norte	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
Principales productores del este y el oeste medio										
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
Pennsylvania	7.51	7.21	7.12	6.48	6.74	6.62	5.98	5.83	6.28	6.45
Virginia	5.00	4.87	4.64	4.38	4.20	4.23	3.92	3.53	3.27	3.35
West Virginia	4.70	15.75	15.56	16.22	16.69	15.59	14.18	15.89	16.00	16.36

Porcentaje de la producción total.

Fuente: Office of Surface Mining, US Department of the Interior. Los datos se presentan por año fiscal.

4. Política ambiental

Es probable que el avance en materia de política ambiental con un efecto más profundo en el sector eléctrico durante los años posteriores a su promulgación sea el Protocolo de Kioto que negociaron, a finales de 1997, los países signatarios de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. En el plano nacional, las iniciativas encaminadas a mejorar la calidad regional y local del aire serán probablemente las que representen la mayor obligación para las empresas productoras de electricidad. En todo los casos, estos cambios de política no se relacionan con el TLC.

a. Estados Unidos

En Estados Unidos hay dos acontecimientos principales por considerar en el contexto de la regulación ambiental que afectará a la industria eléctrica. El primero es la puesta en práctica del sistema de compensaciones para reducir las emisiones en el país de acuerdo con las enmiendas de 1990 a la Ley de Aire Limpio. El segundo tiene que ver con los esfuerzos de la EPA para hacer más estrictas las normas relativas a las emisiones de partículas suspendidas y precursores del ozono.

La EPA propuso y puso en vigor las Normas Nacionales sobre Calidad del Aire (NAAQS, por sus siglas en inglés) para partículas suspendidas y ozono superficial en noviembre de 1996. Se espera que la reglamentación, basada en datos toxicológicos y epidemiológicos relativos al ser humano, tenga un efecto considerable sobre la comunidad a la que regula. Aunque diversos sectores de las industrias afectadas han criticado vigorosamente la propuesta, los resultados de sondeos de opinión muestran un amplio apoyo del público a las nuevas normas, las cuales contarán también con el beneplácito del presidente y del vicepresidente de Estados Unidos. Los esfuerzos del Congreso para obtener un voto en contra de las medidas antes de que finalizara el periodo legislativo de 1997, no tuvieron éxito.

(i) Normas actuales sobre partículas suspendidas y ozono

Las partículas suspendidas (PM, por sus siglas en inglés) provienen sobre todo de la combustión de fuentes como las plantas de energía y los grandes incineradores. Los precursores del ozono (contaminantes que hacen que se forme ozono en las capas más bajas de la atmósfera) generalmente provienen de fuentes difusas, como los escapes de los vehículos, y de fuentes localizadas, como las chimeneas industriales y las instalaciones de plantas generadoras de energía.

Las normas para regular las PM limitan actualmente las concentraciones ambientales de partículas de 10 micrones o más pequeñas (PM₁₀) a concentraciones de 50 microgramos por metro cúbico al año, y a 150 microgramos por metro cúbico al día. Las normas propuestas para las PM exigen que las partículas de 2.5 micrones o más pequeñas (PM_{2.5}) se limiten a concentraciones de 15 microgramos por metro cúbico anualmente y de 50 microgramos por metro cúbico al día. La EPA propuso también mantener las normas actuales de PM₁₀ a modo de que sigan regulándose las partículas más grandes y gruesas.

La actual norma para el ozono es 0.12 partes por millón (ppm) medidas en una hora. Las nuevas normas de la EPA estipulan 0.08 ppm en un lapso de ocho horas. La EPA está buscando también comentarios sobre otras opciones, incluidas las concentraciones de ozono de 0.09 ppm en ocho horas, así como un intervalo de concentraciones de ozono desde 0.07 ppm en ocho horas hasta 0.12 ppm por hora, que es la norma actual. Para ambas normas la EPA especificó también la manera en que ha de establecerse cuándo se cumplió con ellas. Los planes para encontrar normas bien definidas tienen de plazo hasta el año 2002 en cuanto a las PM, y hasta el 2000 respecto a las medidas de control del ozono. Las fechas límite para conseguir el cumplimiento total se prolongarán varios años después para ambos tipos de emisión.

El Congreso especificó seis contaminantes de la atmósfera, con acuerdo a la Ley de Aire Limpio, que tendrán que regularse conforme a las normas nacionales de la EPA. Dichos contaminantes son: ozono, partículas suspendidas, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, óxidos de azufre y plomo. El Congreso determinó que la EPA revise dichas normas al menos cada cinco años para mantenerlas al corriente de los avances científicos, y los criterios de revisión deberán basarse únicamente en las opiniones científicas más aceptadas en cuanto a los efectos sobre la salud pública, y no en estudios de repercusión económica. Habrá un lapso de 60 días para comentar las propuestas.

Se espera que el número de zonas en Estados Unidos que no cumplen con las normas aumente de 106 condados a 250, aproximadamente, como se ilustra en la Gráfica 7. Esto dará mayor impulso a los esfuerzos para combatir las inconsecuencias normativas que actualmente benefician a las plantas generadoras “protegidas” bajo la actual legislación para una atmósfera limpia. Además, el incremento en el número de zonas que no cumplen tendrá también un efecto considerable en los procesos relativos a la asignación de asentamientos y permisos para las nuevas instalaciones generadoras de Estados Unidos.

Habrán algunas zonas nuevas en Estados Unidos donde simplemente no sea viable construir instalaciones generadoras. Muchas de las zonas que se sumarán, como se espera, a las que no cumplen están en regiones del país donde el rápido crecimiento de la demanda probablemente llevará a que aumenten los requisitos de capacidad, especialmente en las áreas donde la actual capacidad de transmisión limita la cantidad de energía que puede importarse de otras regiones. La reestructuración podría facilitar importaciones a escala regional, lo que, aunado a los avances tecnológicos, llevaría a una menor concentración geográfica de la generación, con efectos ambientales positivos.

b. México

Existen importantes iniciativas en materia de energía y medio ambiente que influirán en la estructura del consumo energético en el país, así como en el patrón de emisiones contaminantes relacionadas con la energía. Entre ellas están nuevas normas ambientales, lineamientos de política energética y la desregulación de subsectores clave del sector de la energía, especialmente el gas natural. En esta sección nos ocuparemos de los avances en la política ambiental y energética.

(i) Contaminación del aire

En diciembre de 1994 el Instituto Nacional de Ecología (INE) publicó dos normas con repercusiones a largo plazo tocantes a la contaminación atmosférica y a la política energética del país. Las normas, NOM-ECOL-085-1994 y NOM-ECOL-086-1994, se refieren a las emisiones permisibles de SO_x y NO_x en fuentes localizadas y a clases de combustible, respectivamente.

La NOM-ECOL-085-1994 establece una serie de zonas geográficas para las cuales se especifican niveles de emisión de ambos contaminantes (véase Cuadro 11). La NOM-ECOL-086-1994 da las especificaciones de los combustibles producidos por Pemex para su uso en fuentes contaminantes localizadas y difusas. Entre las especificaciones están los valores de varios tipos de gasolina, diesel, gas natural y petróleo, incluidos el contenido de plomo, la presión del vapor, contenidos de azufre, benceno y olefina, y cenizas. Algunos de los combustibles mejorados ya se introdujeron en ciertos mercados regionales, como la nueva gasolina sin plomo denominada Premium.

Cuadro 11 Límites de emisión de contaminantes tomados como criterio en México

Contaminante	ZMCM 1 ^a	Zonas críticas ^b	Resto del país
1994-1997 (diciembre 31)			
SO ₂	1.65	3.30	5.16
NO _x	0.23	0.41	0.59
PM	0.05	0.25	0.39
A partir 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

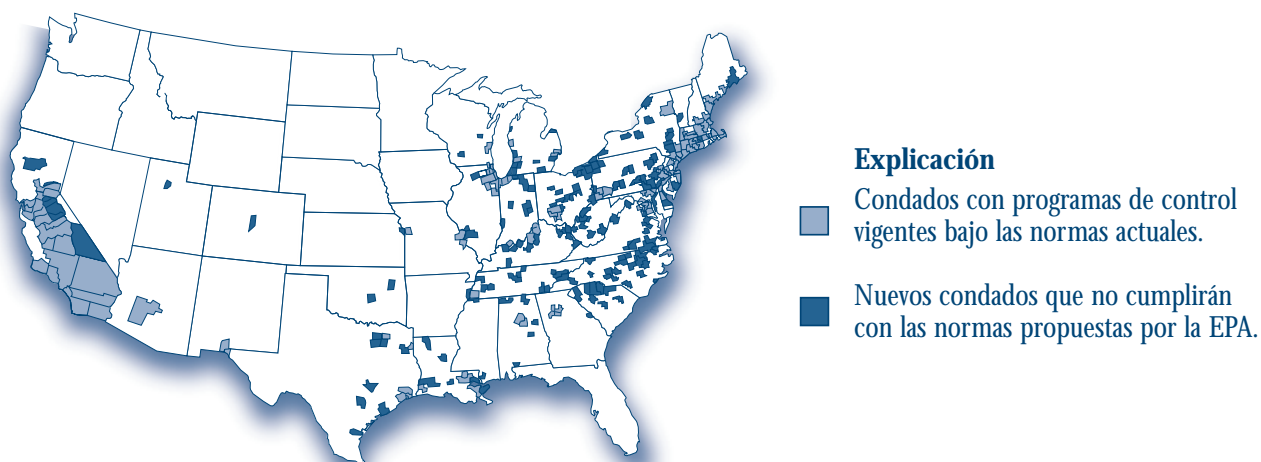
Fuentes de más de 110,000 MJ/hora, combustibles líquidos, cifras en libras por millón de energía absorbida de UTB.

^aZMCM se refiere a la Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

^bLas zonas críticas son las áreas metropolitanas de Monterrey y Guadalajara, Ciudad Juárez, el corredor Coatzacoalcos-Minatitlán, el de Irapuato-Salamanca-Celaya, el de Tula-Vito-Apasco, el de Tampico-Cd. Madero-Altamira, y Tijuana.

Fuente: NOM-ECOL-085-1994, cuadros 1 y 2.

Gráfica 7 Zonas actuales y previstas que no cumplen con las normas de la EPA sobre el ozono¹⁹⁴



Condados que no cumplen con la norma propuesta por la EPA (ocho horas, tercer máximo promedio, 0.08 ppm)

Fuente: EPA, 1996.

¹⁹⁴ Véase < <http://tnwww.rtpnc.epa.gov/naaqspro/ozone2.gif> > si se quiere una imagen a color de este mapa.

c. Canadá

(i) Cooperación federal-provincial

Debido al sistema canadiense de jurisdicción federal-provincial, los gobiernos provinciales y federal se ocupan conjuntamente de establecer la política ambiental. En muchos casos, el gobierno federal idea una política para hacer concordar las obligaciones nacionales con acuerdos internacionales o regionales. Sin embargo, los gobiernos provinciales elaboran los programas y regulaciones necesarios para lograr el cumplimiento. Ejemplos recientes de esto son el Acuerdo sobre Calidad del Aire entre Canadá y Estados Unidos y el Plan para el Manejo de NO_x/COV, que se elaboró dentro de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para la Convención Europea sobre Contaminación Atmosférica Transfronteriza de Largo Alcance. Los nuevos acuerdos, como el Protocolo de Kioto, requerirán establecer convenios de cooperación semejantes con los gobiernos provinciales.

(ii) Evaluación ambiental

Uno de los logros más importantes de la política ambiental canadiense relativa a las empresas eléctricas ha sido la aprobación de la legislación sobre la evaluación ambiental en todas las provincias y a nivel del gobierno federal. Los diversos documentos de la legislación requieren que los oferentes realicen prolongados procesos de análisis para determinar los efectos ambientales acumulativos y a largo plazo de sus proyectos, y desarrollen planes de mitigación, que se consideran parte del proceso de concesión. En muchos casos existe la oportunidad de que el público intervenga y haga comentarios a lo largo del proceso. En algunos, un panel de evaluación ambiental puede solicitar la organización de una audiencia pública en forma.

(iii) Sistema de compensación por la emisión de gases con efecto invernadero

En noviembre de 1997, el gobierno de Columbia Británica anunció el establecimiento de un sistema voluntario de compensación mediante créditos para reducir la emisión de los gases con efecto invernadero. El sistema de compensación permite que quienes deseen invertir en la reducción de estos gases adquieran créditos fuera de sus empresas con el fin de cumplir con los objetivos de disminución, o que conserven sus créditos con vistas a futuros requisitos regulatorios. Conforme al programa inicial, en las compensaciones debe intervenir al menos una parte que opere en Columbia Británica; no obstante, los gobiernos federal y provincial han sido invitados a participar en el programa como copatrocinadores. La participación de otros gobiernos incrementará el número y la variedad de participantes posibles. El programa tendrá ramificaciones para el desarrollo de tecnologías de generación y conservación más eficientes, ya que los inversionistas podrán obtener créditos registrados para invertir en proyectos de energía ecológica y eficiencia energética.

Tales compensaciones ocurren también en otras partes de Canadá y han trascendido incluso las fronteras internacionales en América del Norte. Recientemente, Ontario Hydro (OH) anunció que compraría créditos por emisiones equivalentes a 10,000 ton métricas de CO₂ de la Southern California Edison (SCE), que logró rebasar la meta de reducir las emisiones de CO₂ a menos de 2 millones de ton anuales de aquí al año 2000. Las reducciones adicionales que la SCE realizará conforme al acuerdo Reto Climático con el Departamento de Energía de Estados Unidos, serán intercambiadas con Ontario Hydro en el marco de un programa de demostración de este sistema de compensaciones.¹⁹⁵ Las emisiones de carbón de la OH han aumentado conforme las plantas carboníferas tienen que sustituir a las plantas nucleares cerradas en agosto de 1997, llevando a la compañía a buscar recursos externos para poder cumplir con sus metas voluntarias de reducción de emisiones.

¹⁹⁵ "Edison, Ontario Hydro announce CO₂ credit sale", *Daily Power Report*, 15 de diciembre, 1997.

5. *Tendencias de la política internacional sobre medio ambiente*

El Protocolo de Kioto sienta las bases de los que podrían ser importantes cambios en las políticas nacionales sobre energía y medio ambiente en Estados Unidos y Canadá, con la posibilidad de avances significativos en materia de políticas en México.¹⁹⁶ Las delegaciones de Estados Unidos y de Canadá en Kioto acordaron reducir sus emisiones de gases con efecto invernadero en 7 y 6 por ciento, respectivamente, comparadas con las emisiones de 1990, en el “periodo de compromiso” que va del año 2008 al 2012. Los tres países signatarios del TLC aprobaron incluir en el Protocolo la compensación por emisiones como parte del paquete de mecanismos para promover las reducciones de contaminantes —llamadas “reducciones certificadas de emisiones” (CER, por sus siglas en inglés)—, logradas bajo el “mecanismo de desarrollo limpio” (CDM, por sus siglas en inglés), en el artículo 12. Los pormenores de ese sistema quedaron pendientes para una reunión ulterior de las partes signatarias del Protocolo a fines de 1998, y la compensación por emisiones aún no se sanciona explícitamente bajo el Protocolo.¹⁹⁷

La evolución de los acontecimientos dentro del sector eléctrico de América del Norte indica que los cambios acelerados continuarán durante varios años antes de que puedan preverse pautas de comportamiento a largo plazo. En efecto, los impactos a largo plazo de la desregulación en los sectores eléctricos de América del Norte dependen de decisiones políticas que aún no se toman o que apenas se están tomando. Dada la probabilidad de que haya cambios acelerados en los efectos ambientales del sector, la siguiente sección (“Impactos e indicadores ambientales”) ayuda a identificar los acontecimientos que podrían servir de base para la recolección de datos, la investigación y el análisis que actualmente se llevan a cabo.

