

01178



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO Y SU INSERCIÓN EN LA
POLÍTICA AMBIENTAL. LA GENERACION TERMOELÉCTRICA
FRENTE A OTROS GRANDES CONSUMIDORES EN UN
MERCADO DE EMISIONES DE SO₂

T E S I S
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRA EN INGENIERÍA
P R E S E N T A
PALOMA MACIAS GUZMÁN

ASESOR: DR. GERARDO SERRATO ANGELES

MEXICO, D.F.

JUNIO DEL 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A la memoria de mi padre

Eugenio Macías Aguilar

A mi madre

Luz Margarita Guzmán Arellano

A mis hermanos

Juan, Demetrio, Eugenia y Gabriela

A Gabriel y a Sabina

A mis compañeros y amigos

Hilda, Lavinia, Joel, Santiago y Jesús

Agradezco el apoyo, la confianza y la amistad de:

Dr. Jose Antonio Rojas Nieto, Prof. Dr. Bertram Nagel, Dr. Jose Luis Aburto Dávila, Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Dr. Gerardo Serrato Angeles, Dr. Jorge Islas Samperio, Dr. Fabio Manzini Poli, Ing. Jacinto Viqueira Landa

Agradezco también el apoyo otorgado por la Dirección General de Personal Académico de la UNAM a través de los proyectos PAPIIT:

IN303400 "Análisis de Economía Industrial de las Experiencias Internacionales de la Reestructuración del Sector Eléctrico. Las Enseñanzas para México".

IN309002 "Evaluación Económica y Ambiental de Escenarios con Fuentes Renovables para el Sector Eléctrico Mexicano".

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1.	5
<i>El sistema de permisos comercializables de emisiones (SPCE): el mercado contra la contaminación.</i>	5
1.1 Principios básicos del sistema de permisos comercializables de emisiones (SPCE)	5
1.1.1 Principios de la teoría de externalidades	7
1.1.2 El principio equi-marginal de optimización	10
1.1.3 La definición de los derechos de propiedad	12
1.1.4 Costos de transacción	12
1.1.5 Mecanismo del mercado de permisos de emisión	14
1.1.6 Modalidades de los sistemas de permisos comercializables de emisión y sus principales limitaciones	18
1.2 Requerimientos institucionales mínimos para garantizar la efectividad de un sistema de permisos comercializables de emisiones.	19
1.3 Experiencias internacionales y principales resultados	23
1.3.1. Estados Unidos. Antecedentes y experiencias sectoriales	23
1.3.2 Estados Unidos y el "Programa de la Lluvia Ácida"	26
1.3.3 Chile y el "Programa de Compensación de Emisiones Transables"	29
1.4 Conclusiones del capítulo 1.	31
Capítulo II.	34
<i>El establecimiento de un SPCE de SO₂ en México. Fundamentos institucionales, alcances y limitaciones.</i>	33
2.1 Fundamentos para establecer un SPCE de SO ₂ en México	33
2.1.1 Política ambiental	33
2.1.2 El marco regulatorio y el proceso de elaboración de normas ambientales en México	37
2.1.3. La Norma Oficial Mexicana 085	39
2.1.4 Política energética	42
2.2 El diseño de un mercado de emisiones en México	43
2.2.1 Principios y mecanismos de operación	43
2.2.2 Limitaciones a la implantación de un sistema de mercado de emisiones en México	46
2.2.3 Las fallas en el planteamiento del mercado de emisiones	47
2.4 La perspectiva a futuro ¿Qué hacer?	51



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

2.4.1	Las disposiciones actuales en materia de emisiones de SO ₂ .	51
2.4.2	La creación de un mercado de emisiones, ¿Una experiencia factible?.	53
2.5	Conclusiones al capítulo 2	54

Capítulo III...... 56

El nuevo marco energético-ambiental y los grandes consumidores de energía en México...... 56

3.1	La tendencia mundial: el gas natural como alternativa energética óptima	57
3.1.1	Reservas mundiales de gas natural	57
3.1.2	Demanda mundial de gas natural	58
3.1.3	Integración y reestructuración de los mercados de gas natural en América del Norte	60
3.1.4	La reforma de la industria del gas en México	60
3.1.5	Precios del gas natural	62
3.1.6	Factores tecnológicos y financieros que afectan al sector eléctrico	63
3.1.7	Factores ambientales	65
3.2	La generación termoeléctrica en México	66
3.2.1	La planeación de la generación termoeléctrica en zonas ambientalmente críticas en México, 2001-2011.	67
3.3.2	Tecnologías y combustibles para generación de electricidad, factores de incertidumbre	70
3.3	Las industrias intensivas en energía en las zonas críticas	71
3.3.1	Consumo de energía por rama industrial	73
3.4	Plantas refinadoras	74
3.5	Estimación del consumo de energía por zona crítica, 1995-2000	75
3.5.1	Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM)	76
3.5.2	Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM)	78
3.5.3	Zona Crítica Tula-Vito-Asasco (ZCTVA)	79
3.5.4	Zona Crítica Tampico-Madero-Altamira. (ZCTMA)	81
3.5.5	Zona Crítica Irapuato-Celaya-Salamanca (ZCICS)	82
3.5.6	Zona Crítica Coahuila-Coahuila-Coahuila (ZCCM)	83
3.5.7	Zona Crítica Ciudad Juárez (ZCCJ)	85
3.5	Conclusión al capítulo 3	85

Capítulo IV...... 87

Configuración del SPCE de SO₂ en México: el SEN, PEMEX y las industrias grandes consumidoras de energía..... 87

4.1	Estimación del consumo de energía y las emisiones globales de SO ₂ por zona crítica, 1995-2002	87
4.1.1	Emisiones de SO ₂ por zona crítica, 1995-2002.	87

4.2	Análisis comparativo del SEN, las refinерías y emisores industriales de SO ₂ , respecto al límite establecido por zona crítica	92
4.2.1	ZMCM	92
4.2.2	Zona Metropolitana de Monterrey	94
4.2.3	Zona crítica Tula-Vito-Asasco	95
4.2.4	Zona crítica Tampico-Madero-Altamira	96
4.2.5	Zona crítica Irapuato-Celaya-Salamanca	97
4.2.6	Zona crítica Coatzacoalcos-Minatitlán	98
4.2.7	Zona crítica Ciudad Juárez.	99
4.3	Perspectivas a 2009: costos y beneficios para los actores involucrados	100
4.3.1	Zona Metropolitana de la Ciudad de México	100
4.3.2	Zona Metropolitana de Monterrey	101
4.3.3	Zona crítica Tula-Vito-Asasco	102
4.3.4	Zona crítica Tampico-Madero-Altamira	104
4.3.5	Zona crítica Irapuato-Celaya-Salamanca	105
4.3.6	Zona crítica Coatzacoalcos-Minatitlán	106
4.3.7	Zona crítica Ciudad Juárez	107
4.3.7	Total de las zonas.	107
4.4	Conclusiones al capítulo 4	110

CONCLUSIONES	112
---------------------	-----

REFERENCIAS	117
--------------------	-----

APÉNDICE A

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS, REFINERÍAS Y ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES EN ZONAS CRÍTICAS

APÉNDICE B

PRINCIPALES CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DEL CONSUMO DE ENERGÍA

APÉNDICE C

DIFERENCIAL DE EMISIONES RESPECTO A LA NOM-085-ECOL-1994

INTRODUCCIÓN

Los impactos ambientales derivados del consumo de energía para procesos industriales, así como para la generación eléctrica son un tema central del debate energético en la actualidad. Las evidencias sobre la significativa contribución de los combustibles fósiles en la generación de gases con efecto invernadero ha generado un cambio a nivel mundial en los enfoques, tanto de la política energética como de la ambiental.

Estos procesos se han dado junto con una profunda reestructuración de los mercados mundiales del gas natural, combustible considerado en gran medida como la solución a los problemas de calentamiento global, y también a la par de una revolución tecnológica tendiente a hacer más eficientes los procesos de generación de electricidad, a partir del uso de tecnologías de ciclo combinado de gran eficiencia.

En el contexto de la política ambiental internacional, los instrumentos aplicados también han sufrido una modificación radical, al pasar de esquemas de comando y control al diseño y aplicación de mecanismos de mercado. Uno de los instrumentos de mercado más novedosos es el establecimiento de sistemas de comercialización de permisos de emisión. Este sistema se ha aplicado reiteradamente en Estados Unidos y recientemente en Chile, y se considera como uno de los mecanismos de mayor costo efectividad en el combate a la contaminación, aun cuando las experiencias en esos países muestran ciertas limitaciones técnicas y económicas. Cabe señalar que en Estados Unidos el programa de comercio de permisos de emisión más exitoso ha sido el denominado "Programa de la Lluvia Ácida", que involucra a centrales generadoras e industrias grandes y medianas.

En el caso de México, el problema de los impactos ambientales derivados de la producción y el consumo de energía ha sido un foco de atención en los últimos años, abarcando diferentes aspectos. En lo referente al Sistema Eléctrico Nacional¹ resaltan las profundas afectaciones derivadas de la construcción de plantas hidroeléctricas y el intenso debate sobre las ventajas y riesgos potenciales de la utilización de la energía nuclear en aspectos tales como costos de inversión, manejo y disposición de residuos y riesgo de accidentes.

Otro elemento importante en esta problemática es la magnitud de la generación eléctrica a base de hidrocarburos y sus impactos a la atmósfera, puesto que en México la mayor parte de los requerimientos de combustible para generación de electricidad a base de hidrocarburos ha sido cubiertas históricamente con combustóleo en una proporción que

¹ Para efectos de esta investigación, el Sistema Eléctrico Nacional está integrado por la Comisión federal de Electricidad (CFE), por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLYFC), por autogeneradores y generadores independientes.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ha variado a lo largo del tiempo, desde un 100% a principios de la década de los 80 hasta un 75.3% en 1999. (BNE, 1997, 1999).

Por otra parte, hasta principios de la década de los 90 el combustóleo destinado a la generación eléctrica tenía un alto contenido de azufre, lo que implicaba un volumen considerable de emisiones de bióxido de azufre (SO_2) a la atmósfera. Dado el carácter regional de los impactos ambientales de las emisiones de SO_2 , los efectos desfavorables tales como la lluvia ácida son más tangibles en regiones del territorio nacional con determinadas características geoclimáticas, aunadas a una alta concentración poblacional y a una planta industrial local con un consumo intensivo de hidrocarburos.

En lo referente a la planta industrial nacional, la política de desarrollo aplicada hasta principios de la década de los ochenta, consistió en el suministro de combustóleo a precios subsidiados. Esto provocó que los procesos industriales se caracterizaran por una baja eficiencia energética y por una alta emisión de contaminantes. Esta situación comenzó a cambiar cuando la política de precios eliminó los subsidios y las restricciones ambientales impulsaron un proceso paulatino de sustitución de combustóleo por gas natural en las principales ramas de consumo intensivo de energía. Sin embargo, esta tendencia no se dio en todos los sectores de forma homogénea, ya que algunas ramas como la cementera y la industria refinadora continuaron consumiendo combustóleo en gran escala.

La situación descrita ha sido un punto de partida para la elaboración de la política energética vigente en México, la cual plantea resolver el problema de los impactos ambientales de la generación termoeléctrica principalmente mediante la introducción de sistemas de generación de ciclo combinado a gas natural, tanto para cubrir los requerimientos de demanda adicional, como para sustituir las plantas termoeléctricas obsoletas, basadas en tecnología de generación a vapor.

Por otra parte, las industrias grandes consumidoras de energía iniciaron desde principios de la década de los noventa un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural el cual se considera prácticamente concluido, a excepción de algunos establecimientos que aun operan a base de combustóleo.

Desde el punto de vista ambiental, el proceso de sustitución de combustibles está fundamentado por la Norma Oficial Mexicana 085-ECOL-1994, (DOF, 02-12-94) la cual fija los niveles máximos permisibles para las emisiones de fuentes fijas en lo referente a humos, partículas suspendidas totales (PST), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NO_x), aplicables a todo el territorio nacional. Asimismo, para el caso específico de las emisiones de SO_2 aplica un criterio regional, y con base en esta división, la NOM-085 especifica los límites regionales de emisión de este contaminante aplicables a fuentes fijas con equipos de combustión mayores a 43,000 MJ/h que operen en las zonas especificadas.

En este contexto, tanto el esquema de regionalización como las especificaciones sobre SO₂ contenidas en la NOM-085 constituyen el fundamento de lo que esta norma señala explícitamente como un "esquema de certificados de emisión transferibles", es decir, se considera la posibilidad de desarrollar un mercado de permisos de emisión entre empresas consideradas medianas y grandes según las dimensiones de su equipo de combustión.

Bajo estos lineamientos, la primera aproximación a la definición de un mercado de emisiones de SO₂ permitió identificar tres elementos fundamentales. En primer lugar, un universo de empresas caracterizado por el predominio de un grupo reducido de grandes consumidores, como son, además de las plantas de generación eléctrica, y las plantas de refinación, algunas plantas de la rama química, papelera, hulera, cervecera y acerera.² En segundo lugar, se encontraron perfiles de mercado altamente diferenciados entre las regiones; en una zona coexiste un cierto número de empresas medianas y en otras predominan pocos establecimientos altamente intensivos en energía. En tercer lugar, se observó una grave carencia de los elementos institucionales fundamentales para establecer y mantener la operación eficiente de un mercado de emisiones. Esta situación se manifiesta principalmente en la falta de información confiable sobre los consumos de las industrias involucradas, los escasos estudios académicos e institucionales realizados para el caso de México, y en la suspensión indefinida de la puesta en marcha de este sistema, cuyo inicio estaba programado originalmente para 1998.

Partiendo de este escenario y considerando, por un lado la evolución futura de la generación termoeléctrica del SEN, tendiente a la adopción de sistemas de ciclo combinado a gas natural, y por otra parte, la definición de un mercado potencial de emisiones de SO₂, se plantean las siguientes interrogantes en caso de implantarse un mercado de emisiones bajo los lineamientos de la NOM-085:

- ¿Cómo se definirán las relaciones entre el SEN, las plantas refinadoras y las diversas ramas industriales en tanto compradores y vendedores potenciales de emisiones de SO₂?
- ¿Cómo se definirán las características básicas de cada uno de los mercados regionales y cuáles serán las principales ventajas y los obstáculos (además de los institucionales) para el desarrollo de este sistema en cada región?

Las preguntas anteriores constituyen el punto de partida de la presente investigación, y la información disponible al inicio permitía suponer que de establecerse un sistema de permisos de emisión, en la mayoría de las regiones los intercambios ocurrirían principalmente entre las refinerías, y las plantas de generación termoeléctrica. En estos casos, dado el perfil de consumo de las refinerías altamente intensivo en combustóleo,

² Si bien la industria cementera está considerada como gran consumidora de energía y muchas de sus plantas operan en las zonas críticas definidas por la normatividad ambiental, esta rama industrial no está normada por la NOM-085.

éstas participarían como compradoras de bonos de emisión, al igual que las plantas generadoras de electricidad a base de combustóleo, mientras que las plantas de generación termoeléctrica nuevas o reconvertidas del SEN y la mayoría de los establecimientos industriales de alto consumo energético participarían como vendedores de bonos.

El objetivo de este trabajo es proporcionar los elementos de análisis básicos desde el punto de vista energético, estadístico e institucional respecto a la configuración de un sistema de permisos comercializables de emisiones de SO₂. y la hipótesis de la que se parte señala que el establecimiento de un sistema de permisos comercializables de emisiones de SO₂ de acuerdo con los lineamientos contenidos en la NOM-085-ECOL-1994, generaría mercados regionales fuertemente diferenciados, en los que participaría un número reducido de empresas consumidoras de gran magnitud. Estos factores, suponiendo el desarrollo esperado de ciertos elementos institucionales necesarios para respaldar y regular la interacción de las empresas participantes, incidirían en el grado de competencia prevaleciente en cada mercado y conformarían el contexto en el que el SEN podría insertarse o no como compensador de emisiones de SO₂ en cada uno de los mercados, principalmente de las refinerías, a través de la operación de sus nuevas plantas termoeléctricas y/o de la reconversión a gas natural de sus plantas existentes.

La relevancia de analizar la conveniencia y viabilidad de la implantación de un sistema de comercialización de emisiones de contaminantes radica, por una parte, en la posibilidad de diseñar un sistema de comercio de emisiones de SO₂ acorde con la realidad institucional y con la estructura industrial de México, que defina con mayor precisión las relaciones entre las empresas participantes. Por otra parte, el tema tiene una gran relevancia debido a que es uno de los mecanismos que se han contemplado con mayor insistencia para abatir las emisiones de gases de invernadero, específicamente el CO₂.

El desarrollo de la investigación se realizó en cuatro capítulos. El primero de ellos analiza los principios básicos del sistema de permisos comercializables de emisiones, y evalúa las principales experiencias internacionales. El segundo capítulo aborda los aspectos institucionales de la implantación de un mercado de emisiones de SO₂ en México. El tercer capítulo aborda los aspectos generales sobre las tendencias recientes de la generación termoeléctrica y el consumo energético en refinerías y otras ramas industriales y el cuarto capítulo hace un análisis cuantitativo de la posible configuración del sistema de permisos comercializables de emisiones en México, resaltando el papel del SEN, las refinerías y los sectores industriales grandes consumidores en este contexto, asimismo, realiza un análisis prospectivo a 2012.

CAPÍTULO 1.

El sistema de permisos comercializables de emisiones (SPCE): el mercado contra la contaminación.

El problema de la contaminación ambiental ha sido enfrentado a través de los años mediante diversos enfoques de política. Entre los más importantes destacan las medidas de tipo tecnológico, normativo y, las más recientes, de tipo económico. A estas últimas pertenece el sistema de permisos comercializables de emisiones, de aplicación reciente en comparación con otras medidas de protección ambiental. Su fundamento principal es la teoría de las externalidades¹ y su aplicación se ha realizado en algunos países con resultados diferentes.

El objetivo principal del sistema de permisos comercializables de emisiones es proporcionar una solución al problema de la contaminación a través del abatimiento de emisiones y de la internalización de externalidades, todo esto con el mínimo costo y utilizando la menor cantidad posible de recursos económicos.

El análisis de la implantación de un sistema de permisos comercializables de emisiones requiere conocer los fundamentos teóricos de su planteamiento y operación, sus ventajas y limitaciones respecto a otros mecanismos de abatimiento de la contaminación, los requerimientos institucionales para su implementación y funcionamiento. Por esta razón, el presente capítulo está enfocado a esos aspectos, así como a la revisión de las principales experiencias registradas a nivel internacional y sus resultados.

1.1 Principios básicos del sistema de permisos comercializables de emisiones (SPCE)

Las orientaciones más recientes de política ambiental indican que la solución de problemas ambientales requiere el diseño de medidas que cubran el criterio de costo-efectividad; esto es, que permitan alcanzar un objetivo ambiental al menor costo posible y utilizando la menor cantidad de recursos económicos (Callan, 1997). Existen al menos tres tipos de soluciones (INE, 1999): 1) la tecnológica, que busca incidir en patrones tecnológicos, en las alternativas energéticas y en la cantidad y calidad de los combustibles fósiles; 2) la normativa, que aborda la regulación ambiental bajo diferentes enfoques: el convencional (medidas de comando y control) y el del principio de la calidad ambiental total; y 3) la solución económica, que busca incluir

¹ Dentro del contexto ambiental, una definición simple del término "externalidad" es el daño (o beneficio) ambiental que se genera por la producción o el consumo de un bien, pero que es externo al mercado en el que se realiza la transacción. (Callan, 1996). Es decir, que la actividad económica y las decisiones asociadas a ella por lo general se realizan afectando a terceras partes que no necesariamente están relacionadas en forma directa con los procesos de producción y consumo involucrados en la actividad económica en general o en la producción y consumo de un bien en particular.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

criterios institucionales y de mercado en las decisiones de los agentes económicos. Las principales características de estas soluciones se resumen en la tabla 2-1.

Tabla 1-1: Principales soluciones al problema de la contaminación

Solución	Características	Limitaciones
Tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> • Parte del principio de minimización de costos y maximización de beneficios • Ha generado importantes soluciones que han evitado el empeoramiento de situaciones ambientales adversas o han propiciado un mejoramiento evidente • Combate a la contaminación a través de <ul style="list-style-type: none"> ○ Investigación y desarrollo de nuevas tecnologías ○ Ahorro y sustitución de fuentes de energía ○ Sustitución de insumos ○ Modificación de los procesos productivos ○ Reaprovechamiento de residuos de procesos industriales ○ Remediación de daños ambientales 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede representar costos muy elevados • Puede ser una solución parcial y a largo plazo, inefectiva • Puede no estar al alcance de todas las entidades que la requieran • Puede ser una fuente de desigualdades en los costos de abatimiento de la contaminación de cada empresa o entidad
Normativa	<p>Enfoque convencional de comando y control:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se basa en el principio de "la mejor tecnología disponible" <ul style="list-style-type: none"> ○ Cumplimiento de normas ambientales mediante desarrollo o importación de tecnologías de control de emisiones ○ Instalación de equipos contaminantes "al final del tubo" <p>Enfoque de calidad ambiental total</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se concentra en <ul style="list-style-type: none"> ○ Sustitución de insumos ○ Eficiencia energética ○ Modificación de procesos industriales • Pretende frenar, reducir y prevenir la contaminación atmosférica agregada de acuerdo con la capacidad de carga de los ecosistemas específicos • Pretende evitar la transferencia de contaminantes entre medios receptores • Fomenta procesos de autorregulación ambiental • Promueve la incorporación de tecnologías de proceso y de instrumentos económicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevados costos públicos y privados • Puede generar la paradoja de una planta industrial que cumple con la normatividad junto con un nivel de contaminación global creciente • Puede obligar a algunas empresas a operar por encima de sus costos marginales de abatimiento • Puede llegar a requerir procesos de planificación y monitoreo muy complicados
Económica	<ul style="list-style-type: none"> • Se basa en la utilización de instrumentos económicos para apoyar el cumplimiento de la regulación ambiental • Su objetivo fundamental es "alterar los precios relativos así asegurar que los diferentes usos que las economías hacen del medio ambiente reflejen completamente su escasez en el sistema de precios" • Los incentivos que se ofrecen pueden tomar las siguientes formas: <ul style="list-style-type: none"> ○ Alteración directa de los precios o los niveles de costos ○ Alteración indirecta de precios y costos a través de medios financieros o fiscales ○ Creación y sostenimiento de un mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Para ser realmente una solución efectiva, los instrumentos a aplicar deben ser equitativos, administrativamente factibles, dinámicos y con posibilidad de mejoras • Pueden requerir de un sistema administrativo y de monitoreo muy complejo

FUENTE: INE, 1999

Turner, *et al*, 1994

Cabe señalar que ninguna de estas soluciones se da necesariamente de forma aislada y en el mundo real se presentan más bien como combinaciones de estos criterios, en donde cada uno tiene una ponderación particular. Sin embargo, la tendencia en los últimos años a recurrir a instrumentos de índole económica para resolver el problema ambiental ha cobrado una gran importancia.