¹⁹⁶ *Kyoto Protocol to the United States Framework Convention on Climate Change*, 10 diciembre, 1997 (FCCC/CP/1997/L.7/Add.1).

¹⁹⁷ Una parte del Protocolo de Kioto que podría ser de especial interés para los gobiernos de Estados Unidos, Canadá y México desde la perspectiva del TLC es el artículo 4.6, que sienta las bases para que las organizaciones de la integración económica regional puedan establecer compromisos como grupo (con arreglo al artículo 23). Como tal, el compromiso de la región del TLC podría allanar el camino para una iniciativa regional sobre compensación de emisiones en la que participaran Estados Unidos, Canadá y México.

V. Impactos e indicadores ambientales

El medio ambiente es susceptible a presiones en diversos ámbitos producto de las interacciones entre las emisiones atmosféricas y la biota. En esta sección se abordan con más detalle los vínculos ambientales con un análisis de los posibles efectos en el medio ambiente, y se señalan ciertos indicadores que podrían usarse para medir los cambios ambientales que ocurran con el tiempo. Entre estos indicadores no sólo están las dimensiones, presiones o apoyos ambientales, sino sus principales causas o factores potenciales de mitigación. La relación entre los vínculos ambientales y sus efectos se resume en la Gráfica 8, la cual comprende cuatro tipos principales de efecto ambiental: emisiones a la atmósfera, contaminación del agua, generación de desechos sólidos y cambios en el uso del suelo (incluidos los efectos sobre la biota).

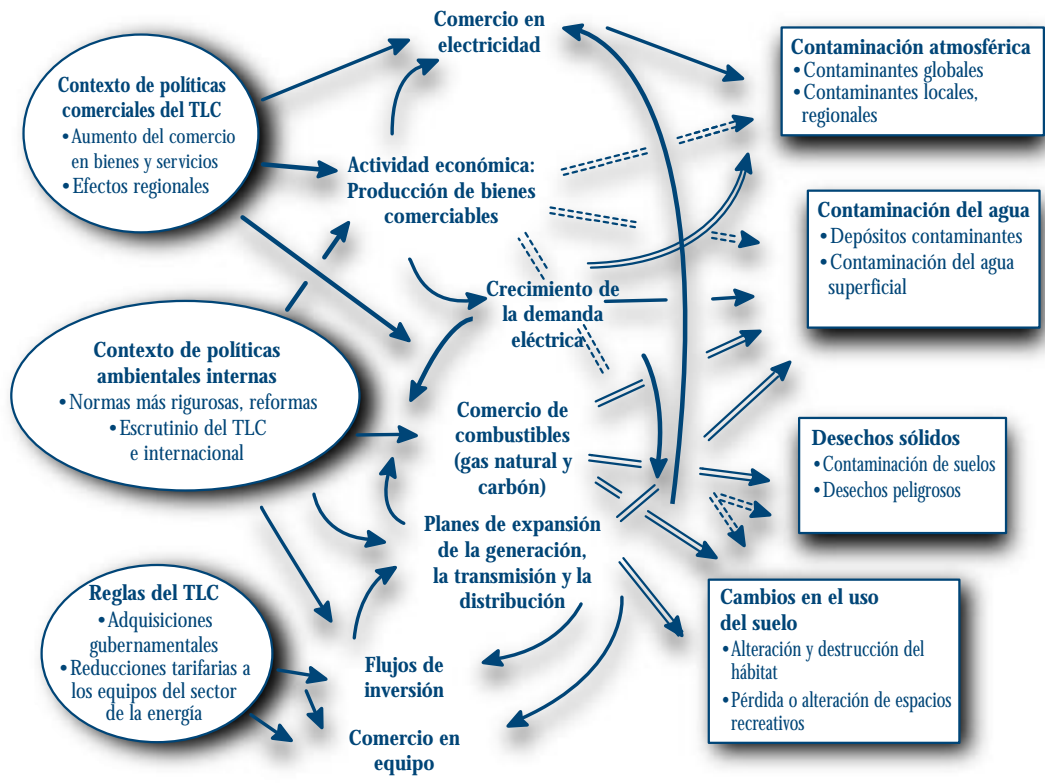
En general, las presiones ambientales generadas por la creciente demanda y comercio de electricidad en Canadá, México y Estados Unidos, dependerán de dos factores clave: el nivel de la regulación ambiental interna aplicada a la operación de las plantas eléctricas existentes, y los efectos de la producción de combustible ocasionados por la introducción de nuevas tecnologías de generación de energía. En la medida en que las nuevas tecnologías desplacen a las plantas de energía existentes y reduzcan su empleo, y por lo tanto las presiones ambientales, en un aspecto, este cambio puede ser compensado por mayores presiones en otros aspectos como el de la producción y los efectos de transferencia de combustibles requeridos por las nuevas tecnologías. Los efectos ambientales en una zona, y su desplazamiento a otras regiones a consecuencia de cambios en la distribución geográfica de las actividades del sector, pueden monitorearse y evaluarse mediante la aplicación de indicadores de desempeño ambiental.

Un número mayor de mercados de electricidad competitivos puede producir efectos ambientales tanto positivos como negativos. Por una parte, pueden llevar a una disminución de la calidad ambiental al prolongar la vida económica y aumentar los niveles de operación de las plantas carboníferas, que son las principales fuentes de contaminación atmosférica en Estados Unidos.¹⁹⁸ La competencia puede llevar también al abandono de los instrumentos reguladores existentes para el logro de objetivos de eficiencia y conservación energética, lo que a su vez conduce a un consumo mayor, ya que el papel tradicional de la regulación hará hincapié en los aspectos monopólicos del sistema; a saber: la infraestructura de transmisión y distribución. Por otro lado, a largo plazo podrán reducirse las presiones ambientales porque la transición al mercado competitivo de la electricidad ofrece oportunidades para mejorar el conjunto actual de plantas generadoras al facilitar la introducción oportuna de tecnologías nuevas y más limpias, en especial las turbinas de gas natural de ciclo compuesto.¹⁹⁹ Además, mientras que el término de la regulación económica de las plantas generadoras reduce los incentivos a la conservación, significa también una oportunidad para que las organizaciones sociales negocien mejores mecanismos reguladores para alcanzar objetivos de conservación energética a través de nuevas instituciones.

¹⁹⁸ Para dar una idea de la magnitud del problema, muchos generadores carboníferos emiten entre cinco y diez veces más SO₂ que una planta de carbón nueva, y entre dos y diez veces NO_x. Natural Resources Defense Council *et al.*, 1997, *op.cit.*, p. 37.

¹⁹⁹ Las turbinas de combustión de gas natural producen entre el 33 y 50 por ciento de la cantidad de CO₂ que generan las instalaciones que consumen carbón.

Gráfica 8 Relaciones entre comercio, sector energético y medio ambiente



Fuente: EIC.

Mercados de electricidad más competitivos e integrados probablemente llevarán a un aumento de la demanda de gas natural para la generación de electricidad en Estados Unidos, México y Canadá. Las presiones de la competencia podrían llevar a invertir más en las nuevas tecnologías, más competitivas, de generación de energía, especialmente las turbinas de gas natural en una configuración de ciclo compuesto. Estas nuevas plantas tal vez desplacen a otras de alto costo, como las nucleares y las que consumen petróleo, así como a plantas con rendimientos ambientales relativamente deficientes, como las viejas instalaciones carboníferas. Estas tendencias influirían en las emisiones de SO_x, CO₂ y NO_x.

El crecimiento de la demanda de gas natural llevará al crecimiento concomitante de la inversión en producción, transporte y distribución de gas natural, así como en equipo para consumir este combustible en lugar de otros. Puede ser que los precios del gas natural tiendan a aumentar, con lo que se ahondará la brecha con el carbón, creando un incentivo para consumir más carbón que gas en las unidades duales y para favorecer el uso de plantas a base de carbón frente a las que consumen gas. Sin embargo, parece probable que la tendencia general de aumento en el uso del gas natural traerá beneficios ambientales, excepto en aquellas zonas donde se dispone de una capacidad considerable de generación a base de carbón aún desaprovechada.

En tanto que la producción de gas natural tiene efectos importantes en el medio ambiente, los beneficios ambientales del consumo de gas podrían contrarrestar tales costos. El gas natural es más eficiente en términos de combustión y proporciona más oportunidades para el uso adecuado de las pérdidas de calor; también ofrece menos emisiones de carbono y SO_x. Sin embargo, si no se controla adecuadamente la combustión mediante dispositivos de emisiones de NO_x, el gas puede producir mayores emisiones de óxidos de nitrógeno, precursores del ozono troposférico.

Las presiones ambientales asociadas con un mayor comercio de gas natural son importantes. De 1990 a 1995, los gases con efecto invernadero asociados a la producción de gas natural en Canadá aumentaron de 29,252 kT de equivalentes de CO₂,

a 35,449 kT, lo que significa un aumento de 21 por ciento.²⁰⁰ Una buena parte de este incremento de emisiones es directamente atribuible al aumento en el comercio. Por ejemplo, la producción de gas natural en Alberta se incrementó 41 por ciento entre 1990 y 1994, y aproximadamente 65 por ciento de este aumento fue ocasionado por el crecimiento de las exportaciones a Estados Unidos.²⁰¹ Un análisis del cambio del porcentaje representado por las exportaciones en la producción total de gas natural canadiense nos muestra que las exportaciones se incrementaron aproximadamente 90 por ciento, en tanto el uso interno aumentó 27 por ciento durante el periodo que va de 1990 a 1995.

La reestructuración y cierta privatización limitada en el sector eléctrico aumentarán la presión que se ejerce sobre las empresas eléctricas para que busquen ocupar puestos competitivos, reducir costos y ampliar sus mercados. Esto podría generar un incentivo para poner en operación, con más ahínco que en el pasado, plantas de bajo costo y muy alta depreciación. Esto podría conducir a la disminución del uso de recursos nucleares y renovables de alto costo. Estas tendencias podrían aumentar las emisiones de SO_x, NO_x y CO₂.

Los planes de expansión mexicanos exigen reestructurar considerablemente la capacidad de generación mediante una expansión correlativa de la capacidad de generación a base de gas natural. Este proceso se está facilitando gracias al acceso a las nuevas tecnologías a través de la inversión privada y el comercio liberalizado, así como a la desregulación del sector del gas natural.

Las tendencias del comercio eléctrico entre Estados Unidos, Canadá y México indican que el volumen total de transacciones energéticas podría ser mayor en el futuro, aunque pueden ocurrir variaciones de consideración que reflejen los cambios a corto plazo en la balanza oferta-demanda. Por ejemplo, las exportaciones mexicanas a Estados Unidos han caído abruptamente en los años recientes con la contracción de la oferta; las importaciones de las compañías estadounidenses pueden aumentar de manera notable. Las exportaciones canadienses podrían expandirse si se llega a contar con nueva capacidad de generación y si, en el caso de Hydro-Québec, la oposición local e internacional en contra de las exportaciones de energía no limita su capacidad para expandir su aportación de suministro eléctrico al noreste de Estados Unidos.

Las emisiones asociadas con las exportaciones canadienses a Estados Unidos ilustran la contribución de las exportaciones eléctricas a las presiones ambientales en Canadá. Los diferentes índices de contaminación entre las provincias, basados en las diferencias entre los combustibles empleados en cada región, en combinación con los grados de exportación en cada provincia, permiten estimar, grosso modo, las emisiones originadas en la generación de combustibles fósiles canadienses destinados a la exportación de energía.

Con base en estos datos, los efectos atmosféricos de la energía exportada en 1995 se tradujeron en unas 43,500 ton métricas de SO₂; aproximadamente 12,700 ton métricas de NO_x, y 7 millones de ton métricas de CO₂. Estas emisiones fueron equivalentes a 1.5 por ciento de las emisiones totales de CO₂ de Canadá, 1.6 por ciento de SO₂ y 0.6 por ciento de NO_x. Si se diera el caso de que el comercio de electricidad llegara a utilizar plenamente la capacidad disponible de transmisión entre Canadá y Estados Unidos, podría duplicarse la contribución de la contaminación atmosférica relacionada con la exportación respecto a las presiones ambientales regionales y mundiales.

La disponibilidad de inventarios de emisiones y de sistemas de información sobre la operación de las plantas generadoras es esencial para poder confirmar las tendencias. La capacidad de rastrear los indicadores ambientales a lo largo del tiempo, con el empleo de datos suplementarios, también será esencial para determinar qué tendencias ambientales comienzan a prevalecer.

Las limitaciones a la capacidad de transmisión desempeñarán un importante papel en la determinación del grado en el que el acceso libre conducirá a un mayor comercio interregional e interprovincial de la electricidad que se genera en América del Norte. La gran demanda de capacidad de transmisión, de registrarse, llevará a que las “compañías de transmisión” inviertan en el desarrollo de capacidad nueva. Estas inversiones enfrentarán numerosos obstáculos regulatorios y de otra índole. En general, parece haber poco daño ambiental adicional derivado de la necesidad de tender líneas de transmisión eléctrica desde nuevos corredores de Estados Unidos, y hasta el momento son prácticamente desconocidas la magnitud y la localización de las nuevas líneas y corredores de transmisión transfronterizos, así como sus efectos ambientales inmediatos. Datos preliminares indican

²⁰⁰ *Trends in Canada's Greenhouse Gas Emissions, 1990-1995*, A. Jacques, Pollution Data Branch, Ministerio del Medio Ambiente de Canadá, Cuadro 2.4.

²⁰¹ “Greenhouse Gas Emission Trends in Canada and Alberta”, Robert Hornung, Pembina Institute for Appropriate Development, noviembre de 1995.

que la capacidad de transmisión actual es suficiente para que cierta reorientación de los flujos de energía permita mayores ventas de electricidad generada con carbón en el oeste medio de Estados Unidos.

En un entorno más competitivo, a corto plazo, las medidas de manejo de la demanda podrían requerir satisfacer criterios más rígidos de costo-eficiencia, puesto que la competencia interna por recursos de inversión será más ruda y más bajos los precios de referencia de la electricidad en el mercado. A la larga es probable que el manejo de la demanda resulte ser un útil instrumento estratégico para las compañías que buscan conservar su base de consumidores, en parte a través de la diversificación de su línea de productos, de modo que incluya servicios energéticos “integrales”.

También será importante supervisar en qué lugares y en qué medida habrán de generar electricidad los productores independientes, para evaluar sus efectos en el medio ambiente.

Los datos de este estudio indican los siguientes cuatro escenarios probables que orientaron el desarrollo del análisis.

Primero, los sistemas abiertos —combinados con las garantías del TLC para el comercio y la inversión libres en toda la región— podrían mejorar la calidad ambiental al acelerar la rotación de capitales. Este estudio indica que un buen número de jurisdicciones está integrando nuevos incentivos a la inversión en eficiencia energética y energía renovable, tales como cambios uniformes en los servicios de distribución y requerimientos mínimos de generación. El comercio de equipo bajo clasificaciones arancelarias clave parece estar aumentando, especialmente con México. Los pronósticos de inversión prevén aumentos en la capacidad de generación a base de gas natural, en ciertos casos a expensas de la generada mediante carbón, como en el caso de Canadá. Están surgiendo programas de mercado “ecológicos” que reflejan el deseo de los comerciantes de distinguir su producto con base en la disposición comprobada de los consumidores a pagar por una “electricidad limpia”. Por otra parte, la incertidumbre de la industria respecto a las tendencias del mercado en cuanto a capacidad se acepta como un factor desalentador de la inversión. Las proyecciones de expansión de la capacidad en Estados Unidos y Canadá están sujetas a incertidumbres, y existe una desigualdad de iniciativas en favor de los recursos renovables en los ámbitos subfederales de Estados Unidos y Canadá.

Segundo, la liberalización del comercio podría abrir nuevos mercados a las tecnologías y los combustibles que suponen una generación de energía más limpia. Este análisis ha demostrado que el comercio de equipo bajo clasificaciones arancelarias clave parece aumentar, especialmente con México. Además, los pronósticos de inversión apuntan hacia una mayor generación a base de gas natural, en ciertos casos a expensas de las plantas eléctricas carboníferas, como en el caso de Canadá. Entre los planes de expansión de México está un considerable viraje hacia las tecnologías a base de gas natural. Por otro lado, al igual que en los escenarios del párrafo anterior, las proyecciones sobre la expansión de la capacidad de Estados Unidos y Canadá están sujetas a incertidumbres, y son desiguales las iniciativas que en estos países favorecen el empleo de recursos renovables.

Tercero, los incentivos y regulaciones podrían redundar en beneficio del uso eficiente y de recursos renovables. Los datos que se presentan en este estudio confirman que América del Norte cuenta al menos con dos decenios de experiencia en la regulación gubernamental directa del equipo y el establecimiento de niveles de eficiencia, aunque sigue habiendo potencial para mayores ahorros. Los esfuerzos de coordinación a través de las fronteras nacionales facilitarían mayores niveles de eficiencia. Nuevamente, las iniciativas que favorecen el uso de recursos renovables en los estados y provincias de Estados Unidos y Canadá son dispares, por lo que crean posibilidades de confusión. Un cargo uniforme a la transmisión, con base en su volumen, como el que propone el Congreso de Estados Unidos, se usaría para equiparar las inversiones (dólar por dólar) calificadas a nivel estatal en eficiencia energética y recursos renovables. Al menos cuatro iniciativas del Congreso de Estados Unidos obligarían a todos los propietarios de plantas generadoras a producir energía renovable. La incertidumbre de la industria en cuanto a las tendencias del mercado en materia de capacidad es un factor desalentador de la inversión en manejo de la demanda. Normas uniformes ayudarían a reducir esta incertidumbre. La expectativa de un crecimiento continuo del ahorro energético a partir de programas de manejo de la demanda, sobre todo donde existe competencia, conduce a la relajación de los rigores normativos que rigen la planeación de tarifas. Se espera que los gastos de las empresas eléctricas disminuyan levemente, reflejando la reducción de los costos de manejo de la demanda y cambios en los programas, mientras que estas empresas siguen procurando posibilidades de manejo de la demanda.

Por otra parte, los incentivos y requerimientos regulatorios necesitarán ser mucho mayores bajo la desregulación, toda vez que los precios más bajos hacen que los proyectos de eficiencia energética sean más difíciles de justificar económicamente. Los recursos energéticos renovables son más difíciles de desarrollar debido a las desventajas relacionadas con el costo de la inversión y con consideraciones operacionales como la confiabilidad.

El cuarto escenario es que las normas incongruentes relativas a las emisiones, así como la incertidumbre regulatoria, podrían originar mayor contaminación. El análisis demuestra que a menudo se permite que las antiguas plantas carboníferas estadounidenses emitan cuatro veces, o más, la contaminación de sus competidores más nuevos (en unidades por kWh), y los primeros datos indican incrementos en la generación a base de carbón en Estados Unidos. En un análisis sobre el efecto potencial que el libre acceso y el aumento del comercio y la inversión tienen sobre la contaminación, se evaluó el grado de capacidad de transmisión disponible y se concluyó que la capacidad disponible, aunada a la mayor demanda debida a los precios más bajos, llevará a que aumenten las emisiones contaminantes.²⁰² La clausura de siete plantas nucleares en Ontario ha creado una demanda de más generación de energía a partir de carbón. En Ontario se reconoce que el aumento de la demanda no puede cubrirse mediante plantas carboníferas, debido a los límites impuestos a las emisiones totales de dichas plantas. Son importantes las iniciativas reguladoras a nivel estatal y provincial que promoverían el uso y la construcción de plantas generadoras a base de recursos renovables o la eficiencia energética.

Sin embargo, la legislación pendiente ante ambas cámaras del Congreso estadounidense eliminaría las incongruencias en las normas relativas a las emisiones de las plantas generadoras de energía. Existen dudas sobre la disponibilidad potencial de la capacidad de transmisión entre las regiones ECAR y MAPP o la NPCC. Además, aunque la FERC 888 prevé a la letra que de ser necesario los proveedores de transmisión deberán ampliar su capacidad, existen limitaciones en cuanto a tal requisito.²⁰³ Los análisis que muestran considerables efectos negativos debidos a la reestructuración soslayan también el efecto potencial, aunque todavía sin cuantificar, de los controles de NO_x de la Fase II y del MOU (memorando de entendimiento) en la región noreste de transporte de ozono.²⁰⁴

A fin de monitorear los acontecimientos en estos posibles ámbitos, puede y debe ser tomado en cuenta un buen número de indicadores derivados de todo el Marco General de Trabajo.

A. Datos de la producción

La evaluación de las tendencias a largo plazo en el sector eléctrico de América del Norte requerirá del seguimiento tanto de la composición cambiante de los recursos básicos de cada país cuanto de los pormenores operacionales tales como el combustible usado y las horas de generación. Los datos reunidos en relación con las plantas en operación, la generación de electricidad y el consumo de combustibles, aunados a las ventas interregionales y los volúmenes de transmisión para cada país, proporcionarán las bases para obtener las conclusiones sobre los efectos ambientales de la producción de electricidad en la región del TLC.

B. Datos de la inversión

Mediante el monitoreo de los cambios en la composición de la flota de plantas generadoras en cada país, el análisis ulterior de los vínculos con el medio ambiente facilitará determinar los efectos acumulados del comercio de electricidad.

Las inversiones en nuevas instalaciones de cogeneración y de ciclo compuesto, más que los niveles requeridos para igualar el ritmo de crecimiento de la demanda, proporcionarán un indicio del grado en que están siendo reemplazadas las plantas eléctricas. Esta tendencia hacia el reemplazo de la capacidad existente se ve más claramente en México, donde más de 4,000 MW

²⁰² Véase Palmer, Karen y Dallas Burtraw (1996), "Electricity Restructuring and Regional Air Pollution", Resources for the Future, Discussion Paper 96-17-REV2, julio.

²⁰³ Véanse los archivos EPECO/Enron.

²⁰⁴ Véase EIA, "Electricity prices in a competitive environment".

de la capacidad se convertirán a gas natural, y donde la mayor parte de las nuevas instalaciones funcionará también con gas. El seguimiento acucioso de los datos sobre inversiones y capacidad de generación permitirá verificar estas proyecciones en México, Estados Unidos y Canadá.

Las decisiones relativas a invertir en nuevas instalaciones hidroeléctricas, más que la demanda interna, indican también el grado en que los mercados competitivos están afectando el medio ambiente. Aunque se reconoce que a fin de distinguir los cambios originados por el mercado de los impulsados por el gobierno se requerirá de un análisis específico de políticas para interpretar los datos, la importancia de las reservas hidroeléctricas en el mercado competitivo justifica dicho análisis.

Las decisiones de inversión concernientes al manejo de la demanda y a las tecnologías de generación mediante recursos renovables proporcionarán también valiosos indicios de la magnitud del cambio ambiental. Ya sea que surjan o no instituciones nuevas que den la oportunidad de corregir las fallas del mercado en estas áreas, proporcionarán mayores señales del cambio en el mercado de la electricidad. Que desaparecen las fallas de mercado, se sabrá por el grado de inversión que fluya hacia estas áreas.

Otro proceso importante que se debe vigilar es la manera como la inversión extranjera directa, alentada por el TLC, acelera la transferencia y difusión internacional de tecnologías de tales maneras que se reduzcan las presiones ambientales.

C. Datos sobre el efecto ambiental

El alcance de los efectos ambientales de las plantas termoeléctricas, hidroeléctricas y geotérmicas puede medirse mediante muy diversos indicadores. Indicadores tales como el área inundada a consecuencia de la construcción de una presa, las estimaciones de las emisiones de gases con efecto invernadero de los lagos originados por las presas, o las de las emisiones de gases y de las reservas subterráneas en las instalaciones geotérmicas, contribuirían a comprender los efectos ambientales de estos recursos de generación de energía.

1. Aire

a. Inventarios de emisiones a la atmósfera y registros sobre calidad del aire (SO_x , NO_x y O_3)

Al evaluar los efectos a largo plazo de la reestructuración eléctrica y el mayor comercio de electricidad sobre las concentraciones de ozono superficial, SO_x y NO_x , el registro de operación, incluidos el consumo de combustible, los inventarios de emisiones y los datos de monitoreo del aire ambiental, se tendrá mayor oportunidad de correlacionar los cambios en la operación con los cambios en el ambiente. La precisión y confiabilidad de los datos tendrá que aumentarse a través de los esfuerzos conjuntos de los tres socios del TLC.

b. Partículas suspendidas (PM_{10})

Con el tiempo, el desarrollo de un análisis de base sobre las PM_{10} y sus elementos constituyentes específicos proveerá un indicador de la contribución relativa de los precursores específicos de las PM_{10} . Cuando esta información se combine con datos de operaciones y emisiones de NO_x y SO_2 de las plantas de energía e instalaciones productoras de gas, será más fácilmente discernible una indicación general de la contribución de las plantas de generación eléctrica a los niveles de PM_{10} .

c. Gases con efecto invernadero

Como condición de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y del Protocolo de Kioto (Anexo 1), los países, entre ellos Estados Unidos y Canadá, habrán de desarrollar inventarios de fuentes antropogénicas de gases con efecto invernadero. Los datos proporcionados en estos inventarios pueden desglosarse de manera que indiquen los cambios en los niveles de operación de las plantas termoeléctricas de Estados Unidos y Canadá.

También se han reunido datos para México a través del Programa de Estudios de Campo de Estados Unidos, pero pueden también derivarse de los coeficientes de emisión, los contenidos de carbono de los combustibles empleados y los registros de consumo de combustibles para indicar cambios en las emisiones de gases con efecto invernadero.

d. Mercurio

Los datos relativos a las emisiones de mercurio no se reúnen mediante los sistemas de monitoreo rutinarios. Actualmente, estos cálculos se determinan a partir de análisis de combustibles y registros de operación. Que estas emisiones aumenten a consecuencia de la mayor operación de las plantas que consumen combustibles fósiles, puede determinarse empleando los mismos procedimientos.

e. Metales pesados

Otros datos, relativos a metales pesados como el arsénico, que se encuentra naturalmente en ciertos combustibles, pueden monitorearse también para elaborar estimaciones de las emisiones regionales de estos contaminantes.

2. Agua

En cuanto al desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, los cambios resultantes de las nuevas desviaciones de agua pueden proporcionar un indicio de los efectos sobre ríos y corrientes de agua. Datos adicionales sobre áreas de presas recién construidas servirán también como un índice del cambio.

a. Tratamiento y procesamiento de combustibles

Los cambios en el volumen de las descargas de efluentes provenientes de plantas de tratamiento y procesamiento de combustibles, combinados con el crecimiento o la disminución de la demanda de combustibles, pueden proporcionar un indicio de la magnitud de los efectos sobre la calidad del agua en respuesta a los cambios en el mercado de la electricidad. Para proporcionar un indicador significativo del cambio, deberán reunirse datos sobre la extracción y procesamiento del carbón, la extracción de uranio, su beneficio y procesamiento, y de las instalaciones de extracción y procesamiento de petróleo y gas natural.

b. Acidificación de lagos y cuerpos acuíferos

Los cambios en el inventario actual de los lagos acidificados en el este de Canadá y Estados Unidos indican directamente cambios en las operaciones de las termoeléctricas fuera del tiempo reglamentario. Si se rastrean los registros del monitoreo de ciertos lagos y cuerpos acuíferos y se correlacionan con los cambios en las operaciones de las termoeléctricas, se tendrá un indicio del efecto ambiental acumulado de las actividades dentro del sector eléctrico.

c. Mercurio

La recopilación de datos sobre las tendencias de la contaminación mercurial en peces puede servir como indicador de los cambios en la operación de las plantas termoeléctricas. De construirse nuevas presas para satisfacer la creciente demanda, las incidencias de contaminación mercurial en peces serán indicio de efectos biológicos.

3. Tierra

Un indicador de los nuevos efectos del libre mercado de electricidad en la tierra son los cambios directos en la infraestructura, como la construcción de corredores de transmisión y gasoductos para dar mayor acceso a los nuevos mercados en competencia. El efecto en el suelo de la adición de nuevas infraestructuras puede medirse en kilómetros lineales de nuevos corredores.

a. Disposición de desechos

La superficie de tierra necesaria para la disposición de desechos de las minas de carbón y uranio, así como de combustible usado y desechos radiactivos, es un indicador del efecto de estos procesos en el ambiente. Correlacionar los cambios en los volúmenes de materiales eliminados con los cambios en los niveles de operación de las plantas generadoras de electricidad, puede ser difícil debido a la posibilidad de exportar el combustible no usado hacia los países que no pertenecen al TLC.

b. Deposición ácida

El monitoreo del aire y las muestras de suelo que actualmente se realizan constituirán un indicador de los cambios en las deposiciones ácidas en la tierra.

c. Represas y corredores

Medir el área de los hábitat alterados en bosques y humedales en relación con las nuevas instalaciones hidroeléctricas y los nuevos corredores de transmisión y gasoductos, constituirá un indicador de los posibles efectos en la biota. Reunir datos sobre las alteraciones en las pautas migratorias de los mamíferos afectados por las represas y desviaciones de caudales de agua, constituye un indicador del nivel de respuesta adaptativa que se produce al alterar los ecosistemas del norte.

d. Salud de los bosques

Los datos sobre las deposiciones ácidas en los bosques orientales de Canadá y Estados Unidos proporcionarán un indicio sobre los cambios en la biota resultantes de las emisiones contaminantes a la atmósfera.