1.1.1 Principios de la teoría de externalidades

Dentro del contexto ambiental, una definición simple del término "externalidad" es el daño (o beneficio) ambiental que se genera por la producción o el consumo de un bien, pero que es externo al mercado en el que se realiza la transacción. (Callan, 1996). Es decir, que la actividad económica y las decisiones asociadas a ella por lo general se realizan afectando a terceras partes que no necesariamente están relacionadas en forma directa con los procesos de producción y consumo involucrados en la actividad económica en general o en la producción y consumo de un bien en particular.

De acuerdo con Baumol y Oates (1982), el concepto de externalidad debe cumplir al menos con dos condiciones: 1) debe involucrar variables reales (monetarias) cuyos valores son elegidos por alguna entidad (individuos, empresas, gobiernos) y que son incluidas en las relaciones de producción de algún individuo, sin considerar los efectos sobre el bienestar de éste.² y 2) la entidad que toma la decisión, y cuya actividad afecta las relaciones de utilidad o producción del otro, no recibe en compensación (o, en su caso, no paga) una cantidad igual en valor a los beneficios o costos (marginales) ocasionados.³

De manera general, se identifican tres tipos de externalidades: (Jacobs, 1997)

- a) Las generadas por la existencia de bienes públicos. Éstos son recursos comunes que se caracterizan por su *no-rivalidad* (los beneficios generados por su consumo son indivisibles: el consumo de un bien público por una persona no excluye a otra de la posibilidad de hacerlo) y por su *no-exclusividad* (la imposibilidad de excluir a otros de los beneficios que este bien proporciona) (Callan, 1996). Un ejemplo de bien público es la calidad del aire y en este caso, puede ocurrir una externalidad cuando la descarga de emisiones a la atmósfera por una entidad contaminante, si bien no tiene ningún costo para ella, sí afecta adversamente a amplios sectores de la población o a ciertas entidades productivas.⁴

² Los autores señalan que esta primera condición no debe interpretarse como relaciones de interdependencia económica, ni como acciones deliberadas que afecten el bienestar de un individuo.

³ Se considera que esta condición es necesaria para incluir en el análisis los aspectos referentes a los efectos de las externalidades y al problema de la asignación eficiente de los recursos.

⁴ Si bien Callan señala que el concepto de bien público es diferente al de externalidad, una externalidad puede considerarse como un bien (o mal) público si presenta no rivalidad y no exclusividad, como es el caso de los impactos a la población generados por la contaminación atmosférica.

La caracterización de este tipo de externalidades ha sido sujeta a debates. Por esta razón, Baumol y Oates (1982), han optado por denominarlas "externalidades inagotables", y cabe señalar que en este sentido, una externalidad agotable sí puede romper con la característica de no exclusividad.

- b) Aquéllas derivadas de la existencia de recursos comunes, sin propietarios formales, como es el caso de muchos recursos renovables. En este caso la externalidad se manifiesta en la sobreexplotación de un recurso determinado por parte de cada individuo o entidad explotadora, lo que tiene como efecto común un agotamiento no deseado del recurso.

Este concepto cabe en lo que Baumol y Oates (1982) definen como externalidades agotables, recalcando que en la vida práctica, éstas son derivadas de "...las restricciones institucionales que impiden efectivamente la asignación de derechos de propiedad⁵ que permitirían la puesta en práctica de procedimientos normales de exclusión y fijación de precios de mercado." Como ejemplo de este tipo de externalidad se plantea un lago al que todos los pescadores tienen libre acceso, en donde el interés individual por maximizar la pesca generará un nivel excesivo de actividad pesquera, y en donde la solución planteada es controlar la entrada a esas aguas.

- c) Jacobs (1997) identifica también como externalidad a los impactos que sufrirán las generaciones futuras como efecto de las actividades actuales. Este tipo de externalidad es difícil de evaluar y predecir, ya que implica componentes de índole subjetiva, así como una confrontación entre objetivos individuales y sociales.
- d) Finalmente, debe señalarse otro tipo de externalidades, definidas por Baumol y Oates (1982) como "pseudo externalidades"; éstas son las externalidades pecuniarias, las cuales se originan por una variación en los precios de algunos factores productivos o productos de la economía. Por ejemplo, la mayor demanda de cuero para zapatos afectará el precio de los insumos de los productores de bolsos. Al contrario de las externalidades señaladas anteriormente, definidas también como externalidades tecnológicas, las externalidades pecuniarias no producen necesariamente una mala asignación de recursos en condiciones de competencia pura, ya que no interfieren directamente sobre el proceso productivo.

Las externalidades en general pueden ser de tipo positivo o negativo. En el primer caso se encuentran los efectos favorables generados por la actividad económica sobre terceras partes, esto es, se generan beneficios, por ejemplo, la fertilización de los suelos aledaños a una empresa metalúrgica por la emisión de polvos metálicos favorables a los cultivos. El segundo caso es el más recurrente en lo que respecta a externalidades ambientales y se refiere a los efectos negativos (o costos) generados por la actividad económica, por ejemplo, la lluvia ácida generada por las emisiones provenientes de la quema de carbón para generar electricidad.

⁵ Las connotaciones del término "derechos de propiedad" se revisarán más adelante

La conceptualización de las externalidades dentro de la teoría económica tiene su fundamento en la economía del bienestar, la cual se define escuetamente como "aquella parte de los estudios que permite formular proposiciones con las cuales podemos categorizar, en la escala de mejor a peor, situaciones económicas alternativas abiertas a la sociedad". Estos planteamientos, expresados por primera vez por Vilfredo Pareto a finales del s.XIX, parten de ciertos supuestos como la existencia de competencia perfecta, la inexistencia de restricciones a la movilidad de los factores de producción y el libre comercio, de este modo se plantean las condiciones bajo las cuales es alcanzable el máximo bienestar social. Esta situación ocurre cuando los costos sociales marginales son iguales a los beneficios sociales marginales (DOE, 1995).

En este contexto, el precio es el mecanismo de señalización más importante en los procesos del mercado. En condiciones de equilibrio, el precio vincula el valor marginal que los consumidores asignan a un bien con los costos marginales incurridos en su producción, sin embargo, en ocasiones el precio no refleja todos los beneficios y costos asociados con una transacción de mercado y es en este caso cuando se manifiestan las externalidades. (Callan, 1997). De esta forma, las externalidades se consideran como una falla del mercado, que al excluir los costos y beneficios sociales incurridos en los procesos económicos, tendrán como resultado una mala asignación de los recursos y un decrecimiento del bienestar.

Dado que las externalidades ambientales son fundamentalmente de carácter negativo, la representación gráfica que se presenta a continuación considera únicamente este caso.

En la gráfica 1 se representa una situación de mercado de un bien determinado, en donde la situación de equilibrio considera únicamente los intereses privados y no los de la sociedad, por lo que el precio de equilibrio está representado por la intersección de las curvas de costo marginal privado y beneficio marginal privado. Este modelo ignora los costos externos en los que se incurre al producir dicho bien, y que se manifiestan en forma de externalidades negativas.

Sin embargo, en la gráfica 2 la situación cambia al incluir los costos externos para determinar así los costos sociales de una actividad económica, de este modo, la curva de costos marginales sociales estará compuesta por los costos marginales privados más los costos marginales externos. Por su parte, la curva de beneficios marginales sociales será igual a la de beneficios marginales privados, ya que en este caso se considera que no existen externalidades ambientales positivas y, por lo tanto, el valor de los beneficios marginales externos es igual a cero. En este modelo, si la sociedad opta por seguir consumiendo la cantidad Q_1 , esto significará que los beneficios sociales que obtiene con esta decisión serán inferiores a los costos sociales incurridos, por lo que el equilibrio sólo se establecerá si la cantidad consumida se reduce hasta Q_2 , con lo que el precio se ubicará en P_2 , reflejando así una asignación de recursos socialmente aceptable. Con esta reducción en la producción también decrecerán los costos externos marginales, expresando así, la disminución de los impactos negativos sobre el ambiente.

Si se considera que:

CMgP: costo marginal privado

BMgP; beneficio marginal privado

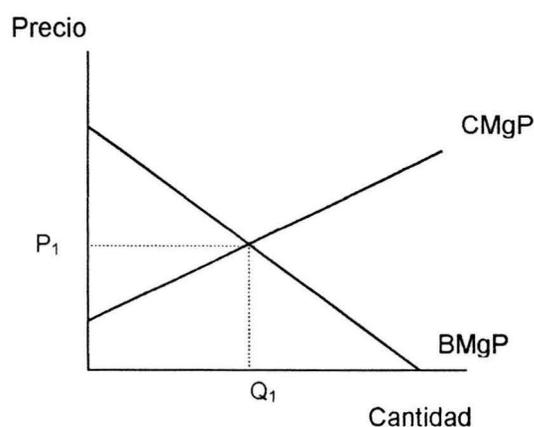
CMgE: costo marginal externo

BMgE: beneficio marginal externo

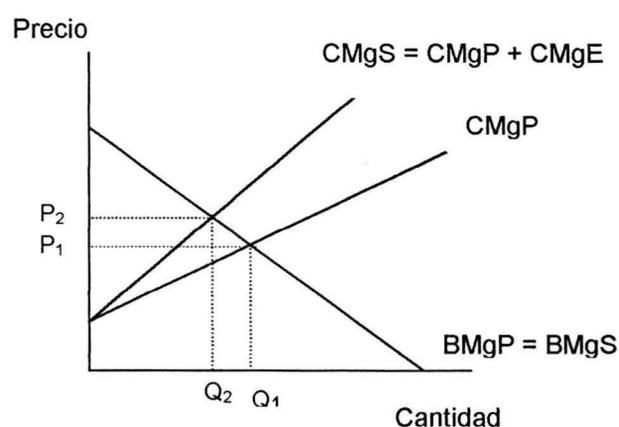
CMgS: costo marginal social

BMgS: beneficio marginal social

Gráfica 1
Equilibrio sin externalidades



Gráfica 2
Mercado con externalidades



Una conclusión importante de este modelo es que el mercado no puede por sí mismo incluir las externalidades ambientales en las decisiones de los agentes económicos, por lo que es necesario establecer mecanismos que posibiliten la inclusión de estos aspectos.

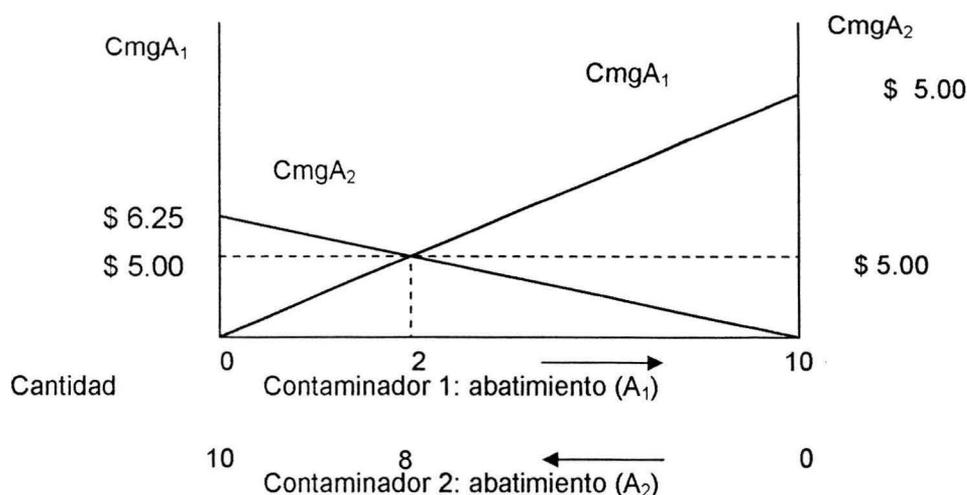
1.1.2 El principio equi-marginal de optimización

Desde el punto de vista económico, la búsqueda de una solución al problema ambiental debe satisfacer la condición de costo efectividad, lo que en términos teóricos implica cumplir con el principio equi-marginal de optimización y se considera importante analizar su funcionamiento, ya que constituye el fundamento de la aplicación de instrumentos económicos.