D. Eficiencia en el consumo y uso final de la energía

Las alteraciones en la eficiencia del uso final de la electricidad en la industria, el transporte, la vivienda y el comercio por parte de los consumidores constituyen indicios clave del uso de la electricidad y sus efectos ambientales. Estos datos pueden derivarse del consumo energético y la producción económica, pero otras fuentes, como las normas de eficiencia impuestas por cada país o de carácter voluntario, ya sea por separado o conjuntamente, permitirán también evaluar el grado de mejoría en la eficiencia que se espera alcanzar.

Bibliografía

- Alliance to Save Energy *et al.*, 1997. *Energy Innovations: A Prosperous Path to a Clean Environment* (junio).
- ARA Consulting Group. 1996. "Electricity Competition in Ontario: Environmental Issues" (abril).
- Baker, George. 1997. "Mexico's gas import duty", *North American Free Trade & Investment Report*, 15 de diciembre.
- Beamon, J. Alan y Steven H. Wade, "Energy equipment choices: fuel costs and other determinants" (Washington, DC: Energy Information Administration, US Department of Energy). Internet: < www.eia.doe.gov > .
- Canada Newswire*, 25 de noviembre, 1997. Internet: < www.powermarketers.com > .
- Canada-United States Air Quality Agreement, *Progress Report*, 1996.
- Canadian Electricity Association. 1997. *Electric Power in Canada – 1995* (Montreal: CEA).
- Canadian Electricity Association (CEA) y Natural Resources Canada (NRCAN). 1996. *Electric Power in Canada, 1995* (Ottawa: CEA y NRCAN).
- Center for Clean Air Policy. 1977. *Air Quality and Electricity Restructuring* (Washington, DC: CCAP, marzo).
- 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, DC).
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae). 1995. *Potencial Nacional de Cogeneración – 1995* (Ciudad de México: Conae).
- Chamberland, André, Camille Bélanger y Luc Gagnon. 1996. "Atmospheric emissions: hydro-electricity versus other options", *Ecodecision* (invierno).
- Clean Air Network. 1997. *Clearing the Air* (julio).
- Cohen. 1997. *Unfinished Business: Cleaning Up the Nation's Power Plant Fleet* (Boston: Clean Air Task Force, agosto).
- Comisión Federal de Electricidad (CFE). 1994. *Informe de labores, 1993-1994* (México: CFE).
- Comisión para la Cooperación Ambiental. 1997. *Rutas continentales de los contaminantes* (Montreal: Comisión para la Cooperación Ambiental).
- Comisión para la Cooperación Ambiental. 1997. Serie Núm. 5 medio ambiente y comercio – Las instituciones del TLC – Rendimiento y potencial ambiental de la Comisión de Libre Comercio y otros organismos relacionados (Montreal: Comisión para la Cooperación Ambiental).
- Commission for Environmental Cooperation. 1997. "Response from Canada to Article 14 Complaint under the North American Agreement on Environmental Cooperation", 21 de julio.
- Daily Power Report*. "AEP says NESCAUM study not representative of industry, takes numbers out of context", 22 de enero, 1998.
- Daily Power Report*. "Consumers Energy, Detroit Edison and Ontario Hydro sign long-term power sales agreement", 7 de enero, 1998.
- Daily Power Report*. "Edison, Ontario Hydro announce CO₂ credit sale", 15 de diciembre, 1997.
- Daily Power Report*. "Electric companies explore creation of independent regional transmission entity", 10 de diciembre, 1997.

- Daily Power Report*. "Enron announces the construction of new wind farm in Riverside County to generate power for California consumers", 19 de noviembre, 1997.
- Daily Power Report*. "Five Florida utilities to trade power transmission capacity over the Internet", 14 de enero, 1998.
- Daily Power Report*. "Houston Industries, Enova Corporation partner on Nevada merchant power plant", 18 de diciembre, 1997.
- Daily Power Report*. "Hydro-Quebec granted US marketing license by FERC" y "Decision on Hydro-Quebec puts Quebec energy supply at risk", 14 de noviembre, 1997.
- Daily Power Report*. "Illinois, Massachusetts and Michigan restructuring efforts accelerate", 1 de diciembre, 1997.
- Daily Power Report*. "Illinois nuke plant to shut down", 16 de enero, 1998.
- Daily Power Report*. "Illinois Power and Schlumberger sign contract for largest two-way automatic meter reading system", 8 de enero, 1997.
- Daily Power Report*. "Power units of Occidental and Conoco to build Texas cogeneration facility", 9 de enero, 1998.
- Daily Power Report*. "Rolls-Royce wins C\$7 million hospital cogeneration project", 7 de enero, 1998.
- Daily Power Report*. "Utility deregulation stokes surge of 'green power' ads", 19 de diciembre, 1997.
- DePalma, Anthony. "Exported for decades, Canadian reactors are plagued by operating problems", *New York Times*, 3 de diciembre, 1997.
- DePalma, Anthony. "Ontario shuts 7 nuclear reactors near border for safety", *New York Times*, 14 de agosto, 1997.
- DePalma, Anthony. "Storm exposes Quebec's 'power' politics", *New York Times*, 15 de enero, 1998.
- Embassy of Canada. 1995. *The Future of the US Electric Industry and its Impact on Canada* (Washington, DC: junio).
- Environment Canada. 1996. *Acid Rain*, Canada's National Environmental Indicators Series, primavera.
- Environment Canada. 1992. "Canada's Greenhouse Gas Emissions: Estimates for 1990", Report EPS 5/AP/4, diciembre.
- Environment Canada. 1996. *Canadian Emissions Inventory of Criteria Air Contaminants (1990)*, EPS 5/AP/7E (febrero).
- Environment Canada. 1997. *State of Canada's Environment Report*.
- Environment Canada. 1996. *Trends in Lake Acidity in Southeastern Canada*, Canada's National Environmental Series, primavera.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). 1996. Docket No EL96-74-000, "Order on Complaint, 4 October 1996" (en el caso *Enron Power Marketing Inc. v. El Paso Electric Company*).
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). 1996. Registro núm. 5854. *Investigation into the Restructuring of the Electric Utility Industry in Vermont*, Informe preliminar y orden, 16 de octubre.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). 1996. *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, DC: FERC, abril)
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Grand Council of the Crees and the New England Coalition for Energy Efficiency and the Environment filing. Docket ER97-851-000.
- FIDE. 1995. *Memorias, 1990-1994* (FIDE: Ciudad de México).
- Fiesta, David, y Stacey Davies. 1977. "Moving on Mercury: First Steps for Electric Utilities", *The Electricity Journal*, agosto-septiembre.

- Finger Lakes/James Bay Alliance, carta a la FERC, 18 de octubre, 1997.
- Fitzgerald, Engstrom, Mason y Nater. 1997. "The Case for Atmospheric Mercury Contamination in Remote Areas", Minnesota Office of Environmental Assistance (4 de noviembre).
- Gagnon, Luc, y Joop F. van de Vate. 1997. "Greenhouse emissions from hydropower", *Energy Policy* 25 (1).
- Gay, Carlos, Luis Gerardo Ruiz, Mireya Ímaz y Julia Martínez. 1995. *Inventario Nacional Preliminar de Gases de Invernadero: México* (Ciudad de México: INE, septiembre).
- Goldberg, Carey. 1997. "Federal agency orders demolition of Maine dam to aid fish migration", *The New York Times*, 26 de noviembre.
- Hornung, Robert. 1995. "Greenhouse Gas Emission Trends in Canada and Alberta", Pembina Institute for Appropriate Development, noviembre.
- Hufbauer, Gary C. y Jeffrey J. Schott. 1993. *NAFTA: An Assessment* (Washington, DC: Institute for International Economics).
- Hydro-Quebec. 1997. "Hydro-Quebec, a world leader in energy" (folleto).
- Hydro-Quebec. 1997. *Plan Stratégique 1998-2002* (Montreal: Hydro-Quebec).
- Instituto Nacional de Ecología (INE). 1997. *México: Primera comunicación nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (Ciudad de México: INE).
- Levine, M., J. Koomey, J. McMahon, A. Sanstad y E. Hirst. 1995. "Energy Efficiency Policy and Market Failures", *Annual Review of Energy and the Environment*, 20:535.
- Jaccard, Mark. 1997. "Reforming British Columbia's Electricity Market", BC Task Force on Electricity Market Reform, *Second Interim Report*, diciembre.
- Jacques, A. *Trends in Canada's Greenhouse Gas Emissions, 1990-1995*, Pollution Data Branch, Environment Canada.
- JEA, "Monthly Residential Rate Comparison", Internet: < www.jea.com/ratecomp/ratecomp12.asp > .
- Knight-Ridder/Tribune Business News. "Three New England nuclear plants set to reopen in 1998", 5 de enero, 1998.
- Kyoto Protocol to the United States Framework Convention on Climate Change*, 10 de diciembre, 1997 (FCCC/CP/1997/L.7/Add.1).
- MacAvoy, Paul W., "The New Long Term Trend in the Price of Natural Gas", Yale School of Management (octubre, 1996). Inédito.
- MacMillan, Michael. 1997. "Canadian utilities looking to sell electricity beyond the US border", 25 de junio. Internet: www.electricityforum.com/et/mar97/ferc.htm.
- Maloney, Michael T., y Robert E. McCormick. 1997. *Customer Choice, Consumer Value: An Analysis of Retail Competition in America's Electric Industry—Volume I* (Washington DC: Citizens for a Sound Economy Foundation).
- Megawatt Daily*. "Salt River, El Paso Electric reach wheeling impasse", 22 de noviembre, 1996.
- National Energy Board (NEB). 1996. "Natural gas imports and exports", Informe anual. Internet: www.neb.gc.ca.
- Natural Resources Defense Council *et al.* 1997. *Benchmarking Air Emissions of Electric Utilities in the Eastern United States* (abril).
- Natural Resources Defense Council (NRDC), letter to the FERC, 10 de octubre, 1997. (Carta a la FERC.)
- NESCAUM. 1998. "Air Pollution Impacts of Increased Deregulation in the Electric Power Industry: An Initial Analysis", 15 de enero.
- Nichols, Mary D., Assistant Administrator for Air and Radiation, Letter to Congressman Edward J. Markey, 28 de marzo, 1997 (subdirectora de Atmósfera y Radiación, carta al representante Edward J. Markey).
- Ontario Ministry of Energy, Science and Technology. 1997. *Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (Toronto: Government of Ontario, noviembre).

- Palmer, Karen, y Dallas Burtraw. "Electricity Restructuring and Regional Air Pollution", Resources for the Future, Discussion Paper 96-17-REV2 (julio de 1996). Inédito.
- Rabinovitz, Jonathan. "Big power plant planned for Connecticut", *The New York Times*, 27 de junio, 1997.
- Reforma*, 17 de enero, 1998. (Diario.)
- Renewable Energy Policy Project. 1997. *Research Report*. University of Maryland (julio).
- Reséndiz-Núñez, Daniel (ed.). 1994. *El sector eléctrico en México* (Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica).
- Rodríguez-Padilla, Víctor y Rosío Vargas. 1997. "El comercio de gas natural con Canadá y Estados Unidos: Una mirada al futuro", *Comercio Exterior* (marzo).
- Salt River Project. 1997. *Unleashing the Potential: Proceedings and Findings* (Phoenix, Salt River Project).
- Secofi y Semarnap. "Catálogo de equipos para el control y la medición de la contaminación ambiental" (folleto).
- Secretaría de Energía. 1996. *Balance Nacional de Energía, 1995* (Ciudad de México, SE).
- Secretaría de Energía. 1997. *Prospectiva del mercado de gas natural, 1997-2006* (Ciudad de México, SE, noviembre).
- Secretaría de Energía. 1996. *Documento de prospectiva del sector eléctrico, 1996-2005* (México, DF: SE).
- Senes Consulting Limited. 1994. "Screening Level Valuation of Air Quality Impacts Due to Particulates and Ozone in the Lower Fraser Valley", Vancouver, Columbia Británica (29 de marzo).
- Sierra Club of Canada. 1997. Media Backgrounder (18 de agosto). *State of Kentucky's Environment*, Informe de avance, 1994.
- Statistics Canada, Catalogue No. 57-204-XPB.
- Statistics Canada. *Electric Power Annual Statistics, 1995* (Catalogue No. 57-202-XP3).
- Statistics Canada. 1994. *Human Activity and the Environment* (Catalogue No. 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* (Bélgica, Kluwer).
- Swisher, Joel, y Ren Orans. 1996. "The use of area-specific utility costs to target intensive DSM campaigns", *Utilities Policy* 5, núm. 3-4 (Reino Unido, Elsevier).
- Toussaint, Mauricio. 1995. "Política Integral de Combustibles de México", documento de trabajo, Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos, Secretaría de Energía.
- USAID, Salt River Project, CFE. 1997. *Study on Legal and Regulatory Factors Affecting Cross-Border Trade in Electricity Between Mexico and the United States: Final Report* (Washington, DC: USAID, enero)
- USAID, Salt River Project, CFE, "Environmental Annex to the Study on Legal Regulatory Factors Affecting Cross-Border Trade in Electricity Between Mexico and the United States" (22 de enero, 1997). Inédito.
- US Congress, Office of Technology Assessment (OTA). 1992. *Building Energy Efficiency* (Washington, DC: OTA).
- US Department of Energy (DOE). 1997. *Monthly Energy Review* (octubre).
- US Department of Energy, Office of Fossil Energy. 1996. "Electricity Transactions across International Borders, 1995" (impresión para uso interno).
- US Department of Energy y Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP). 1991. *United States / Mexico Electricity Trade Study* (Washington, DC y Ciudad de México: DOE y SEMIP).
- US Energy Information Administration, *Coal Industry Annual, 1995*. Internet: < www.eia.doe.gov > .

- US Energy Information Administration. 1996. Electric Operating and Financial Data Branch. "US Electric Utility Demand-side Management 1995" (Washington, DC: DOE). Internet: < www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/pub_summaries/dsm_sum.html > .
- US Energy Information Administration. 1996. Electric Operating and Financial Data Branch. "US Electric Utility Demand-side Management: Trends and Analysis" (Washington, DC: DOE). Internet: < www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_dsm/contents.html > .
- US Energy Information Administration. 1997. "Electricity prices in a competitive environment" (Washington, DC: DOE).
- US Energy Information Administration. 1996. *Inventory of Power Plants in the United States – 1995* (Washington, DC: DOE).
- US Energy Information Administration. 1997. *Monthly Energy Review* (Washington, DC: DOE, enero).
- US Energy Information Administration. "Annual Energy Outlook, 1996" (Internet: < www.eia.doe.gov >).
- US Energy Information Administration. 1996. *Service Report: An Analysis of FERC's Final Environmental Impact Statement for Electricity Open Access and Recovery of Stranded Costs* (Washington, DC: DOE, septiembre).
- US Energy Information Administration, US Electric Utility Environmental Statistics, "Preliminary Estimates of Emissions" (Washington, DC: DOE).
- US Energy Information Administration. 1997. *Renewable Energy Annual – 1997* (Washington, DC: DOE).
- US Energy Information Administration. "Status of state electricity utility deregulation activity, as of 31 October 1997." Internet: < www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html > .
- US EPA, *National Air Quality and Emissions Trends Report, 1995*: 4.
- US National Academy of Sciences Committee on Science, Engineering and Public Policy. 1991. *Policy Implications of Greenhouse Warming*.
- US National Association of Regulatory Utility Commissioners. 1988. II: Least Cost Utility Planning Handbook (diciembre).
- Vedal, Sverre. 1993. *Health Effects of Wood Smoke: A Report to the Provincial Health Officer of British Columbia* (Universidad de Columbia Británica: Environmental and Occupational Lung Diseases Research Unit).
- Wald, Matthew. "Report cites poor safety at nuclear plant near Chicago", *New York Times*, 27 de noviembre, 1997.
- Wilson, R., y J. Spengler. 1996. *Particles in Our Air: Concentrations and Health Effects* (Harvard School of Public Health).

Fuentes en Internet:

Energy Information Administration, US Department of Energy	www.eia.doe.gov
Natural Resources Canada	www.nrcan.gc.ca
Statistics Canada	www.statcan.ca
National Energy Board of Canada	www.neb.gc.ca
Canadian Electric Association	www.canelect.ca
Comisión Federal de Electricidad	www.cfe.gob.mx
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía	www.conae.gob.mx
Secretaría de Energía	www.se.gob.mx
Daily Power Report	www.powermarketers.com

Anexo A

Interconexiones eléctricas transfronterizas entre Canadá, Estados Unidos y México

Cuadro A-1 Interconexiones EU-México (Titulares de permisos presidenciales del Departamento de Energía de Estados Unidos)

Titular del permiso	Número de permiso FE	Núm. de registro de exportación	Fecha de la firma del permiso	Descripción de las líneas	
ERCOT/México					
Central Power & Light Company	pp-94	EA-94A	18-06-92	69.0 kV	Brownsville, Texas
Central Power & Light Company				138.0 kV	Brownsville, Texas
Comisión Federal de Electricidad	pp-03	E-6137	26-08-41	12.5 kV	(3 fases) Presidio, Texas
Comisión Federal de Electricidad	pp-51	E-7651	15-10-71	7.2 kV	(1 fase) Redford, Texas
Comisión Federal de Electricidad	pp-59	E-7972	16-04-76	12.0 kV	Amistad Dam NW of Del Rio, Texas
Comisión Federal de Electricidad	pp-75	pp-75EA	13-08-82	7.2 kV	Comstoc, Texas
Comisión Federal de Electricidad del Golfo Norte	pp-50		29-04-49	138.0 kV	Eagle Pass, Texas
Comisión Federal de Electricidad del Golfo Norte	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		Autorización para usar pp-03
WSCC/México					
Arizona Public Service		EA-104			Autorización para usar pp-68 y pp-79
Arizona Public Service	pp-106	EA-106	07-11-95	34.5 kV	San Louis, Arizona (Industrial)
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
Citizens Utilities Company				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, Nuevo México
Imperial Irrigation District	pp-90		29-11-90	34.5 kV	Caléxico, California
San Diego Gas & Electric Company	pp-49	E-7544	29-12-70	69.0 kV	Tijuana, México
San Diego Gas & Electric Company				12.0 kV	Tijuana, México
San Diego Gas & Electric Company				12.0 kV	Tecate, México
San Diego Gas & Electric Company	pp-68	pp-68EA	12-01-81	230.0 kV	San Diego Co, California (Miguel-Tijuana)
San Diego Gas & Electric Company	pp-79	pp-79EA	20-12-83	460.0 kV	(2x230) kV Imperial Valley, California
Southern California Edison Company	pp-79SC		06-04-56	161.0 kV	Andrade, California

Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos, 1997.

Titular del permiso	Número de permiso FE	Núm. de registro de exportación	Fecha de la firma del permiso	Descripción de las líneas	
WSCC/Canadá					
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, British Columbia
Bonneville Power Administration	pp-46		29-08-70	230.0 kV	Nelway, British Columbia
Glacier Electric Cooperative	pp-18	EA-I8-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 of Pend Oreille County, WA	p-34		05-11-59	7.2 kV	(1 fase) Pend Orielle County, Washington
Portland General Electric		EA-97			Autorización para usar 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			Autorización para usar 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			Autorización para usar pp-10, pp-34, pp-46
MAPP/Canadá					
Basin Electric Power Coop.	pp-64	IE-78-5	30-11-79	230.0 kV	Tolga, North Dakota
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, North Dakota
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	(1 fase) Roseau County, Minnesota
Roseau Electric Cooperative, Inc.	pp-55	E-8361	09-05-74	25.0 kV	(1 fase) Roseau County, Minnesota
ECAR/Canadá					
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

...continuación del Cuadro A-2

Titular del permiso	Número de permiso FE	Núm. de registro de exportación	Fecha de la firma del permiso	Descripción de las líneas
NPCC/NY/Canadá				
Long Sault Incorporated	pp-24		26-06-55	230.0 kV (2-115) Massena, Nueva York
New York Power Authority	pp-25		26-09-55	460.0 kV (2-230) Massena, Nueva York
New York Power Authority	pp-30		28-02-58	230.0 kV Devil's Hole, Nueva York
New York Power Authority	pp-56		13-09-74	765.0 kV Fort Covington, Nueva York
New York Power Authority	pp-74		04-09-81	690.0 kV (2x345) Niagara Falls, Nueva York
Niagara Mohawk Power Corp.	pp-13	IT-6078	31-01-48	4.8 kV Hogansburg, Nueva York
Niagara Mohawk Power Corp.		EA-24	24-01-56	Autorización para usar pp-24
Niagara Mohawk Power Corp.	pp-31	E-6797	28-02-58	230.0 kV (3 phase) Devil's Hole, Nueva York
Niagara Mohawk Power Corp.				76.0 kV (2x38) Buffalo, Nueva York
Niagara Mohawk Power Corp.				138.0 kV (2x69) Queenstown, Nueva York
Niagara Mohawk Power Corp.				48.0 kV 14-12) 3/c cables-Rainbow Br. Nueva York
Niagara Mohawk Power Corp.				12.0 kV 1/c cable-Rainbow Br. (aún sin construir)
Niagara Mohawk Power Corp.				138.0 kV (2-69) Devil's Hole, Nueva York
Presley, E.T.	pp-54		16-03-73	4.8 kV (I phase) Wellesley Island, Nueva York
NPCC/NE/Canadá				
Central Maine Power Company	pp-62		29-09-76	120.0 kV 2-1/O Cables 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 pasa sobre las instalaciones de pp-12 y pp-29
Fairfield Energy Venture & Maine PS Co	pp-83EA			
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 Funcionando a 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 at BM # 62, Aroostock Country, 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		Autorización para usar pp-76
Vermont Electric Cooperative	pp-69		09-10-80	20.0 kV (5-4) Sweby Line, Vermont
Vermont Electric Transmission Co.				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 a Milbury # 3
Vermont Electric Transmission Co.				345.0 kV Milbury # 3 a la subestación West-Medway, Vermont

Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos, 1997.

Anexo B

Capacidad instalada y generación por tipo de combustible en América del Norte

Cuadro B-1 Capacidad instalada y generación: combustibles fósiles, hidroelectricidad y energía nuclear

Capacidad instalada (MOO) ¹	Combustibles fósiles					Nuclear	Hidroelectricidad	
	Petróleo	Carbón	Gas	Diesel	Subtotal		Convencional	Reservas
Canadá ²	8,070	21,118	4,119	-	33,307	16,393	64,770	-
Estados Unidos ³	71,908	324,430	152,688	-	549,026	107,896	72,471	18,643
México 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
Generación (GWH) en 1996								
Canadá ⁵	8,174	83,358	16,697	-	108,229	92,306	330,690	-
Estados Unidos ⁶	67,346	1,737,453	262,730	-	2,067,529	674,729	348,647	3,088
México	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	75,520	1,820,811	279,427	0	2,175,758	767,035	679,337	3,088

Cuadro B-2 Capacidad instalada y generación: fuentes renovables

Capacidad instalada (MW) ¹	Renovables					Total
	Eólica	Solar	Biomasa	Geotérmica	Subtotal	
Canadá ²	-	-	1,035	-	1,035	115,505
Estados Unidos ³	1,801	333	10,419	2,842	15,395	763,431
México ⁴	2	-	-	753	755	33,037
Total	1,803	333	10,419	3,595	17,185	911,973
Generación (GWH) en 1996						
Canadá ⁵	-	-	-	-	3,644	534,869
Estados Unidos ⁶	3,517	911	64,074	16,248	71,590	3,162,495
México	-	-	-	-	-	-
Total	3,517	911	64,074	16,248	84,750	3,697,364

¹ Capacidad nominal.

² Al 31 de diciembre de 1995.

³ Al 1 de enero de 1996.

⁴ Al 31 de diciembre de 1995.

⁵ Datos de 1995.

⁶ Los datos relativos a los combustibles fósiles se basan en la información proporcionada por las empresas de servicios públicos. Los PIE indicaron una producción adicional de 213,600 GWH en 1996.

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

Anexo C

Consumo eléctrico por estado/provincia en América del Norte

Cuadro C-1 Consumo en Canadá

Canadá	Consumo (GWH)				Crecimiento (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Terranova	10,909.4	11,036.4	11,188.8		1.16	1.38	
Isla del Príncipe Eduardo	790.1	815.5	764.8		3.22	-6.22	
Nueva Escocia	9,930.3	9,978.1	10,051.5		0.48	0.74	
Nueva Brunswick	13,009.3	14,121.2	13,918.0		8.55	-1.44	
Quebec	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	
Columbia Británica	58,704.6	60,994.0	61,376.6		3.90	0.63	
Yukon	338.4	298.9	346.5		-11.69	15.95	
Territorios del noroeste	590.7	578.1	807.9		-2.14	39.76	
Total	482,515.0	493,452.0	503,357.9	516,954.7	2.27	2.01	2.70

Fuente: Dirección de Estadísticas de Canadá.

Cuadro C-2 Consumo en Estados Unidos

Estados Unidos	Consumo (GWH)				Crecimiento (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-94	1994-95	1995-96
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
California	209,500	213,684.0	212,605.0	219,803.0	2.00	-0.50	3.39
Carolina del Norte	99,777	99,789.0	104,673.0	108,254.0	0.01	4.89	3.42
Carolina del Sur	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 del Norte	7,122	7,681.0	7,883.0	8,345.0	7.85	2.63	5.86
Dakota del Sur	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
Distrito de Columbia	10,374	10,295.0	10,316.0	10,137.0	-0.76	0.20	-1.74
Florida	152,548	159,544.0	167,492.0	170,482.0	4.59	4.98	1.79
Georgia	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
Louisiana	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
Nueva Jersey	65,623	66,258.0	66,754.0	66,975.0	0.97	0.75	0.33
Nuevo México	14,946	15,859.0	16,416.0	16,823.0	6.11	3.51	2.48
Nueva York	130,259	131,177.0	130,471.0	130,925.0	0.70	-0.54	0.35
Nueva Hampshire	8,761	8,956.0	9,007.0	9,111.0	2.23	0.57	1.15
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
Pennsylvania	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
Virginia	81,372	82,210.0	85,162.0	87,549.0	1.03	3.59	2.80
Virginia del Oeste	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
Subtotal - EU continent.	2,848,428	2,921,083.0	2,999,591.0	3,070,620.0	2.55	2.69	2.37
Alaska y Hawai	13,093	13,481.0	13,820.0	14,130.0	2.96	2.51	2.24
Total	2,861,521.0	2,934,564.0	3,013,411.0	3,084,750.0	2.55	2.69	2.37

Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos, Administración de Información Energética.

Cuadro C-3 Consumo en México

México	Consumo (GWH)				Variación (%)		
	1993	1994	1995	1996	1993-94	1994-95	1995-96
Aguascalientes	944.9	1,031.9	1,126.9	1,269.0	9.22	9.20	12.61
Baja California	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 México	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
Total	100,876.4	109,532.9	113,365.1	121,571.2	8.58	3.50	7.24

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Anexo D

Ejemplos de tarifas eléctricas residenciales en Estados Unidos

Cuadro D-1 Ejemplos de estructuras tarifarias en empresas de EU

Clasificación [#]	Empresa	Estado	Tarifa residencial (dólares EU/MWH)	(%) Variación (1986-1997)
1	Long Island Lighting Co. ^a	Nueva York	151.96	45.0
2	Public Service of N.H. ^a	Nueva Hampshire	137.86	68.9
3	Atlantic City Electric Co. ^a	Nueva Jersey	136.22	52.2
4	PECO Energy Co. ^a	Pennsylvania	135.60	20.3
5	Bangor Hydro-Electric Co. ^a	Maine	132.59	48.2
6	Southern California Edison ^a	California	132.12	62.9
7	Boston Edison Company ^a	Massachusetts	127.73	38.0
8	Pacific Gas & Electric ^a	California	127.66	42.6
9	Cleveland Electric Illumination Co. ^a	Ohio	118.79	28.8
10	San Diego Gas & Electric ^a	California	116.61	-4.3
51	Jacksonville Electric Authority ^b	Florida	68.15	0.7
52	Georgia Power Co. ^a	Georgia	67.74	16.4
53	Gulf Power Co. ^a	Florida	67.34	0.0
54	Electric Power Board of Chattanooga ^b	Tennessee	65.49	18.9
55	Omaha Public Power District ^d	Nebraska	64.86	21.3
56	Memphis Light, Gas & Water ^b	Tennessee	64.57	13.1
57	Union Electric Co. ^a	Missouri	60.65	-7.6
58	American Electric Power ^a	Virginia	60.22	-2.5
59	City Public Service ^b	Texas	56.72	-9.7
60	Seattle City Light ^b	Washington	48.62	24.4

^a Empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas.

^b Sistema municipal.

^c Sistema de cooperativas eléctricas rurales.

^d Sistema federal, estatal o de distrito.

[#] Categoría según tarifas residenciales de 1997.

Fuente: Jacksonville Electric Authority, www.jea.com.

Anexo E

Instituciones del sector eléctrico y organizaciones voluntarias

Consejo para la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC)

El Consejo para la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés) se formó en 1968 como consecuencia del apagón del 9 de noviembre de 1965 que afectó el noreste de Estados Unidos y Ontario, en Canadá. La misión del NERC es promover la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de América del Norte. El NERC cumple con este cometido revisando el pasado para aprovechar las experiencias; vigilando que en el presente se actúe en cumplimiento de las políticas, los estándares, los principios y las recomendaciones para la operación y administración del sistema eléctrico, y evaluando la confiabilidad futura de los sistemas de generación y transmisión eléctrica.

Miembros

El NERC es una corporación no lucrativa propiedad de los diez consejos regionales (véase el mapa, más adelante, que muestra la cobertura geográfica de los consejos regionales del NERC, tres de los cuales se describen a continuación). Los miembros de los consejos regionales y del único consejo adjunto provienen de todos los segmentos de la industria del suministro de energía eléctrica —de propiedad privada, federales, cooperativas rurales, empresas de servicios públicos estatales/municipales y provinciales, productores independientes de energía, consumidores y comercializadores de la energía. Estas entidades proveen prácticamente todo el suministro de electricidad en Estados Unidos, Canadá y una parte del estado de Baja California, en México.