El cumplimiento de responsabilidades ambientales de forma costo-efectiva implicaría que el costo marginal de abatimiento de la contaminación de cada una de las fuentes contaminantes se igualara, de forma que todas y cada una de las fuentes alcanzara los estándares fijados a un mismo costo marginal. Dicho de otra manera, debe buscarse una situación en la que el costo por unidad adicional de contaminación abatida sea el mismo para cada fuente.

Las condiciones enunciadas en el párrafo anterior conforman el principio equi-marginal de optimización, el cual se ilustra en la gráfica 1-1 para el caso de dos fuentes contaminantes: A1, cuya curva de costos marginales corre de derecha a izquierda, y A2, cuya curva de costos marginales corre de izquierda a derecha. El eje de las ordenadas abarca de 0 a 10 unidades de abatimiento, siendo estas últimas el estándar impuesto por la legislación; de esta forma, cada punto en este eje representa un nivel combinado de abatimiento que satisface el estándar. (Callan, 1995)

Gráfica 1-1. Modelo de solución costo -efectiva a la contaminación de dos fuentes



La solución algebraica de este modelo es:

- 1) $CmgA_1 = CmgA_2$ $2.5 A_1 = 0.625 A_2$
- 2) $A_1 + A_2 = \text{estándar de abatimiento}$ $A_1 + A_2 = 10$
- 3) Resolviendo las ecuaciones simultáneas: $A_1 = 2; A_2 = 8$

Es decir, que el nivel de abatimiento necesario para que los costos totales de alcanzar el objetivo ambiental sean minimizados es de 2 unidades para el contaminador A₁ y de 8 unidades para el contaminador A₂. En este punto, el costo marginal es de \$5.00 para cada contaminador. Asimismo, es posible calcular el costo total mínimo de abatimiento (CTA) para cada contaminador:

$$CTA_1 = 1.25(2)^2 = \$ 5.00$$

$$CTA_2 = 0.3125(8)^2 = \$ 20.00$$

Bajo el principio equi-marginal de optimización, el costo para la sociedad por alcanzar el estándar de abatimiento de 10 unidades es de \$ 25.00, contra \$ 39.06 resultantes de la imposición de un estándar uniforme en donde no se considerara la diferencia de costos marginales.⁶

1.1.3 La definición de los derechos de propiedad

Las experiencias observadas sobre los intentos de incorporar las externalidades ambientales a los flujos monetarios derivados de la actividad económica muestran que este proceso es altamente complejo, debido entre otros factores a las dificultades para definir correctamente los derechos de propiedad. Así, el carácter de bienes públicos de muchos aspectos relacionados con el medio ambiente, como por ejemplo, la calidad del aire, provoca que los derechos de propiedad⁷ de estos bienes no estén definidos, y como resultado, que los mercados sean virtualmente inexistentes.

Ronald Coase (1994), señala que la asignación adecuada de derechos de propiedad sobre cualquier bien, aun si existen externalidades posibilitará las transacciones entre las partes afectadas, de tal modo que se obtendrá una solución eficiente, a este problema sin importar a cuál parte le fueron asignados los derechos.

Si bien, Coase inicia su planteamiento bajo el supuesto de la inexistencia de costos de transacción, él mismo recalca la necesidad de considerar estos costos al evaluar las relaciones entre los principales agentes negociadores. El valor del teorema de Coase radica en la posibilidad, al menos teórica, de establecer mecanismos de mercado para el tratamiento de las externalidades por los diferentes agentes económicos, considerando siempre el papel de las instituciones como elemento de eficiencia o ineficiencia del sistema. En este contexto, Coase plantea la necesidad de elegir la mejor opción de todas las gamas posibles para maximizar el producto social y minimizar los posibles daños a terceras partes.

1.1.4 Costos de transacción

Si bien no existe una definición universal de los costos de transacción (Benham y Benham, 1998), según Woerdman (2000), éstos incluyen usualmente a los costos de: investigación, negociación, aprobación, monitoreo, reforzamiento y seguros. Una definición más exhaustiva es la planteada por Furubotn y Richter (citados en Benham y Benham, 1998) estableciendo que:

"Los costos de transacción incluyen los costos de los recursos utilizados para la creación, mantenimiento, uso y cambio entre otros aspectos, en

⁶ En este último caso, ante la meta global de abatir 10 unidades, la imposición de un estándar uniforme implicaría que cada uno de los dos participantes debería abatir sus emisiones en 5 unidades, lo que generaría un costo total de de abatimiento de \$ 31.25 para el generador A₁ y de \$ 0.078 para el generador A₂.

⁷ Se entiende como derecho de propiedad a "...el conjunto de reclamos válidos sobre un bien o recurso que permite [su] uso y la transferencia de su propiedad mediante la venta. Estos derechos están generalmente limitados por la ley o por la costumbre social" (Callan, 1997)

instituciones y organizaciones. [...] Cuando se consideran en relación con los derechos contractuales y de propiedad, los costos de transacción consisten en los costos de definir y medir recursos o reclamaciones, mas los costos de utilizar y reforzar los derechos especificados. Aplicados a la transferencia de derechos de propiedad existentes y al establecimiento o transferencia de derechos contractuales entre individuos (o entidades legales), los costos de transacción incluyen los costos de información, negociación y reforzamiento."

Según estos autores, existen tres tipos de costos de transacción:

- Costos de transacción de mercado. Son los costos generados por utilizar un mercado
- Costos de transacción administrativos. Son los costos de ejercer el derecho a girar órdenes dentro de una firma.
- Costos de transacción políticos. Son los costos asociados con el desempeño y ajustes del marco institucional de una política.

Dentro de estos tipos de costo pueden distinguirse a su vez:

- Costos fijos de transacción. Son las inversiones específicas realizadas para establecer arreglos institucionales, y
- Costos variables de transacción. Son los costos que dependen del número o volumen de las transacciones.

La evaluación de los costos de transacción de un mercado de emisiones es un aspecto crucial para determinar la costo-efectividad de este instrumento. De acuerdo con Tietenberg (1997), la relevancia de este factor se manifestó en que el monto de operaciones que tuvo lugar a lo largo de las primeras aplicaciones del mercado de emisiones fue inferior al requerido para alcanzar un nivel pleno de costo efectividad.

Las evidencias empíricas de esta situación son el predominio del comercio intra-firma sobre el inter-firma, el predominio de operaciones que involucraban contaminantes mezclados uniformemente (y que no requerían de simulaciones adicionales de los impactos a la calidad del aire como condición para su aprobación), y el importante papel desempeñado por los agentes ("brokers") en este proceso.

En el caso del programa de eliminación del plomo en las gasolinas establecido en Estados Unidos en 1982⁸, un estudio econométrico realizado por Kerr y Maré en 1997 mostró que los costos de transacción generaron una pérdida de la eficiencia del mercado de 10% (Tietenberg, 1997 y Woerdman, 2000), atribuible a operaciones no realizadas y a la existencia de costos de transacción no determinables.

⁸ Este programa se describe en el 1.3.1 de este trabajo.

Ante esta situación, los diseños de los mercados de emisiones posteriores tendieron a incorporar elementos que redujeran el monto de los costos de transacción; aun así, en el caso del sistema RECLAIM ("Regional Clear Air Incentives Market") los costos de transacción continuaron siendo significativos, de acuerdo con un estudio econométrico de Gangadharan aplicado en 1997 (Tietenberg, 1997).

1.1.5 Mecanismo del mercado de permisos de emisión

Bajo un contexto de políticas de comando y control, cubrir los criterios de costo efectividad implicaría conocer las condiciones particulares de cada una de las empresas reguladas, lo cual es significativamente difícil en condiciones reales. Sin embargo, la aplicación de una política basada en instrumentos económicos permite en teoría llegar a la misma solución costo efectiva, a través de diferentes modalidades, las cuales se explican en la tabla 1-2

Tabla 1-2: Características de los instrumentos económicos para el abatimiento de la contaminación

Instrumento	Descripción
Cargo por contaminación	<p>Pago o impuesto aplicado al contaminador, el cual varía con la cantidad de contaminantes emitida. Puede ser aplicado en cualquiera de las siguientes modalidades:</p> <p>Cargo por efluente o emisión: impuesto basado en la descarga real de polución</p> <p>Cargo por producto: Ajuste al alza del precio del bien intermedio o final generador de polución, basado ya sea en su cantidad o en alguna característica responsable de la polución. Los cargos por producto deberían ser aplicados mediante <i>diferenciación de impuestos</i>, esto es, aplicando diferentes impuestos en productos basados en su efecto potencial sobre el ambiente.</p> <p>Cargo al usuario: Impuesto aplicado al usuario del recurso ambiental basado en los costos de tratamiento de emisiones o efluentes que afectan adversamente a dichos recursos.</p> <p>Cargo administrativo: Impuesto al servicio por implementación o monitoreo de una regulación o por registrar una sustancia contaminante ante una autoridad.</p>
Subsidio	<p>Pago o concesión tributaria que provee de asistencia financiera, ya sea por reducción de emisiones o efluentes o por planes para mitigar la contaminación en el futuro.</p>
Depósito/reembolso	<p>Sistema que impone un cargo (up-front charge) a pagar por daños potenciales por contaminación, el cual es devuelto por acciones positivas tomadas por el contaminador potencial, como retornar un producto para su disposición adecuada o reciclaje.</p>
Mercado de permisos	<p>Establecimiento de un sistema de comercialización de "derechos de contaminación" utilizando créditos o permisos</p> <p>Sistema de créditos: los contaminadores reciben créditos comercializables por emitir por debajo de un estándar establecido</p> <p>Sistema de permisos: un cierto número de permisos es asignado a cada fuente contaminante, y puede ser aumentado o disminuido mediante la comercialización.</p>

Los instrumentos económicos pueden ser utilizados tanto para fijar precios a las actividades de contaminación y abatimiento, como en la dirección opuesta: fijando la cantidad de polución o abatimiento a ser alcanzada y dejando que el mercado determine el nivel apropiado de precios. Esta última es la premisa del sistema de comercialización de permisos de contaminación (Callan, 1997) y se pretende que la dinámica del mercado le confiera un valor económico a la reducción de las emisiones de las fuentes contaminantes que participen en este sistema. (INE, 1999).

Cabe señalar que en un sistema como éste se crea un nuevo tipo de derechos de propiedad, el cual consiste en un permiso para emitir contaminantes (Field, 1995)

Este sistema tiene dos componentes esenciales:

- 1) la aplicación de un número fijo de permisos de emisión⁹ en una región determinada
- 2) la comercialización de estos permisos entre las fuentes contaminantes dentro de esa región

El número total de permisos emitidos está en función de cualquier nivel de contaminación que es considerado como aceptable por la legislación. Bajo el esquema de comercialización, los contaminadores, siguiendo su propio interés comprarán los derechos de emisión o abatirán la contaminación, según sea su alternativa más económica.

Los contaminadores con altos costos de abatimiento tendrán un incentivo para adquirir permisos disponibles, mientras que los contaminadores con bajos costos de abatimiento tendrán un incentivo para abatir y vender sus permisos en el mercado abierto. El resultado será una asignación costo efectiva de las responsabilidades de abatimiento. Este sistema acomoda los objetivos ambientales definidos a un nivel agregado. Dentro de cualquier región algunos contaminadores funcionarán por debajo del estándar y otros por arriba, pero a niveles agregados la región cumple con la normatividad.

Las implicaciones que tiene la implantación de un mercado de permisos se resumen en los siguientes puntos (Pearce, 1990):

- a) Minimización de costos

Si se considera para la gráfica 1-2 un modelo para dos contaminadores en donde:

$CmgA_1$ = costo marginal de abatimiento del contaminador 1 = demanda de permisos de emisión del contaminador 1

$CmgA_2$ = costo marginal de abatimiento del contaminador 2 = demanda de permisos de emisión del contaminador 2

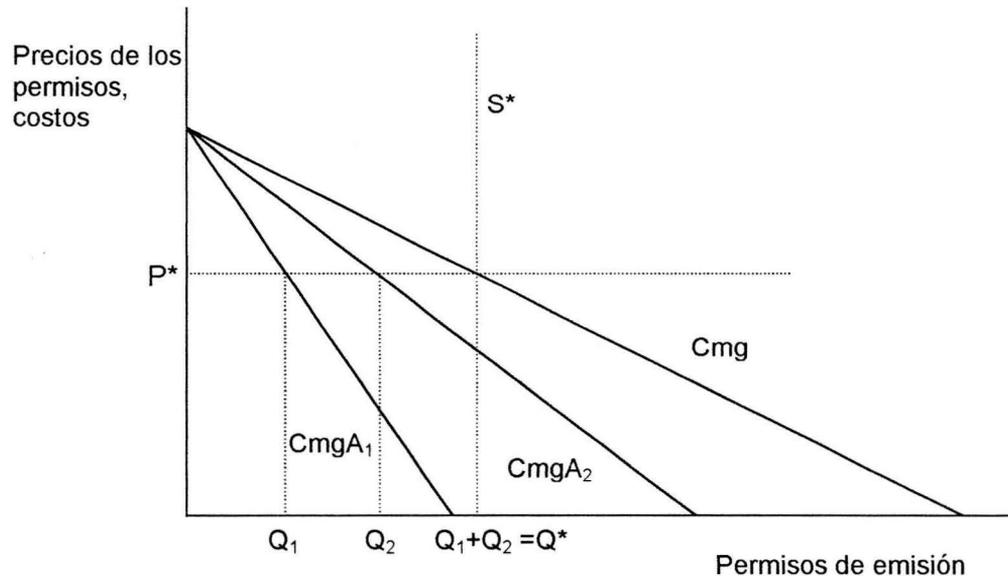
$Cmg = CmgA_1 + CmgA_2$

⁹ Field (1995), señala que estos permisos también se conocen como "permisos transferibles de descarga" (Transferable Discharge permits); "permisos comerciables de emisión" (Marketable Emission Permits) ó "permisos comerciables de polución" (Marketable Pollution Permits).

S^* = oferta de permisos de emisión

P^* = precio óptimo de los permisos de emisión

Gráfica 1-2. Minimización de costos con permisos comercializables



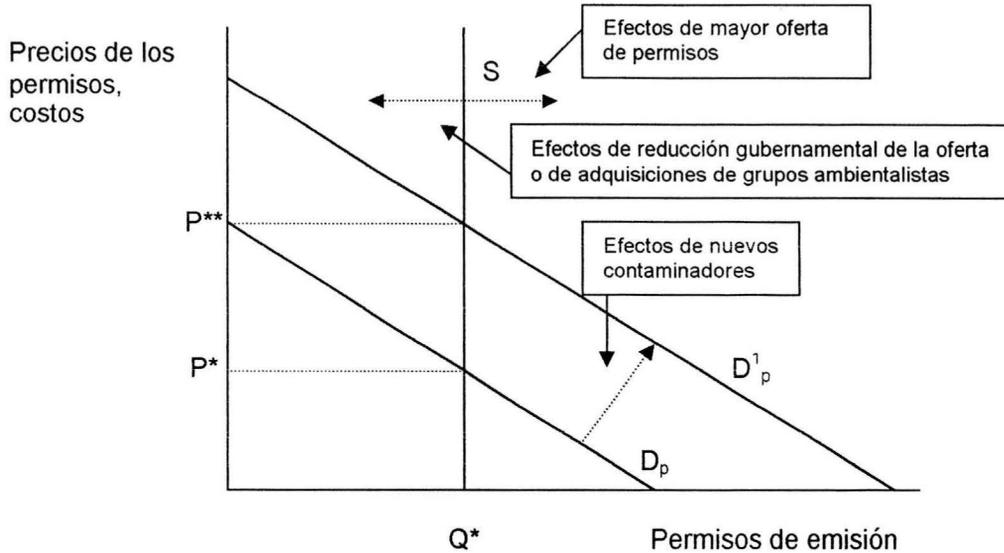
Tomando en cuenta que la oferta de permisos está regulada y no es, por lo tanto, sensible al precio, a un precio P^* , el contaminador A1 comprará OQ_1 permisos, mientras que el contaminador A2 comprará OQ_2 permisos. Esto significa que el contaminador con menos costos de abatimiento encontrará más conveniente abatir su contaminación, más que comprar permisos y viceversa. Esto significa que el costo marginal total de abatimiento es minimizado, lo que no es más que otra forma de expresar el principio equi-marginal de optimización.

b) Nuevos participantes

El sistema de mercado de emisiones posibilita la variación de la oferta y la demanda de permisos en función de la entrada de nuevos participantes, tal como lo muestra la gráfica 1-3.

La curva de demanda de permisos se desplazará hacia la derecha, de D_p a D_p^1 . Si las autoridades desean mantener el mismo nivel general de contaminación, mantendrán la oferta en S^* y el precio de los permisos ascenderá hasta P^{**} . Los nuevos participantes comprarán permisos si tienen altos costos de abatimiento, de lo contrario, tenderán a invertir en equipo de control de la contaminación.

Gráfica 1-3. Cambio de la oferta y la demanda de permisos



Por el lado de la oferta, las autoridades pueden incidir en ella mediante la emisión de un mayor número de permisos, desplazando S^* hacia la derecha, o hacer lo contrario mediante la compra y retención de permisos, retirándolos del mercado.

c) Oportunidades para no contaminadores

Si el mercado de emisiones es realmente libre, cualquiera tendrá la oportunidad de adquirir los permisos. Por ejemplo, un grupo ambientalista preocupado por reducir los niveles generales de emisión puede adquirir permisos y mantenerlos fuera del mercado, e incluso destruirlos.

d) Inflación y costos de ajuste

El sistema de permisos puede evitar algunos de los problemas de los impuestos a la contaminación, como puede ser el encontrar un estándar deseable y la tasa impositiva relevante. Asimismo, no excluyen los efectos de la inflación al estar sujetos a las leyes de la oferta y la demanda.

e) La dimensión espacial

En la práctica, lo más probable es que existan muchas fuentes de emisión y muchos puntos receptores. Esta situación puede dificultar la aplicación de un sistema como, por ejemplo, los impuestos con base en los daños causados, ya que obligaría a variar los impuestos por fuentes al tener los diferentes puntos receptores distintas capacidades de asimilación de la contaminación. Asimismo, pueden excluirse efectos sinérgicos en

donde los daños agregados de varios contaminantes son mayores que la suma de los daños individuales. Esto puede traducirse en un sistema administrativo complejo y limitado, lo que puede evitarse en gran medida con el establecimiento de un sistema de permisos de emisión.

f) Aspectos tecnológicos

Un sistema de permisos generalmente evita el problema de los rezagos en la inversión, la incertidumbre de las autoridades sobre el abatimiento de los costos de emisión y la desconfianza de los contaminadores sobre los niveles de descargas y los cambios en ellos. Esto se debe a que los permisos son emitidos en cantidades iguales al estándar requerido y el precio realiza el ajuste. Si los costos de abatimiento son subestimados, el precio de los permisos es impulsado al alza, ya que la demanda de permisos es determinada por los costos de abatimiento.

1.1.6 Modalidades de los sistemas de permisos comercializables de emisión y sus principales limitaciones

En la práctica no existe un solo sistema de permisos de emisión. Los principales modelos de operación identificados son tres, tal y como se señala en la tabla 1-3 (Pearce, 1990)

Tabla 1-3. Modalidades principales del sistema de permisos de emisión

Modalidad	Características	Limitaciones
Sistema de permisos ambientales (APS, ambient permit system)	<ul style="list-style-type: none"> • Opera con base en permisos definidos de acuerdo con la exposición en el punto receptor • Los estándares de calidad ambiental pueden variar de acuerdo con el punto receptor <p>El intercambio de permisos no es en base uno a uno y se basa en el número de permisos requeridos para permitir una concentración determinada de contaminación en el punto receptor</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El contaminador puede enfrentar mercados muy complejos <ul style="list-style-type: none"> ○ Condiciones de mercado diferentes ○ Precios diferentes • Puede ser muy complicado administrativamente
Sistema de permisos de emisión (EPS, emissions permit system)	<ul style="list-style-type: none"> • Emite los permisos con base en las emisiones en la fuente e ignora los efectos que estas emisiones tienen en los puntos receptores • El intercambio de permisos es en base uno a uno • No existe intercambio fuera del área definida 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser ineficiente, al no discriminar las fuentes con base en el daño ocasionado, con lo que el precio de los permisos no se aproximará al costo marginal externo • Puede no tomar en cuenta el surgimiento de "manchas calientes" (hot spots), esto es, la concentración alta de contaminantes en pequeñas áreas específicas, al operar en áreas más amplias. • Puede generar daños fuera del área

Modalidad	Características	Limitaciones
Sistema de compensación de polución (PO, pollution offset system)	<ul style="list-style-type: none"> • Es una forma mixta de los dos sistemas anteriores • Permisos definidos en términos de emisiones • El intercambio se realiza en una zona definida pero no en base uno a uno • El estándar tiene que ser alcanzado en todos los puntos receptores • El valor de intercambio de los permisos es determinado por los efectos de los contaminantes en los puntos receptores 	<ul style="list-style-type: none"> • Aún no ha sido evaluado

FUENTE: Pearce (1990)

Si bien se considera que la operación de mercados de permisos de emisión es en teoría una solución costo efectiva al problema ambiental, no está exenta de factores limitantes, entre los que se mencionan: (Turner, 1994)

- a) Aplicabilidad limitada al caso de más de un contaminante en forma simultánea
- b) Puede favorecer el surgimiento de zonas pequeñas con alta polución dentro del área de aplicación de los permisos
- c) La asignación inicial de los permisos requiere de consideraciones cuidadosas
- d) Tiene un alto grado de complejidad administrativa
- e) Si existen muchos contaminadores, los costos de transacción pueden ser altos

1.2 Requerimientos institucionales mínimos para garantizar la efectividad de un sistema de permisos comercializables de emisiones.

La implantación efectiva de un sistema de permisos comerciables de emisiones requiere de varios factores entre los que se mencionan:

- Desempeño ambiental

De acuerdo con Dasgupta (1999), las características que explican las variaciones en el desempeño ambiental a nivel de plantas son: tamaño, propiedad y especialización productiva, a través de la capacidad de reforzamiento de las acciones ambientales y de los costos resultantes, como se explica de forma más detallada a continuación:

- Tamaño de la planta.

Generalmente, la carga de polución de una empresa está cercanamente relacionada con la escala de operación, y crece con ella, *ceteris paribus*. Los estudios sobre la relación entre el tamaño de la planta y el abatimiento de la polución han sugerido economías de escala en el abatimiento. Las escalas también trabajan a través de un

"efecto de visibilidad": los grandes contaminadores son por lo general más detectables por las comunidades vecinas y pueden estar bajo una mayor presión para abatir.

- Propiedad.

Investigaciones recientes han mostrado que el desempeño ambiental de una empresa afecta la cotización de sus acciones, tanto en países desarrollados como en desarrollo. De esta forma, las firmas con un régimen de propiedad público o por acciones, cuyo buen desempeño es publicitado reciben premios en el mercado y los malos desempeños son penalizados. Puesto que esto provee un incentivo adicional al control de la polución, podría esperarse que las firmas cuya propiedad se basa en acciones tengan una administración ambiental más robusta que sus contrapartes cuyo régimen de propiedad es eminentemente particular.