A las sesiones del consejo asisten observadores del Departamento de Energía y la Comisión Federal Reguladora de Energía, por parte de Estados Unidos, el Consejo Nacional de Energía de Canadá, la Asociación Nacional de Comisionados Regulatorios de Empresas de Servicios Públicos (NARUC) y varias organizaciones industriales: el Instituto Edison de Energía Eléctrica, la Asociación Estadounidense de Energía Pública, la Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas Rurales, el Instituto de Investigaciones de la Energía Eléctrica, la Asociación Canadiense para la Energía Eléctrica, la Asociación para el Suministro de Energía Eléctrica, la Asociación Nacional de Procuradores del Consumidor de las Empresas Estatales de Servicios Públicos y el Consejo de Recursos de los Consumidores de Energía Eléctrica.

Organización

Las actividades del NERC son dirigidas por su consejo de administración. Éste está integrado por cerca de 30 ejecutivos de la industria del suministro de energía eléctrica, incluidos los oficiales de dicho consejo, dos representantes de cada consejo regional y otros, según sea necesario para garantizar cuando menos dos representantes de Canadá y dos representantes de cada segmento de la industria del suministro de energía eléctrica.

Consejos regionales del NERC en Estados Unidos

Consejo Coordinador de Sistemas de Occidente

El Consejo Coordinador de Sistemas de Occidente (WSCC, por sus siglas en inglés) tiene por función ser el foro regional para promover activamente la confiabilidad del servicio de energía eléctrica de la región mediante el establecimiento de criterios y políticas de confiabilidad para la planeación y operación, la vigilancia del cumplimiento de dichos criterios y políticas y la ayuda al proceso de planeación de la transmisión regional.

El Consejo y sus miembros se esfuerzan en mantener su autonomía y en unificar la coordinación y la integración del sistema interconectado de transmisión. Un aspecto importante de la función del WSCC es evaluar el cumplimiento de los criterios y políticas establecidos y hacerlos cumplir donde proceda. Los objetivos mencionados van de la mano del establecimiento y mantenimiento de una relación de trabajo fuerte y de reciprocidad con los grupos de transmisión de la región, otros grupos relacionados con la planeación subregional y los consorcios energéticos.

Ser miembro del WSCC es una decisión voluntaria abierta a cualquier organización relacionada con la energía eléctrica calificada perteneciente a la región, incluidos los productores independientes de energía y los comercializadores cuya operación pueda tener efectos considerables en la confiabilidad de los sistemas interconectados de energía eléctrica en la región occidental de América del Norte. Pueden ser miembros adjuntos todas las organizaciones interesadas legítimamente en la confiabilidad de la operación y la planeación conjunta del sistema interconectado, incluidos —pero sin limitarse a ellos— los intermediarios, las organizaciones ambientales y las entidades reguladoras estatales y federales.

En términos geográficos, el WSCC es el mayor de los diez consejos regionales. Los 1.8 millones de millas cuadradas (2.9 millones de kilómetros cuadrados) que ocupa el territorio de servicio del Consejo equivale a más de la mitad del área continental de Estados Unidos. El WSCC se formó en 1967, y para finales de 1996 incluía 96 organizaciones entre las que estaban empresas dependientes de servicios públicos de transmisión, importantes empresas de servicios públicos de transmisión, productores independientes de energía, comercializadores y una entidad reguladora. Los miembros proveen un servicio confiable de energía eléctrica a más de 59 millones de personas en todo el territorio o parte de Arizona, California, Colorado, Idaho, Montana, Nebraska, Nevada, Nuevo México, Oregon, Dakota del Sur, Texas, Utah, Washington y Wyoming, así como las provincias canadienses de Alberta y Columbia Británica y la parte norte de Baja California, en México. La región está dividida naturalmente en cuatro áreas principales que reflejan las condiciones climáticas y geográficas, variantes y a veces extremas.

La estructura orgánica del Consejo incluye un comité ejecutivo, un consejo de administración, un comité regional de definición de políticas, cuatro comités regulares (de Comunicaciones, Ambiental, de Operaciones y de Coordinación de la Planeación) y numerosos subcomités y grupos de trabajo. Cerca de 500 ejecutivos, ingenieros y otros miembros representativos del WSCC dedican su tiempo y conocimientos a estas actividades.

Un equipo de trabajo permanente localizado en Salt Lake City, Utah, se encarga de la coordinación y el apoyo necesarios para que el Consejo realice sus funciones de manera eficiente y oportuna. Este equipo de trabajo debe participar en las revisiones relacionadas con el cumplimiento y la vigilancia, facilitar la preparación de informes detallados de fallas en el sistema, compilar datos de la región, realizar estudios técnicos, coordinar un programa de capacitación de despachadores, publicar los comunicados e informes del Consejo y coordinar las actividades de los comités.

Información del sistema

La capacidad neta de generación se incrementó ligeramente a 157, 784 MW. La capacidad neta de generación de los productores independientes se elevó en 783 MW, mientras que la capacidad de generación de las empresas de servicios públicos lo hizo en 651 MW.

El sistema interconectado de transmisión se adecuó en lo general a fin de manejar las transferencias de energía eléctrica deseadas en la región. Aunque los niveles de transferencia en las entidades de CA/CD del Pacífico noroeste a California se redujeron de acuerdo con las interrupciones del servicio en verano, los miembros del Consejo no dejaron de recibir importantes beneficios económicos de la operación del sistema interconectado.

La demanda veraniega de energía eléctrica de 1996 aumentó en 5.1 por ciento respecto a aquella del verano de 1995, y fue 4.2 por ciento mayor a lo esperado. Las temperaturas de la región fueron generalmente normales o mayores de lo normal, en contraste con el verano de 1995 cuando estuvieron generalmente cerca de lo normal.

Las condiciones hidrológicas del área del Consorcio Energético del Noroeste mejoraron notablemente, y las presas se rellenaron a 99.5 por ciento de su capacidad para finales de julio. De enero a julio, la afluencia al río Columbia, medido en The Dalles, fue de 131.5 por ciento del valor normal, en comparación con el 98 por ciento de 1995.

Consejo Interestatal de Energía de Occidente

En 1983, el Consejo Interestatal de Energía de Occidente, en cooperación con la Conferencia Oeste de Comisionados de Servicios Públicos, creó el Comité de Cooperación Regional de Energía Eléctrica. El Comité incluye a los asesores en asuntos de energía de los gobernadores o ministros, comisionados de empresas de servicios públicos de propiedad pública y entidades encargadas de la ubicación de instalaciones de los principales estados y provincias canadienses en la Interconexión del Oeste. El Comité es el único en su tipo en América del Norte en cuanto que incluye a todas las entidades gubernamentales estatales o provinciales responsables de asuntos de la energía eléctrica que pertenecen a toda una región de confiabilidad.

Quienes trabajan para el Comité son asignados por el Consejo Interestatal de Energía de Occidente, que también funciona como la rama energética de la Asociación de Gobernadores del Oeste. El Comité coordina la designación de los representantes sean estatales o provinciales ante las tres asociaciones regionales de transmisión y el Consejo Coordinador de Sistemas de Occidente, y es el punto focal de las interacciones respecto a los asuntos regionales de la energía eléctrica en el occidente entre las provincias o estados y la industria de la misma región, así como la Comisión Federal Reguladora de Energía. El objetivo primordial del Comité es identificar y resolver los asuntos relacionados con la operación eficiente del sistema de transmisión del occidente. El Comité también ofrece un puente para que los estados y provincias occidentales intercambien información sobre los avances recientes.

Consortio Energético de la Región Media del Continente

El Consortio Energético de la Región Media del Continente (MAPP, por sus siglas en inglés) es una asociación voluntaria de empresas de servicios públicos eléctricos cuya actividad se realiza en el área comprendida entre las fronteras septentrionales de Manitoba y Saskatchewan en Canadá y los linderos meridionales de Iowa y Nebraska y entre la parte central de Montana y la parte central de Wisconsin en Estados Unidos. La integran empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas, cooperativas, empresas municipales de servicios públicos, distritos públicos de energía eléctrica, una agencia de comercialización de energía eléctrica, comercializadores de energía eléctrica, entidades reguladoras y productores independientes de energía.

El MAPP desempeña tres funciones: es un consejo para la confiabilidad, responsable de la seguridad y confiabilidad del NERC en conjunto; un grupo regional de transmisión, responsable de facilitar el libre acceso al sistema de transmisión, y un mercado de energía eléctrica, donde tanto los miembros del MAPP como quienes no los son pueden comprar y vender electricidad.

El MAPP se formó por primera vez a mediados de la década de los sesenta para planear la transmisión y generación regionales. En 1972, el Acuerdo del MAPP, que delineaba las disposiciones del consorcio energético, fue aprobado por la Administración Federal de Energía. Sus miembros operaron de conformidad con este acuerdo hasta el 1 de noviembre de 1996, cuando el Acuerdo Modificado entró en vigor.

MAPPCOR, con sede en Minneapolis, Minnesota, ofrece servicios y tiene a su cargo al personal y las instalaciones del Centro del MAPP. Entre su personal hay ingenieros, técnicos, programadores y otros. MAPPCOR funciona como un administrador imparcial de la región, aprobando o denegando las solicitudes de transacción. También opera el nodo llamado MAPP OASIS.

Cuadro E-1 Estadísticas del MAPP respecto a Estados Unidos y Canadá

Estadísticas del MAPP respecto a Estados Unidos y Canadá	
Demanda pico en 1996	32,441 MW (No coincidente con la demanda pico en verano)
Población	16 millones
Crecimiento anual proyectado	1.5 por ciento
Longitud de las líneas de transmisión	19,959 millas (32,114 km)
Capacidad de generación	39,552 MW
Carbón	54 por ciento
Hidroelectricidad	23 por ciento
Nucleoelectricidad	10 por ciento
Gas/Petróleo	12 por ciento
Otros	1 por ciento
Generación de energía	
Carbón	60 por ciento
Hidroelectricidad	24 por ciento
Nucleoelectricidad	14 por ciento
Gas/Petróleo	1 por ciento
Otros	1 por ciento

Fuente: NERC (www.nerc.com).

Consejo Coordinador Energético del Noreste

El Consejo Coordinador Energético del Noreste (NPCC, por sus siglas en inglés) es una organización voluntaria no lucrativa. Sus miembros y miembros adjuntos representan actualmente a empresas de servicios públicos de propiedad tanto privada como pública que prestan sus servicios en el noreste de Estados Unidos y el centro y la región este de Canadá, y a comercializadores de energía. Además, el NPCC colabora muy de cerca con un grupo de organizaciones asociadas, como consorcios energéticos y centros de control. El NPCC cuenta con 22 miembros titulares y 15 miembros adjuntos.

El área cubierta por el NPCC incluye Nueva York, los seis estados de Nueva Inglaterra y las provincias de Ontario, Quebec, Nueva Brunswick, Nueva Escocia y la Isla del Príncipe Eduardo. La población total que recibe el servicio es de cerca de 49 millones, de los cuales casi 20 son consumidores de energía eléctrica. El área cubierta abarca casi 1 millón de millas cuadradas (1,609,000 km²).

Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Empresas de Servicios Públicos

La Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Empresas de Servicios Públicos (NARUC, por sus siglas en inglés) es una corporación cuasigubernamental no lucrativa que fue fundada el 5 de marzo de 1989. Entre sus miembros se encuentran las entidades gubernamentales de los 50 estados y el distrito de Columbia, Puerto Rico y las Islas Virgenes participantes en la regulación de las empresas de servicios públicos y los proveedores de servicios de telecomunicación. El principal objetivo es defender los intereses de los consumidores al intentar mejorar la calidad y la efectividad de la regulación pública en Estados Unidos.

Los objetivos de la Asociación son el avance de la regulación por parte de las comisiones mediante el estudio y discusión de temas concernientes a la operación y supervisión de las empresas de servicios públicos y de telecomunicaciones de propiedad pública, la promoción de uniformidad en la regulación de las mismas por parte de las diversas comisiones, la promoción de medidas coordinadas por parte de las comisiones de los diversos estados para proteger los intereses comunes del público con respecto a la regulación de las empresa de servicios públicos y de transmisiones de propiedad pública, así como la promoción de la cooperación entre las comisiones de los diversos estados y entre éstas y las comisiones federales representadas en la Asociación.

Son miembros activos de la Asociación sus oficiales, los comisionados de las comisiones de los estados, el gobierno federal y los territorios de Estados Unidos participantes en la regulación de las empresas de servicios públicos o de telecomunicaciones de propiedad pública; sin embargo, en ningún momento deben estar representadas en la Asociación más de diez comisiones del gobierno federal.

Son miembros adjuntos de la Asociación el personal de las comisiones, el personal de la Asociación y su equipo de investigadores, los comisionados y el personal de otras comisiones participantes en la regulación de las empresas de servicios públicos o de telecomunicaciones de propiedad pública que hayan sido aprobadas por la Asociación en convención anual, los miembros de las entidades federales participantes en el suministro de energía y los miembros de las entidades federales y estatales participantes de la formulación y planeación de políticas aplicables a las empresas de servicios públicos y de telecomunicaciones de propiedad pública y que de ninguna otra manera puedan pertenecer a la Asociación.

Además del Comité Ejecutivo, los mencionados a continuación son comités de importancia en la Asociación: Comité de Comunicaciones, Comité de Electricidad, Comité de Recursos Energéticos y Medio Ambiente, Comité de Finanzas y Tecnología, Comité de Gas, Comité de Relaciones Internacionales y Comité de Agua.

Anexo F

Expansión planeada o proyectada del sector eléctrico

Cuadro F-1 Ampliación proyectada de la capacidad en Canadá, por provincia

Provincia	1996	2005	2010	Variación (%) 1996-2005	Variación (%) 1996-2010
Alberta	8,975	9,281	9,289	3.4	3.5
Columbia Británica	13,069	14,538	15,454	11.2	18.2
Isla del Príncipe Eduardo	121	145	145	19.8	19.8
Manitoba	4,912	4,648	4,543	-5.4	-7.5
Nueva Brunswick	4,353	4,414	4,205	1.4	-3.4
Nueva Escocia	2,505	2,898	2,898	15.7	15.7
Ontario	35,768	36,444	36,444	1.9	1.9
Quebec	35,209	36,925	39,541	4.9	12.3
Saskatchewan	3,082	3,339	3,339	8.3	8.3
Terranova	7,435	7,609	7,752	2.3	4.3
Territorios del noroeste	218	243	243	11.5	11.5
Yukon	134	138	140	3.0	4.5
Total	115,781	120,622	123,993	4.2	7.1

Fuente: Asociación Canadiense para la Energía Eléctrica (CEA, por sus siglas en inglés), 1996.