- Especialización productiva

Los diferentes sectores industriales varían significativamente en su intensidad ambiental (emisión de contaminantes por unidad de producto). Los sectores productivos como los metales y la química tienen el potencial de generar mucho más contaminación por unidad de producto que otras ramas como el ensamblaje electrónico. De la misma forma, los costos de abatimiento de la contaminación también difieren ampliamente entre sectores de productivos.

- Capacidad institucional

La creación y gestión de mecanismos de política ambiental requiere necesariamente de la existencia de instituciones sólidas que coadyuven a su funcionamiento. La relevancia de esta afirmación se evidencia si, al igual que North (1994) las instituciones son

"...las reglas del juego de una sociedad, o más formalmente, las restricciones establecidas por los humanos que estructuran la interacción humana. Se componen de reglas formales (leyes estatutarias, leyes comunes, regulaciones), restricciones informales (convenciones, normas de comportamiento y códigos de conducta autoimpuestos) y las características de sometimiento a ambas." En contraste, las organizaciones "...[además de estructurar también la interacción humana] son adicionalmente grupos de acción: se componen de grupos de individuos vinculados por un propósito común para alcanzar objetivos. Incluyen entidades políticas (partidos políticos, el senado, consejos ciudadanos, agencias regulatorias), corporaciones económicas (firmas, uniones comerciales, granjas familiares, cooperativas); entidades sociales (iglesias, clubes, sociedades atléticas) y entidades educativas (escuelas, colegios, centros de entrenamiento vocacional) . Las organizaciones, al perseguir sus objetivos, son la primera fuente de cambio institucional.

En el caso de la normatividad ambiental, el Banco Mundial (1997) define los principios institucionales básicos que deben regirla, dentro del ámbito de una fuerte logística institucional que contempla:

- a) Utilizar los servicios de la administración pública para solucionar problemas técnicos complejos.
- b) Conceder a los responsables de la reglamentación y del control un amplio margen de maniobra para adaptar el dispositivo normativo a la evolución de la situación.
- c) Utilizar los mecanismos que se contrapongan a toda acción arbitraria por parte de los organismos de reglamentación y de control, y fortalecer así la credibilidad.

- Desarrollo de mercados

En lo referente al desarrollo de mercados, la pregunta clave es si la actitud voluntarista del Estado puede crear un ambiente favorable a los procesos que los formarían. En este sentido, el Banco Mundial (1997) establece que es preferible considerar a las reglas de regulación del mercado más como un complemento de otras medidas que como una solución automática para resolver los problemas que se presenten.

Los mercados requieren de una infraestructura institucional que les permita funcionar de forma eficiente. De acuerdo con Ayala (2002), el mercado por sí mismo es una institución económica más, cuya existencia, sin embargo, supone una amplia institucionalidad de la que forma parte. Esta institucionalidad necesaria se manifiesta a través diferentes aspectos:

- a) Estos elementos implican necesariamente la creación de arreglos institucionales que posibiliten la operación eficiente de las instituciones. Éstas pueden actuar como mecanismos de coordinación a través de los cuales los resultados económicos alcanzados pueden ser superiores a los derivados de la pura acción individual. Dentro de este enfoque, el Estado se considera como un agente de dichos arreglos institucionales y a su vez, en un garante del cumplimiento de las disposiciones establecidas, destinadas a reducir la incertidumbre (Ayala, 2002). En el caso del abatimiento de emisiones, las principales fuentes de incertidumbre pueden provenir de los costos de transacción requeridos para hacer efectivas las medidas aplicadas, de la diversidad de actores involucrados en la política y acciones ambientales, así como la probable controversia que pueden suscitar algunas medidas.
- b) La promoción de la competencia. Los programas regulatorios enfocados a fortalecer la competencia deben contener los siguientes elementos:
 - Precisión en las metas y objetivos en la política
 - Claridad y transparencia legal
 - Señalar expresamente los beneficios que justifiquen sus costos, considerando la distribución de los efectos a través de la sociedad.
 - Promover la innovación por medio de incentivos de mercado y metas basadas en aproximaciones

- Minimizar los costos y distorsiones de mercado
- Ser clara, simple y práctica para los usuarios
- Ser consistente con otras regulaciones y políticas
- Ser compatible tanto como sea posible con la competencia, el comercio y la inversión.

c) El fortalecimiento del Estado de Derecho. Dentro de este enfoque se considera que el desarrollo económico se ve fortalecido en tanto la labor de las instituciones jurídicas junto con diversas instituciones sociales no formales limita la incertidumbre, disminuye los costos de transacción y favorece el intercambio al proteger los derechos de propiedad y al facilitar el cumplimiento de los contratos.

En este sentido, cabe resaltar el papel de las instituciones formales y no formales, las cuales son operadas, mantenidas y demandadas por la sociedad en su conjunto.

- Elementos sociales, políticos y culturales

Debe señalarse que el funcionamiento de las instituciones se da en un contexto específico, delimitado por factores culturales, políticos y sociales que determinan en última instancia el desempeño de aquéllas. De esta forma puede afirmarse que una institución que es eficiente en un contexto determinado no necesariamente lo será en un ámbito diferente (Ayala, 2002).

En el caso concreto de la regulación ambiental en México, Salazar (s/d) señala que los requerimientos institucionales para la aplicación en general de instrumentos económicos de regulación ambiental incluyen factores como:

- Desarrollo de indicadores de desempeño
- Recopilación de información sobre el problema que se desea resolver
- Involucrar a las distintas autoridades relacionadas con el problema, e
- Conjuntar a los instrumentos dentro de un esquema integral, que incluya regulaciones, programas de educación o difusión del problema, etc.

Por su parte, Giner de los Ríos (1998) enfatiza el carácter falaz de la confrontación de los instrumentos de comando y control con los de mercado:

"...realmente para que un instrumento económico pueda funcionar se necesitan mediciones, vigilancia. Se trata más bien de una flexibilización del esquema de comando y control [y debe recalcar que esto implica] un cambio de enfoque en la legislación ambiental."

1.3 Experiencias internacionales y principales resultados

La aplicación práctica del sistema de permisos comercializables de emisión, si bien se ha realizado a través de diversos programas en Estados Unidos, no se ha extendido a otros países en forma suficientemente amplia como para llegar a resultados concluyentes. Una aplicación reciente y de gran relevancia en el caso de Estados Unidos es la comercialización de emisiones de SO₂ como parte del Programa de la Lluvia Ácida, en el caso de América Latina se cuenta con la experiencia de Chile, con la comercialización de emisiones de partículas suspendidas totales provenientes de fuentes fijas en la ciudad de Santiago. Si bien en este último caso no se comercializan emisiones de SO₂, el análisis de esta experiencia es de gran valor por tratarse de un país que guarda grandes similitudes con México.

Cabe señalar que la aplicación de estos programas constituirá en el mediano plazo el precedente práctico del diseño y operación de un esquema de comercio de emisiones de bióxido de carbono, como instrumento para cumplir con las metas establecidas en el Protocolo de Kyoto.

1.3.1. Estados Unidos. Antecedentes y experiencias sectoriales

Las actividades iniciales tendientes hacia la creación de mercados de emisiones en Estados Unidos datan de 1975, con el planteamiento de lo que actualmente se conoce como el Programa de Comercio de Emisiones (The Emissions Trading Program) (Tietenberg, 1997). Sin embargo, es a partir de la década de los ochenta cuando la aplicación de este tipo de programas se realiza de manera concreta. Los principales programas realizados, exceptuando el Programa de la Lluvia Ácida, que se analizará de forma más detallada, se exponen en la tabla 1-4.

Tabla 1-4. Programas de Comercio de Emisiones aplicados en Estados Unidos

Programa	Vigencia	Descripción
Plomo en gasolina	1982-1987	<ul style="list-style-type: none"> • Asignación de un monto fijo de derechos sobre el plomo entre refinadores. • Incentivos para eliminar el plomo de las gasolinas debido a la posibilidad de vender los derechos autorizados • Programa de atesoramiento de plomo diseñado para facilitar la transición al nuevo sistema. • Ahorro de la industria refinadora estimado en 65 MMD • Atesoriamiento de derechos redujo costos en 200 MMD • Su originalidad consistió en que proporcionó los medios para eliminar un contaminante, más que estabilizar o reducir emisiones.
Sustancias químicas con efectos sobre el ozono. (Ozone Depleting Chemicals)	1988-	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema elegido por Estados Unidos para dar cumplimiento al Protocolo de Montreal y al Acuerdo de Londres. • Todos los productores y consumidores mayores de sustancias controladas recibieron permisos de emisión sobre la producción o el consumo de 1986 • Los permisos son transferibles entre categorías de productores y

Programa	Vigencia	Descripción
		<p>consumidores y pueden ser transferidos internacionalmente con otras naciones signatarias.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se permite el comercio inter contaminantes entre categorías de contaminantes • Su originalidad radica en que permite la comercialización internacional de permisos y la aplicación simultánea de los sistemas de permisos e impuestos.
RECLAIM (Regional Clean Air Incentives Market)	1994-	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicado a fuentes que emiten 4 toneladas o más de NO_x o S, con el equipo permitido. • Asignación de créditos comerciables Reclaim con base en niveles de actividad máxima para cada tipo diferente de equipo, entre los años 1989 y 1992 • Fija un límite global de emisiones totales del grupo bajo control en vez de emisiones por fuente.
Fuentes móviles	1993-	<ul style="list-style-type: none"> • Los créditos se crean para cualquier fuente que adquiera y retire a los vehículos con altas emisiones. • El número de créditos se determina estimando las emisiones evitadas por el retiro de un vehículo • Antecedente: programa de UNOCAL en California, para retiro de vehículos viejos, ofreciendo 700 dls por vehículos anteriores a 1971. Se retiraron 8000 unidades. • El sistema puede aplicarse a fabricantes de autos como incentivo para producir carros más limpios que los contemplados por la ley, o para recompensar a los conductores de flotas por manejar autos más limpios que los contemplados por la ley.
Presupuesto OTC (Ozone Transport Commission) sobre NO _x	1998-	<ul style="list-style-type: none"> • Antecedente: memorandum de entendimiento entre estados miembros de la OTC para la creación de un mercado interestatal de emisiones de NO_x. • Cada estado es responsable de aplicar programas internos que se apeguen al modelo general. • Asignación de permisos a fuentes individuales en cada estado sobre una base anual o de varios años. • Cada permiso respalda la emisión de 1 tonelada de NO_x durante un período de control para el año en que fue designado o para un período de control posterior. Por cada tonelada de NO_x descargada, se retira un permiso del mercado y no puede volver a usarse. • Afecta a unidades eléctricas de servicio público y calderas industriales o intercambiadores de calor a base de combustibles fósiles con una capacidad de 250 MMBTU/hora o mayor, y a todas las fuentes de generación eléctrica con una generación de 15 MW o más (rated output)
Cambio climático	propuesta	<ul style="list-style-type: none"> • Fundamentos establecidos por la Convención de Cambio Climático de 1994 • Se identifica un conjunto de países (Anexo I) en acuerdo para estabilizar las emisiones de CO₂ en el 2000. • Estados Unidos propuso formalmente como mecanismo un sistema de permisos comerciables • Cada país desarrollado recibe un presupuesto (cuota-budget) de emisiones que controlarían sus emisiones acumulativas en un período específico. • Las emisiones cubiertas serían transferidas libremente entre las naciones que hubieran acordado la cuota (budget). • El comercio de emisiones podría realizarse incluso con países en desarrollo que no aceptaran cuotas (budget) de emisiones bajo procedimientos especiales de "mecanismos de desarrollo limpio".

FUENTE: Tietenberg, 1997

Los resultados de estas experiencias han sido analizados desde diversos enfoques y han generado un intenso debate sobre las posibilidades de aplicación de este instrumento de política ambiental en el futuro. Los principales aspectos abordados se señalan a continuación.

- **Factores espaciales**

El mercado de emisiones ha registrado un mejor funcionamiento en el caso de operaciones que involucran contaminantes mezclados uniformemente, o contaminantes que no están mezclados uniformemente, pero que provienen de puntos de descarga contiguos (es decir, en los que la localización de la fuente emisora no es relevante). Sin embargo, cuando la localización de la fuente emisora es relevante, esto puede significar una barrera administrativa, ya que el número de mercados requeridos para establecer una asignación costo efectiva del control de responsabilidades es igual al número de receptores en los que la calidad del aire es monitoreada para asegurar el cumplimiento con los estándares ambientales (Tietenberg, 1997).

La importancia del aspecto espacial quedó manifiesta en el estado de California, cuando en 1997 una organización ambientalista se quejó de que el programa de comercio de emisiones para fuentes móviles estaba creando “manchas calientes” (hot spots) en los asentamientos de bajos ingresos. (Tietenberg, 1997). Bajo las reglas de RECLAIM, las industrias manufactureras del área de Los Angeles pueden comprar y destruir autos viejos y contaminantes para adquirir créditos de reducción de emisiones, los cuales pueden utilizarse dentro de sus propias operaciones. De este modo, la mayoría de las refinerías de California instaló equipos que eliminaron el 95% de las emisiones al aire pero las instalaciones del área de Los Angeles redujeron sus emisiones en menor medida gracias a la compra y destrucción de 7400 autos viejos y los créditos recibidos fueron aplicados a sus procesos. Así, se creó una situación contradictoria en la que si bien las emisiones de fuentes móviles están dispersas en toda el área, las compensaciones a las refinerías se aplicaron en zonas de bajos ingresos.

- **Poder de mercado**

El poder de mercado implica la habilidad de los participantes para manipular los precios estratégicamente para ejercer un poder monopólico o monopsónico (Tietenberg, 1997) si bien no se han realizado muchos estudios empíricos al respecto, se considera que el poder de mercado no tiene un efecto regional significativo sobre los costos de control regionales. Asimismo, aun cuando los mercados de emisiones pueden utilizarse como un medio para expulsar a los competidores del mercado, se considera que esta situación es rara tanto a nivel conceptual como práctico. Este riesgo puede manejarse en cierta medida con un diseño cuidadoso del sistema de mercado de emisiones.

- **La dimensión temporal**

Este aspecto se refiere a la posibilidad de acumular y ejercer crédito sobre los permisos de emisión a lo largo del tiempo, lo que confiere a un sistema de mercado de emisiones la característica de ser “temporalmente consumible” (Tietenberg, 1997), favoreciendo, de acuerdo con la teoría, una situación de costo-efectividad.

En el caso de Estados Unidos, hasta ahora ningún programa cumple totalmente con esa condición, por ejemplo, RECLAIM y el programa de eliminación del plomo en las gasolinas no permitieron la acumulación ni el uso adelantado de los permisos de emisión, mientras que otros programas sólo permiten la acumulación.

Esta situación se atribuye a dos factores, el primero de ellos es la posibilidad de generar “manchas calientes” temporales, y en segundo lugar, en el contexto del cambio climático global, en donde la imposición de sanciones por falta de cumplimiento es difícil, la posibilidad de un país de consumir sus permisos de forma adelantada no se considera viable.

1.3.2 Estados Unidos y el "Programa de la Lluvia Ácida"

Actualmente uno de los resultados más significativos de la aplicación de políticas ambientales referentes a las emisiones a la atmósfera del sector eléctrico de Estados Unidos es el relativo a las emisiones de SO₂ y NO_x, llamado también Programa de la Lluvia Ácida (Acid Rain Program). Este programa, el único dirigido en primer término a reducir las emisiones de las plantas eléctricas (DOE-NEP, 2001) fue establecido bajo el título IV de la enmienda al Acta del Aire Limpio de 1990 y representa un nuevo enfoque de política ambiental al basarse en la aplicación de instrumentos de mercado. Este programa establece un límite permanente sobre el monto total de SO₂ que puede ser emitido por las plantas generadoras, fijándolo en cerca de la mitad del volumen de 1980, y permite a cada unidad generadora seleccionar sus propios métodos de cumplimiento. El programa también fija límites de emisión para NO_x, equivalentes al 27% respecto a los niveles registrados en 1990. (EPA, 1999)

Este programa se aplicó en dos fases:

1. Iniciada en 1995 para SO₂ y en 1996 para NO_x, concluyó en diciembre de 1999. Afectó a 398 unidades generadoras en lo referente a SO₂, de las que 236 también fueron afectadas por las disposiciones referentes a NO_x. Las unidades que fueron afectadas únicamente para NO_x fueron 303.
2. Iniciada en enero de 2000, abarca a 2300 unidades generadoras.

El programa introdujo un sistema de comercialización de emisiones de SO₂, mediante la utilización de permisos de emisión de SO₂, en donde un permiso equivale a la autorización para emitir 1 tonelada de SO₂. Estos permisos pueden ser vendidos, comprados o guardados por los emisores, por agentes o por cualquier persona interesada en ellos. Bajo este sistema, se asignó un cierto número de permisos a las unidades generadoras considerando un periodo de 1 año, y

todos los participantes están obligados a declarar a la EPA el número de permisos que corresponden a sus emisiones, ya sea en la fase I o la fase II del programa.

La aplicación de este programa también ha tenido un impacto sobre el costo de la tecnología para la reducción de emisiones. Por ejemplo, el costo de utilización de un lavador de gases en una planta generadora a base de carbón pasó de 474 dls/ton en 1993 a 282 dls/ton en 1997 y esta tendencia descendente continúa registrándose. (EPA-NEP, 2001).

Actualmente, el programa correspondiente a las emisiones de NO_x es más tradicional y mantiene un enfoque de comando y control, ya que establece una tasa límite de emisión para cada unidad emisora. Sin embargo, tiene un cierto grado de flexibilidad al permitir que las unidades alcancen el estándar fijado mediante el promedio de las emisiones de sus equipos de combustión.

Se espera que para el año 2010 el Programa de la Lluvia Ácida reducirá las emisiones de SO₂ en 10 millones de toneladas respecto a los niveles de 1980 (EPA-NEP, 2001). Asimismo, el éxito de este programa ha inducido a diseñar medidas similares para otros contaminantes como los NO_x o Hg. De manera más específica, la Política Energética Nacional emitida en este año por el gobierno de George Bush explicita las siguientes recomendaciones: (EPA-NEP-2001)

- Establecer metas obligatorias de reducción de las emisiones de SO₂, NO_x y Hg.
- Programar las reducciones dentro de un período de tiempo razonable, similar al del Programa de Lluvia Ácida.
- Proveer certidumbre regulatoria para que las unidades generadoras realicen modificaciones a sus plantas sin obstáculos legales.
- Proveer incentivos de mercado como los permisos comerciables de emisión para ayudar a alcanzar las reducciones requeridas.

La evaluación de los resultados del Programa de la Lluvia Ácida en el ámbito gubernamental ha tendido a recalcar el éxito económico de esta medida, al estimar una reducción de los costos marginales de abatimiento desde que el programa comenzó a aplicarse. Sin embargo, estudios de tipo académico difieren de esta apreciación (Smith *et al*, 1998 y Carlson *et al*, 2000).

Smith *et al* (1998), plantean que hubo una comprensión deficiente de los conceptos teóricos básicos del mercado de emisiones, lo que ha conducido a establecer comparaciones entre costo y precio (por ejemplo, el costo medio y marginal de abatimiento y el precio de un permiso comerciable), por lo que muchas de las conclusiones y declaraciones de los encargados de la política ambiental de Estados Unidos son realizadas sobre bases conceptuales erróneas.

Por su parte, Carlson *et al* (2000) parten de una afirmación similar y además señalan que actualmente los costos marginales de abatimiento son, en efecto, menores que los estimados en 1990, pero este comportamiento se atribuye principalmente al avance tecnológico, que incluye una mayor capacidad para quemar carbón con bajo contenido de azufre en unidades generadoras existentes y a mejoras en la eficiencia. Este proceso fue complementado por una

baja en los costos del combustible utilizado ¹⁰, por lo que no se le atribuye al mercado un papel fundamental en este proceso.

De este modo, si el costo marginal se redujo por causas externas al programa de la Lluvia Ácida, esto significa que también se redujo el costo de alcanzar el límite de emisión de SO₂ tanto en una solución de costo mínimo como bajo estándares menos restrictivos de comando y control, por lo que los ahorros potenciales resultantes de la aplicación de un esquema de comercialización de permisos de emisión también cayeron a lo largo del tiempo.

Finalmente, este estudio estima que los costos reales de cumplimiento del Programa exceden a la solución de mínimo costo; es decir, el mercado de emisiones no cumplió con esta última condición. Sin embargo, los autores sugieren que en la medida en que los participantes en el mercado se familiaricen más con las oportunidades que presenta este Programa, y en la medida en que la desregulación de la industria eléctrica genere mayores incentivos para reducir los costos, el volumen de comercialización de permisos de emisión se incrementará y habrá un mayor margen de ahorro en costos.¹¹

Carlson *et al* (2000) señalan, sin embargo, que la implantación del programa de comercialización de emisiones favoreció las tendencias hacia el aprovechamiento de la reducción de los precios del combustible, así como la innovación tecnológica, lo que probablemente hubiera sido retardado o desestimulado bajo los enfoques regulatorios tradicionales, por lo que se estima que la implantación y operación costo eficiente de los mercados de emisión de SO₂ es factible, pero implica un proceso de maduración, así como una competitividad creciente al interior de la industria eléctrica de Estados Unidos.

En contraste, Smith *et al* (1998), consideran que los factores que favorecieron la reducción de los costos el mercado de emisiones de SO₂ (factor tecnológico y combustibles con diversos contenidos de azufre) no necesariamente pueden estar presentes al implantar otros esquemas de mercado para otros contaminantes. Adicionalmente, establecen que las estimaciones iniciales de costos para la implantación de estos mercados no debe ser una guía para decisiones de política.

En el aspecto de los costos de transacción, Woerdman (2000) cita varias estimaciones y opiniones al respecto, así, una estimación realizada por Montero en 1977, los ubica en 8%, mientras que un estudio de Klaasen y Nentjes de 1997 utiliza como indicador las cuotas por comercialización (brokerages fees), de 5%. Finalmente, cita un estudio de Conrad y Kohn de 1996, que establece que estos costos no han afectado significativamente la comercialización y el precio de los permisos de emisión de SO₂.

¹⁰ De acuerdo con la fuente citada, el cambio tecnológico redujo la función típica de costo marginal de abatimiento en casi 50 d/ton SO₂ durante la década que precedió a 1995, mientras que la declinación en el costo del combustible redujeron la función de costo marginal de abatimiento en cerca de 200 d/ton SO₂.

¹¹ Una de las principales conclusiones de este análisis es que existe una tendencia a sobreestimar *ex ante* los costos de cumplimiento en el caso de las regulaciones basadas en incentivos. Uno de los factores atribuidos a esta tendencia es la dificultad para estimar las tendencias de cambio tecnológico, situación que se verá agudizada conforme los mercados eléctricos sean más competitivos.