Cuadro F-2 Ampliación proyectada de la capacidad en México: plan de expansión de la CFE

Proyecto	Ubicación	Tipo	Fecha probable de las licitaciones	Modalidad de las licitaciones	Ampliación proyectada										Total
					1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006		
<i>En construcción</i>															
Samalayucal I (1, 2 y 3)	Chih	CC	Otorgada	CAT	347.8	173.9									521.7
Mérida III	Yuc	CC	Otorgada	PEE			499								499
Marítaro (BLT)	Mich	Geo	1997	CAT		40									40
<i>Licitación en curso</i>															
Cerro Prieto IV	BC	Geo	1996	CAT			100								100
Rosarito VIII y IX	BC	CC	1996	CAT			450								450
Chihuahua	Chih	CC	1996	CAT			450								45
Monterrey I, II y III	NL	CC	1996	CAT			450								450
<i>Plan de acción a corto plazo</i>															
Rosarito VII	BC	TG	1997	RP		150									150
Hermosillo I (CFE)	Son	TG	1997	RP		150									150
Río Bravo IV y V (IPP)	Tamps	TG	1997	RP		150									150
Huinalá	NL	TG	1997	RP		150									150
El Saúz	Qro	TG	1997	RP		150									150
<i>Productores externos (PIE)</i>															
El Saúz (IPP)	Qro	CC	1997	PEE				450							450
Hermosillo II (IPP)	Son	CC	1997	PEE				225							225
Río Bravo IV y V (IPP)	Tamps	CC	1997	PEE				450							450
Saltillo	Coah	CC	1997	PEE				225							225
<i>Licitaciones en revisión</i>															
LaVenta I y II	Oax	Eol	1996			54									54
Tres Vírgenes	BCS	Geo	1996		10										10
San Rafael	Nay	Hid	1997			24									24
Pto. San Carlos III y IV	BCS	CITD	1997				375			375					75
Guerrero Negro (tres unidades)	BCS	CITD	1997			18									18
El Chino I	Mich	Geo	1997			50									50
<i>Modalidad de licitación por determinar</i>															
El Cajón	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 (en funcionamiento)*	Chih	CC	1999							249					249
Rosarito X y 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 y 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	38
Baja California	BC	CC	2002											225	225
Total					358	1,110	1,949	1,388	1,575	1,862	1,350	1,986	1,613	13,189	

* Aumento de capacidad de 150 MW. PEE: PIE.RP: recursos presupuestados de la CFE. CAT: BLT

Fuente: CFE.

Tipo: CC, ciclo combinado; TG, turbina de gas; CITD, combustión interna (diesel); Geo, geotérmica; Eol, eólica; Hid, hidroeléctrica.

Ubicación: 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.

Cuadro F-3 Ampliación proyectada de la capacidad en México, por estado, 1996-2006

Frontera Norte	Capacidad planeada (MW)	
Baja California y Baja California Sur		1,516
Chihuahua	1,221	
Coahuila	225	
Nuevo León	1,050	
Sonora	825	
Tamaulipas	3,750	
Subtotal	8,586	
Centro		
Durango	450	
Michoacán	90	
Nayarit	660	
Querétaro	600	
Veracruz	1,800	
Subtotal	3,600	
Sur y sureste		
Oaxaca	54	
Yucatán	724	
Tabasco/Campeche	225	
Subtotal	1,003	
Total	13,189	

Fuente: CFE.

Cuadro F-4 Estructura de la capacidad actual y planeada de la CFE, 1995-2006

Tecnología/Tipo de combustible	1995 (MW)	Parte (%)	1996 (MW)	Parte (%)	2006 (MW)	Parte (%)	Variación* (%)
Total	33,037.33	100.00	34,790.48	100.00	47,979.68	100.00	37.91
Termoeléctrica – combustibles fósiles							
Carbón	2,250	6.81	2,600	7.47	3,950.00	8.23	51.92
Petróleo y/o gas	13,594.50	41.15	14,294.50	41.09	14,294.50	29.79	0.00
Ciclo mixto	2,100	6.36	2,100	6.04	2,100.00	4.38	0.00
Gas natural ciclo combinado	1,889.66	5.72	1,911.66	5.49	11,506.36	23.98	501.90
Turbinas de gas	1,682.08	5.09	1,674.08	4.81	2,874.08	5.99	71.68
Fijo			1,552.58	4.46			
Móvil			121.5	0.35			
Combustión interna (diesel)	128.51	0.39	121.26	0.35	251.76	0.52	107.62
Subtotal	21,644.75	65.51	22,701.50	65.25	34,976.70	72.90	54.07
Termoeléctrica – otra							
Nuclear	1,309.06	3.96	1,309.06	3.76	1,309.06	2.73	0.00
Geotérmica	752.9	2.28	743.9	2.14	943.90	1.97	26.89
Hidroeléctrica	9,329.04	28.24	10,034.44	28.84	10,694.44	22.29	6.58
Eólica	1.58	0.01	1.575	0.01	55.58	0.12	3,428.57
Subtotal	11,392.58	34.49	12,088.98	34.75	13,002.98	27.10	7.56

* Cambio en la capacidad instalada previsto para 2006 en relación con 1995.

Fuente: CFE.

Cuadro F-5 Ampliación proyectada de la capacidad en Estados Unidos, por estado

Estado	Capacidad actual (capacidad estival neta)*	Ampliaciones de capacidad proyectadas**	Estado	Capacidad actual (capacidad estival neta)*	Ampliaciones de capacidad proyectadas**
Alabama	20,463	1,413	Nebraska	5,529	387
Arizona	15,221	316	Nevada	5,556	90
Arkansas	9,639	103	Nueva Hampshire	2,506	0
California	43,302	446	Nueva Jersey	13,817	2,641
Carolina del Norte	20,597	4,001	Nuevo México	5,078	0
Carolina del Sur	16,701	1,063	Nueva York	32,147	62
Colorado	6,647	539	Ohio	27,365	3,178
Connecticut	6,722	0	Oklahoma	12,928	703
Dakota del Norte	4,485	0	Oregon	10,446	0
Dakota del Sur	2,950	3,070	Pennsylvania	33,698	140
Delaware	2,239	0	Rhode Island	442	0
Distrito de Columbia	806	0	Tennessee	16,144	1,170
Florida	35,857	4,100	Texas	64,424	5,878
Georgia	22,290	1,069	Utah	4,927	8
Idaho	2,559	19	Vermont	1,090	8
Illinois	33,139	2,431	Virginia	14,342	2,338
Indiana	20,712	558	Virginia del Oeste	14,451	0
Iowa	8,237	63	Washington	24,277	117
Kansas	9,675	258	Wisconsin	11,536	960
Kentucky	15,425	1,240	Wyoming	5,970	0
Louisiana	17,019	212	Subtotal – EU continental	702,776	43,058
Maine	2,432	43	Alaska y Hawai	3,334	164
Maryland	10,957	2,083	Total	706,110	43,222
Massachusetts	9,288	0			
Michigan	21,981	2			
Minnesota	8,923	20			
Mississippi	7,170	326			
Missouri	15,724	2,003			
Montana	4,943	0			

Cifras en Megawatts.

* En 1996.

** En 2005.

Fuente: EIA. *Inventory of Power Plants in the United States—1995*, Cuadro 17.

Anexo G

Comercio de equipo y materiales dentro del sector energético

Los cuadros de este apartado, que resumen el comercio de equipo y materiales, fueron tomados de tres fuentes distintas que probablemente emplean métodos diferentes para totalizar las cifras del comercio según los códigos arancelarios. Por ende, las cifras no necesariamente coinciden entre sí de manera estricta. Sin embargo, como se hace notar en el texto, algunas observaciones generales parecen estar suficientemente sustentadas con base en dichos datos.

Cuadro G-1 Comercio de México con EU y Canadá en bienes seleccionados del sector energético

Flujo de comercio	1997*	1996	1995	1994	Variación (%) 1994-1997
Exportaciones					
Canadá	12,498	6,741	19,063	36,296	-65.57
Estados Unidos	162,210	676,755	161,047	479,649	-66.18
Total	174,707	683,497	180,110	515,945	-66.14
Importaciones					
Canadá	8,230	10,123	6,706	6,049	36.06
Estados Unidos	485,373	394,561	261,540	366,329	32.50
Total	493,603	404,684	268,246	372,377	32.55
En ambos sentidos					
Canadá	20,728	16,864	25,769	42,345	-51.05
Estados Unidos	647,583	1,071,317	422,587	845,978	-23.45
Total	668,311	1,088,181	448,356	888,323	-24.77

Importaciones y exportaciones permanentes (no se incluyen las transacciones con maquiladoras ni los flujos de comercio temporales).

Cifras en miles de dólares de Estados Unidos.

* Calculado en un año, a partir de los datos de enero a julio.

Fuente: Banco Nacional de Comercio Exterior (Bancomext), México.

Cuadro G-2 Comercio de EU con México y Canadá en bienes seleccionados del sector energético

Flujo de comercio	1997*	1996*	1995*	Variación (%) 1995-1997
Exportaciones				
Canadá	6,173,548	5,329,762	5,157,522	19.70
México	2,436,622	1,245,604	1,260,614	93.29
Total	8,610,170	6,575,366	6,418,136	34.15
Importaciones				
Canadá	2,965,982	2,894,208	3,187,360	-6.95
México	1,495,966	1,194,047	1,099,345	36.08
Total	4,461,948	4,088,255	4,286,705	4.09
En ambos sentidos				
Canadá	9,139,530	8,223,970	8,344,882	9.52
México	3,932,588	2,439,651	2,359,959	66.64
Total	13,072,118	10,663,621	10,704,841	22.11

Cifras en miles de dólares de Estados Unidos.

* Calculado en un año, a partir de los datos de enero a junio.

Fuente: Departamento de Comercio de Estados Unidos, Oficina del TLC.

Cuadro G-3 Comercio de México con diversas naciones, en bienes seleccionados del sector energético del sector energético

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

Importaciones permanentes (no se incluyen las transacciones con maquiladoras ni los flujos de comercio temporales).

Cifras en miles de dólares de Estados Unidos.

* Calculado en un año, a partir de los datos de enero a julio.

Fuente: Cifras del Bancomext respecto al comercio con países que no pertenecen al TLC.

Anexo H

Antecedentes de la reestructuración eléctrica estatal o provincial en EU y Canadá

Este anexo muestra información reciente sobre la reestructuración del sector eléctrico que ocurre actualmente en Estados Unidos y Canadá. Fue tomada de la página electrónica del Instituto Nacional de Investigación Regulatoria (NRRRI, por sus siglas en inglés), así como de entrevistas y conversaciones con reguladores en Estados Unidos y Canadá.

Estados Unidos

La marcha del proceso de desregulación en Estados Unidos se acelera conforme más y más estados aprueban la legislación para reestructurar los mercados de electricidad en los siguientes años. La lista de los estados que han aprobado la legislación sobre la competencia aumentó en noviembre de 1997, ya que Illinois y Massachusetts se sumaron a California, Maine, Montana, Nevada, Nueva Hampshire, Oklahoma, Pennsylvania y Rhode Island. California es considerado el estado que marca el paso, donde la competencia al menudeo comenzó en enero de 1998.

El cuadro siguiente resume las medidas recientes emprendidas en los diez estados que aprobaron dicha legislación. El mapa que aparece en la página 380 ofrece un panorama nacional de las actividades. Por último, en las páginas subsecuentes se reproduce la "tarjeta de anotaciones" del proceso de desregulación en Estados Unidos, preparada por el Instituto Nacional de Investigación Regulatoria (NRRRI). La página del NRRRI es < <http://www.nnri.ohio-state.edu> > .

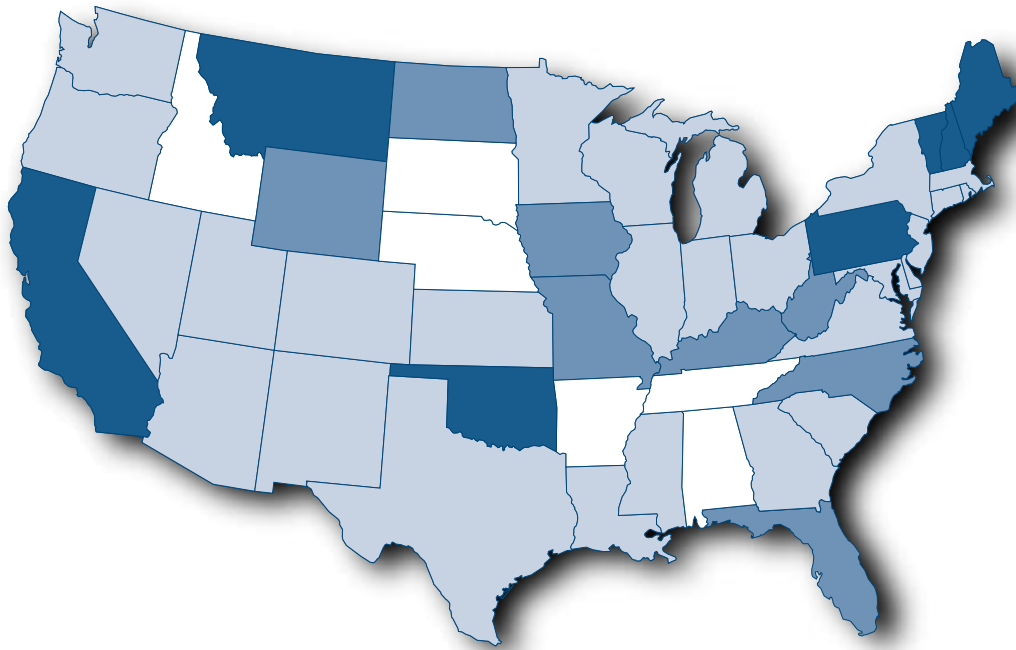
Cuadro H-1 Legislación aprobada sobre reestructuración en diez estados de EU

Estado	Medida legislativa	Medida regulatoria	Costos asociados	Programas piloto
California	1996: entra en vigor AB 1890	5/97: la CPUC fija 1/98 como la fecha en que comienza la competencia	9/97: aprobación para asegurar 7.3 mil millones de dólares en costos asociados	
Illinois	1997: se aprueba la legislación que establece la opción al menudeo			1996: programa piloto de transmisión al menudeo de Illinois (sólo grandes consumidores) y CILCO (toda clase de consumidores)
Maine	1997: entra en vigor LD 1804, que prevé la competencia al menudeo para el 2000, con capacidad de participación del mercado de 33% en el área del antiguo servicio, términos de desposeimiento y requisitos de cartera para recursos renovables	Se determinan los detalles de la reestructuración	El asunto se difiere al periodo legislativo de 1998	
Massachusetts	1997: se aprueba la legislación referente a la opción al menudeo	1996: son discutidas la propuesta legislativa, las reglas modelo y la orden final	Recuperación completa en 10 años para costos generados antes de marzo de 1995	1997: Mass Electric Co. lanza un programa piloto de 1 año en 4 comunidades, con opción de energía "ecológica"
Montana	1997: entra en vigor SB 390, prevé que los grandes consumidores industriales puedan seleccionar para el 7/98, los consumidores al menudeo para el 2002, con 2 años de tarifas congeladas	El PSC está por instrumentar SB 390	Permite un cargo por entrada de 2.8 centavos por kWh. Financiamiento de costos asociados con tarifas congeladas para los gastos de transición impuestos al cliente	
Nevada	1997: AB 366 entra en vigor, con competencia al menudeo para el 7/2001	1996: el comité PSC adopta 10 principios	Recuperación total	
Nueva Hampshire	1996: HB 1392 entra en vigor, con opción al menudeo para el 1/98	1997: es discutida la orden final	No se garantiza la recuperación del total de costos asociados	1996: programa piloto de transmisión limitado a 2 años
Oklahoma	1997: SB 500 entra en vigor, con competencia al menudeo para el 2002	En estudio	Recuperación de costos asociados de 5 a 7 años, mientras las cuotas no se incrementen	
Pennsylvania	1996: HB 1509 entra en vigor	1997: la orden final marca pautas a seguir para mantener al mismo nivel los servicios al cliente	Se delega la decisión al PUC, aunque la legislación alienta la mitigación, y el aseguramiento de gastos está bajo estudio	1997: programa piloto para 5% de los consumidores de PECO, en 1999, con comienzo de la competencia al menudeo para el 2001
Rhode Island	1997: H 7003 entra en vigor, para asegurar costos asociados, resoluciones que vencen a finales de 1997. 1996: Se aprueba la legislación que contiene la opción al menudeo, con acceso directo para 10% de todos los tipos para el 7/97	Procesos formales	Cargo de transición al consumidor de 2.8 centavos por kWh, con recuperación en el 2009	

Fuente: AIE, informes de prensa.

El mapa que aparece a continuación sintetiza para el ámbito estatal los datos sobre las actividades contenidas en el cuadro de la página siguiente. Este material es resultado de una encuesta entre los reguladores de las empresas estatales de servicios públicos en Estados Unidos emprendida por el NRRI.

Gráfica H-1 Reestructuración del sector en Estados Unidos



- Grupo 1 Plan de reestructuración aprobado o ley promulgada
7 estados representativos del 20% de la población de EU
- Grupo 2 Ley en estudio o empresas desarrollando planes
27 estados representativos del 60% de la población de EU
- Grupo 3 Reestructuración en estudio
8 estados representativos del 14% de la población de EU
- Grupo 4 No existen actividades o decisiones de peso que requieran acciones
6 estados representativos del 6% de la población de EU

Fuente: Ministerio de Finanzas de Ontario, "Direction for Change", con el empleo de datos compilados por el NRRI y otras fuentes.

Nota: este mapa fue preparado antes de la aprobación de la legislación de desregulación en Illinois y Massachusetts.

Cuadro H-2 Sumario de la reestructuración de la industria eléctrica

Estado	Actividades de la Comisión Reguladora									Instrumentación		Actividades legislativas					
	Sin actividad	Foro PUC	Informe del personal	Petición formal	Líneas de acción	Orden en borrador	Audiencias de la Comisión	Orden final	Programa piloto	Plan de la empresa de servicios	Plan aprobado	Estudio legislativo	Introducción	Aprobación	Fallo o veto	En la Corte	Estudio del depto. ejecutivo
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		●	●	●	●					●							
Totales	0	41	22	34	21	13	14	9	12	24	3	31	25	8	10	6	6

Se cree que los datos al 25 de noviembre de 1997 son precisos. Se ha recibido información de fuentes secundarias que permanece sin verificar. Este informe es una síntesis de la base de datos del NRRI. El texto completo de ésta, de más de 100 cuartillas, puede tomarse de la página electrónica del NRRI. Para mayor información, contáctese con John Hoag <jcht@asu.edu>. Tel: (614) 292-9666.

Fuente: National Regulatory Research Institute.

En Canadá la opción de reestructurar toma auge rápidamente, en parte debido a los efectos de las medidas federales estadounidenses y de aquellas que han instrumentado las provincias que llevan la batuta en la materia, especialmente Alberta. Desde 1995 cuatro provincias han optado —o comienzan a hacerlo— por abrir a la competencia los mercados energéticos provinciales, y no parece fortuito que las cuatro estén entre los exportadores más importantes de electricidad a Estados Unidos: Alberta, Quebec, Columbia Británica y Manitoba.²⁰⁵ De estas jurisdicciones, las principales empresas de servicios públicos de Alberta, Columbia Británica y Quebec obtuvieron permisos de comercialización de la FERC en 1997.

Alberta

Alberta aprobó la Ley de Empresas de Servicios Públicos Eléctricos en 1995, con lo que introdujo la competencia al mayoreo en los mercados de electricidad. Como se especificó en la Ley, el 1 de enero de 1996 el sistema eléctrico de Alberta adoptó la nueva estructura de un solo consorcio energético cuya transmisión sería controlada por una nueva entidad independiente. Según dicha Ley, las tres principales empresas integradas de servicios públicos, TransAlta Utilities, Alberta Power y Edmonton Power, operan sus instalaciones de transmisión mediante el administrador de transmisión Grid Company of Alberta Inc., que aplica una tarifa regulada con base en el costo por usar el sistema de transmisión.

Con el establecimiento del consorcio, toda la energía eléctrica comprada o vendida en Alberta debe pasar por éste. Todos los generadores ofrecen la producción diaria de sus plantas para ser despachada por hora de acuerdo con el precio fijado por el consorcio. Todas las importaciones y exportaciones pasan por el consorcio, y las partes que deseen importar o exportar deben convertirse en miembros del consorcio y demostrar que cuentan con los elementos de transmisión apropiados para distribuir la energía.

Todo generador conectado a la red provincial de transmisión puede vender en el consorcio energético y todos los distribuidores deben recibir de éste la energía que necesiten. Existen varios instrumentos financieros legislados para asegurar que la energía a bajo costo, producida por aquellas plantas por las que los consumidores de la provincia ya pagaron, ofrece efectivamente un precio protegido a dichos consumidores. En esencia, hay un mercado competitivo de producción de electricidad para su venta al mayoreo que cuenta con mecanismos de protección del consumidor para evitar ganancias súbitas en las plantas que fueron construidas por las empresas monopólicas de servicios públicos. El 10 de octubre de 1997 el ministro de Energía de Alberta, Steve West, anunció que en 1999 a todos los usuarios de electricidad se les permitiría adquirir el servicio a cualquier proveedor. En diciembre se daría a conocer el borrador de la legislación que regiría la estructura del mercado, para fines de consulta, y en la primavera de 1998 se presentaría la correspondiente iniciativa de ley.

Manitoba

En junio de 1997 la legislatura provincial aprobó una ley que daba a otros productores energéticos acceso a las líneas de transmisión de Manitoba Hydro, con lo cual finalizaba el monopolio que de la red de distribución tenía dicha empresa de servicios públicos. Al prepararse para la competencia, Manitoba Hydro ha emprendido su propia reestructuración en diversas unidades funcionales de negocio y ha establecido objetivos financieros, incluido uno que busca mejorar su desempeño de acuerdo con indicadores financieros, como su tasa de endeudamiento.

²⁰⁵ Véase Ministerio de Finanzas de Ontario (Ministerio de Finanzas de Toronto, noviembre, 1997): 3.

Columbia Británica

BC Hydro intentó aprovechar las nuevas oportunidades de exportación, en tanto que evitaba posibles controversias, al ser admitida en las asociaciones regionales de transmisión de Estados Unidos formadas a raíz de la Ley Federal de Política Energética de 1992, que ampliaba la autoridad de la FERC para ordenar que las empresas de servicios públicos dueñas de los servicios de transmisión ofrecieran éstos a terceras partes. Dado que no está regulada por ningún gobierno estatal ni por el federal estadounidenses, BC Hydro no tiene que cumplir con el requisito de ofrecer el mismo acceso del que disfrute en las jurisdicciones reestructuradas de Estados Unidos; en cambio, BC Hydro no recibirá una mayor oferta de acceso a la transmisión por parte de las empresas estadounidenses de servicios públicos que aquella que esté dispuesta a ofrecer. Ello se opone a la disciplina de trato nacional del TLC, pero BC Hydro parece aceptar esta restricción a cambio de tener mayor acceso a los mercados estadounidenses al mayoreo. Como lo demanda su calidad de miembro de la Asociación Regional Occidental de Transmisión (WRTA, por sus siglas en inglés), BC Hydro ha presentado una solicitud de transmisión al mayoreo ante la Comisión de Empresas de Servicios Públicos de Columbia Británica (BCUC, por sus siglas en inglés) para permitir el acceso a su sistema de transmisión a otras empresas de servicios públicos y a productores independientes de energía.

En un esfuerzo para no quedar a la zaga de BC Hydro, productores independientes de energía de la provincia cabildaron activamente en el gobierno y se presentaron ante la BCUC para defender los cambios a la estructura del mercado interno de Columbia Británica que les permitirían exportar electricidad de forma directa a Estados Unidos. Aunque los productores independientes de energía están limitados actualmente a vender energía eléctrica a BC Hydro, para que ésta a su vez la revenda en el mercado de exportación si opta por ello, la BCUC ha aprobado las exportaciones directas de dichos productores independientes según una decisión reciente tomada a propósito de la transmisión al mayoreo.

Las actividades comerciales en EU de los productores de Alberta y Columbia Británica, incluidas las de empresas como BC Hydro, provocaron protestas de empresas de servicios públicos y productores estadounidenses porque estos últimos no tienen acceso recíproco a los mercados canadienses. La Administración de Energía de Bonneville y grandes comercializadores de energía eléctrica estadounidenses intervinieron en procesos ante la BCUC sobre temas relacionados con los servicios de transmisión.

En noviembre de 1995, BC Hydro solicitó a las autoridades reguladoras de Columbia Británica una tarifa al mayoreo que abriera el sistema de transmisión a otros usuarios. La comisión de empresas de servicios públicos autorizó la tarifa en junio de 1996, con diversas condiciones que serían revisadas en una solicitud subsecuente. La mencionada empresa de servicios públicos solicitó la aprobación de una tarifa actualizada que respondiera a las inquietudes expresadas por la comisión y otras entidades en juego. Se programó una audiencia sobre la solicitud para febrero de 1998. Hay sólo un número limitado de pequeñas empresas municipales de servicios públicos y una empresa de propiedad privada, que representan aproximadamente el 9 por ciento del consumo total de electricidad de Columbia Británica, que pueden calificar para realizar compras mediante la tarifa al mayoreo. Sin embargo, además del acceso al mayoreo, el gobierno ha designado un grupo de asesoría y trabajo relacionado con la reestructuración de la industria eléctrica cuyo mandato es examinar la introducción de la competencia al menudeo en Columbia Británica.

En respuesta a las preocupaciones de orden público respecto a la operación de las instalaciones hidroeléctricas, en noviembre de 1996 el gobierno provincial anunció el establecimiento de un proceso de Planeación de Uso del Agua que revisarían los permisos existentes referentes al agua de las hidroeléctricas de Columbia Británica. El objetivo del proceso de planeación es reasignar agua para peces y medidas de mitigación, así como resolver antiguos problemas relacionados con los peces. Los planes han sido ideados para referirse a aspectos no relacionados con la energía, como las pesquerías, la recreación, el control de inundaciones e irrigación, y darán por resultado enmiendas a los permisos existentes.²⁰⁶

²⁰⁶ Respuesta de Canadá a la queja suscitada en relación con el artículo 14 del Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte, 21 de julio de 1997, III-2.

Quebec

A finales de 1996 la provincia reveló una nueva política energética que abre la red de transmisión de Hydro-Québec a los competidores foráneos, establece tarifas de transmisión y alienta las alianzas y las sociedades para promover el potencial exportador de Quebec.

La Ley de la Empresa Pública Energética (Loi sur la Régie de l'Énergie) permite también la regulación independiente de Hydro-Québec, la empresa de servicios públicos propiedad de la provincia. A partir del 1 de mayo de 1997, la empresa (*Régie*) tiene la facultad de establecer las tarifas de transmisión para los consumidores al mayoreo. Como en Columbia Británica, en Quebec pocos consumidores pueden recurrir a la tarifa de transmisión para comprar energía eléctrica y emplearla. De hecho, aparte de Hydro-Québec, hay sólo un puñado de empresas municipales de servicios públicos, las cuales emplean cerca de 2 por ciento de la electricidad de Quebec.²⁰⁷

Ontario

En 1996 el Comité Consultivo sobre Competencia en el Sistema Eléctrico de Ontario (conocido como Comité MacDonald, por su presidente, el destacado señor Donald MacDonald) recomendó varias vías para abrir a la competencia el mercado de electricidad de Ontario.

El gobierno provincial, acorde con las conclusiones del comité sobre la necesidad de un cambio en el mercado de la energía eléctrica y Ontario Hydro, preparó un programa de acción de las modificaciones legislativas y regulatorias, contenido en un informe de reciente publicación titulado *Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (noviembre de 1997), el cual propone que ambos deberán: introducir en 1998 una legislación que sustituya la Ley de la Corporación Energética de la provincia y dé nueva forma al Consejo de Energía de Ontario; continuar con los preparativos para establecer la competencia en 1999, y establecer ésta, incluida la opción al menudeo, en el 2000.

El principal argumento aducido en esta propuesta es que la reestructuración de la industria eléctrica de las jurisdicciones vecinas de Estados Unidos ha reducido los precios de las industrias que compiten con las de Ontario. Como se declara en la propuesta: "Se espera que los precios de la energía eléctrica en el mercado del noreste de Estados Unidos, de alto costo, disminuyan, con lo que mejoraría la posición económica relativa de aquellos con quienes Ontario compite por inversión y empleos".²⁰⁸

Para mantenerse al ritmo del cambio fuera de Ontario, la propuesta incluye un programa de acción para la reestructuración radical de Ontario Hydro, la empresa de servicios públicos más grande de América del Norte. Según la propuesta, que el gobierno espera instrumentar durante los próximos tres años, todos los consumidores de electricidad podrían comprarla a cualquier generador, incluida la compañía que sucederá a Ontario Hydro, la Ontario Electricity Generation Company.

De acuerdo con la nueva estructura, el Consejo de Energía de Ontario tendría una función reguladora más amplia. La deuda actual de Ontario Hydro, que asciende a 30 mil millones de dólares, sería manejada por una compañía de valores de propiedad pública; los nuevos ingresos generados mediante la eficiencia interna y la racionalización de las compañías de distribución, una nueva estructura de contribuciones a la propiedad y los rendimientos ganados se usarían para pagar dicha deuda.

El documento incluye dos opciones para enfrentar los problemas ambientales: un programa de compensaciones y topes a las emisiones de óxidos de nitrógeno para toda generación producida en Ontario, y una norma de desempeño de emisiones aplicable a todos los generadores que comercialicen energía eléctrica en el mercado de Ontario.

Para comenzar el proceso de introducir la competencia tan pronto como sea posible, el gobierno de Ontario daría a conocer en 1998 una legislación que sustituiría a la Ley de la Corporación de Energía que rige a Ontario Hydro. Mientras tanto, cualquier corte en el suministro a consecuencia del cierre de varias de las plantas nucleoelectricas de Ontario Hydro se compensaría con el establecimiento de un operador independiente de mercado, que recibiría ofertas de energía de reemplazo tanto dentro como fuera de Ontario.

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

²⁰⁸ Ministerio de Ciencia y Tecnología en Energía de Ontario, "Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario", noviembre de 1997: 4.



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

<http://www.cec.org>