1.3.3 Chile y el "Programa de Compensación de Emisiones Transables"

El Programa de Compensación de Emisiones Transables (PCET) se estableció en Chile mediante el Decreto Supremo No 4, en marzo de 1992 para controlar las emisiones de partículas suspendidas totales (PST) de fuentes industriales estacionarias mayores (principalmente calderas y hornos industriales) en Santiago de Chile. Este programa se creó para resolver de una manera costo-efectiva el conflicto entre crecimiento industrial y estándares de calidad ambiental para PST y partículas respirables (P 10), los cuales habían sido excedidos constantemente desde la década de los setenta, causando problemas significativos de contaminación. (Montero *et al*, 2000) ¹².

De acuerdo con este programa, las fuentes existentes recibían derechos sobre capacidad diaria de emisiones a perpetuidad, en proporción a un nivel predeterminado de tasa de emisiones que es uniforme para todas las fuentes existentes. De esta forma, una fuente debe conservar suficientes derechos de capacidad para cubrir el nivel máximo de emisiones proyectado para un día determinado. Este concepto se conoce como *capacidad de emisiones* y las autoridades determinan la capacidad de emisiones de acuerdo con el tamaño y combustible de la fuente, los cuales son medidos mediante inspecciones anuales. Cabe señalar que la medición se realiza sobre la capacidad de emisiones y no sobre las emisiones reales, por lo que las transacciones se realizan sobre derechos de capacidad y no derechos de emisión. (Montero *et al*, 2000). Estas fuentes no pueden exceder, bajo ninguna circunstancia, 112 mg/m³. En 1993, las fuentes afectadas eran 689, de las cuales 563 eran fuentes existentes.

Por su parte, las fuentes nuevas o las expansiones de fuentes existentes no reciben derechos sobre capacidad de emisiones, sino que deben cubrir esta última adquiriendo los derechos de capacidad de las fuentes existentes.

La consistencia de esta política se refleja en la información de la Comisión Nacional de Medio Ambiente y del ministerio de Obras Públicas, Transportes y Comunicaciones (CONAMA, 2001), se publicará un Proyecto de Ley de Permisos de Emisión Transables que buscará establecer un sistema de compensaciones de PM₁₀ y NO_x entre distintas fuentes de emisoras, incorporando dentro de este esquema a los sectores o actividades del transporte (transporte público, vehículos ligeros particulares y comerciales) y la industria (incluyendo sólo a las fuentes más importantes, que contribuyan en conjunto a la generación del 80% de las emisiones sectoriales.

Más aun, se propone aplicar una asignación de "Bonos de descontaminación" a las áreas verdes existentes para posibilitar transacciones de emisiones de polvo. Cabe señalar que la incorporación a este programa es voluntaria.

La extensión del mecanismo del sistema de comercialización de emisiones en Chile puede tomarse como un indicador del éxito del mercado de emisiones para combatir la contaminación. Sin embargo, el análisis realizado por Montero *et al* (2000) sugiere que, si bien el desempeño

¹² En junio de 1996, por efecto del Decreto No 131, la Zona Metropolitana de Santiago se declaró oficialmente zona saturada para cuatro contaminantes atmosféricos: PST, partículas respirables; monóxido de carbono (CO) y ozono (O₃) (Montero *et al*, 2000)

del programa en términos ambientales ha sido aparentemente adecuado, desde un punto de vista económico el desempeño ha sido deficiente.

En el aspecto ambiental, se señala que para 1997, la capacidad total de emisiones de las fuentes participantes estaba por debajo de los derechos de capacidad incluidos. Este decrecimiento se debió, por un lado, al cambio de la planta industrial hacia combustibles más limpios, que les permitiera enfrentar los episodios de emergencia o pre emergencia ambiental. La segunda y principal razón de este comportamiento fue la adopción acelerada de gas natural de Argentina a finales de 1997.

El pobre desempeño económico atribuido al mercado de emisiones en Chile se debe a varios factores:

- Incertidumbre regulatoria. El desarrollo de las capacidades institucionales, completamente ausentes en ese momento, para regular a las fuentes fijas fue uno de los primeros problemas enfrentados después de la publicación del Decreto Supremo No. 4. De este modo, se establecieron mecanismos de registro y control de emisiones, de medición y análisis bajo los principios de libre entrada, sujetos a requerimientos técnicos. (*PROCEF*). Esta medida posibilitó la recolección de información de fuentes que no habían sido previamente identificadas y cuyas contribuciones a las emisiones totales de partículas no se habían estimado. En este sentido, uno de los logros importantes del Programa fue precisamente, este proceso de registro y la posibilidad de depurar el inventario de emisiones.

Sin embargo, el hecho de que los derechos fueran asignados a todas las fuentes existentes implicó necesariamente el reconocimiento de derechos históricos, lo que presupone el conocimiento preciso del número de fuentes existentes y su tamaño, lo que no fue el caso del programa. Esta incertidumbre provocó que toda la actividad regulatoria de *PROCEF* se concentrara en la cuantificación de fuentes y emisiones y que no se autorizaran compensaciones durante los primeros tres años del programa.

Posteriormente, y en especial después de la introducción del gas natural en 1997, se consideró que la asignación inicial de derechos fue demasiado laxa. Para corregir esta situación se determinó en 1998 que las nuevas fuentes deberían compensar sus emisiones en 120%. Esta incertidumbre institucional se incrementó por la posibilidad de elevar esta tasa de compensación hasta 150%.

- Altos costos de transacción. Esta situación se da debido a la complejidad de los procedimientos de operación del sistema; además, el proceso de aprobación es incierto. Como resultado de esto, el volumen de transacciones intra-firma es mucho mayor que el inter-firma y un gran número de transacciones se encuentra todavía en revisión.
- Bajo reforzamiento. Debido a los recursos limitados, el reforzamiento del programa ha sido pobre. Esto ocurrió en los primeros años con el estándar de concentración de 112 mg/m³ y la contabilización de los derechos de emisión que cada fuente

debería poseer para cubrir sus emisiones. Después de 1997 el primer problema se resolvió, pero continúa la problemática de conciliar emisiones y derechos.

- Poder de mercado. Existe una alta concentración de los derechos emitidos. Se estima que 21 firmas poseen el 50% del total de los derechos; cinco firmas el 31%. Este grado de concentración puede explicar parcialmente la baja oferta de derechos y su alto precio.
- Mercado débil. Los vendedores potenciales de compensaciones no muestran mucha voluntad de vender por la incertidumbre sobre la capacidad de recomprar derechos posteriormente si fuera necesario (expansión de fuentes o entrada de nuevas fuentes). Asimismo, las restricciones en el monitoreo han reducido la liquidez del mercado. Esta situación se deriva aparentemente de que las autoridades no atendieron suficientemente la provisión de instituciones básicas que posibilitaran el desarrollo del mercado, como subastas anuales y mayor liquidez.
- Visión limitada del programa. La determinación de cuáles fuentes pueden entrar al sistema se vuelve relevante si se considera la actual exclusión de los procesos industriales que emiten el 50% de las partículas atribuidas a las fuentes fijas. Esta situación crea una incertidumbre adicional, porque en el futuro estas fuentes podrían incorporarse al programa afectando los precios. Además la actual exclusión reduce la liquidez del mercado.

1.4 Conclusiones

El problema de la contaminación ha sido abordado a través de varias soluciones: la tecnológica, la normativa y la económica. Esta última es la más reciente y dentro de ella se contempla la aplicación de mecanismos de mercado, como es la creación de un mercado de emisiones.

El fundamento para la creación del mercado de emisiones es la teoría de las externalidades, las cuales se definen como el daño o beneficio ambiental que se genera por la producción o el consumo de un bien, pero que es externo al mercado en el que se realiza la transacción. La conceptualización económica de esta teoría se basa en la teoría del bienestar, la cual parte del principio de la existencia de competencia perfecta entre productores (o emisores de contaminantes) y donde la señal más importante la emiten los precios. Las externalidades se consideran como una falla del mercado, que al excluir los costos y beneficios sociales incurridos en los procesos económicos, tendrán como resultado una mala asignación de los recursos y un menor bienestar.

Sin embargo, del análisis realizado se desprende que el mercado no puede por sí mismo incluir las externalidades ambientales en las decisiones de los agentes económicos, por lo que es necesario establecer mecanismos que posibiliten la inclusión de estos aspectos

La asignación de derechos de propiedad se traduce en la posibilidad para las fuentes contaminantes de comprar o vender permisos para contaminar, de tal manera que se cumpla con el principio equi-marginal de optimización. Sin embargo, la implantación y el funcionamiento eficiente de un mercado de permisos comerciables implica la existencia de una fuerte infraestructura institucional, la cual se expresa en tres factores; a) una política de Estado sólida y coherente que facilite los arreglos institucionales necesarios; b) la promoción de la competencia a través de esquemas regulatorios claros y accesibles y c) el fortalecimiento del Estado de Derecho que garantice el cumplimiento de los preceptos y objetivos del mercado.

Las ventajas que a nivel teórico se le han atribuido al mercado de emisiones estriban en que, al contrario de las soluciones tradicionales de fin de tubo, este mecanismo permite cumplir con una meta global de abatimiento de la manera más costo efectiva posible. Sin embargo, existen diversos riesgos, los cuales han sido registrados a partir de las diferentes experiencias reales.

En este sentido, los resultados de algunas investigaciones señalan la implantación de este programa favoreció el aprovechamiento de la reducción de los precios del combustible, así como la innovación tecnológica, y abarató la tecnología para la reducción de emisiones. Estos procesos quizás hubieran sido retardados o desestimulados bajo los enfoques regulatorios tradicionales. Otras investigaciones señalan que los factores que favorecieron la reducción de los costos el mercado de emisiones de SO₂ no necesariamente pueden estar presentes al implantar otros esquemas de mercado para otros contaminantes. Estos factores no permiten el carácter de costo eficiente a este mecanismo de manera concluyente.

En segundo lugar, existen todavía elementos de tipo institucional que impiden bajar los costos de transacción al mínimo. Asimismo, existen evidencias empíricas que apuntan al predominio del comercio intra-firma sobre el inter-firma, así como al control del mercado por parte de las empresas más grandes, y el importante papel desempeñado por los agentes ("brokers") en este proceso. Tal es el caso del mercado creado en Santiago de Chile para emisiones de partículas.

Esta situación ha generado un profundo debate sobre la operatividad de un mercado de emisiones y las posibilidades para su implantación en los países desarrollados para abatir las emisiones de CO₂, en comparación con otros instrumentos de abatimiento de carácter económico.

Capítulo II.

El establecimiento de un SPCE de SO₂ en México. Fundamentos institucionales, alcances y limitaciones.

El establecimiento de un mercado de emisiones en México fue una idea ampliamente manejada durante la década de los noventa, aunque el único caso concreto establecido en la normatividad fue el del mercado de emisiones de SO₂. En este capítulo se analizan los fundamentos legales y normativos requeridos en caso de decidirse su establecimiento, así como los procedimientos para la elaboración y aprobación de la normatividad ambiental. Por otra parte, se abordan los factores de índole institucional han impedido su implantación. Finalmente, se plantean algunas perspectivas para la implantación de este mecanismo, principalmente en lo referente a las emisiones de CO₂.

2.1 Fundamentos para establecer un SPCE de SO₂ en México

Las disposiciones regulatorias en materia ambiental son relativamente recientes en México. La publicación de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) en 1988 constituyó el paso hacia una legislación ambiental integral. Del mismo modo, la política energética nacional comenzó a incluir aspectos ambientales relacionados con la producción y el consumo de energía con la publicación del Programa Nacional de Modernización Energética (PRONAME) en 1988, y del Programa de Desarrollo y reestructuración del Sector de la Energía (PRODERESE) en 1995.

Además, la incorporación de México al Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC) y a la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) generaron diversos compromisos ambientales con repercusiones en la política energética interna. (Macías, 2000) ¹

2.1.1 Política ambiental

En general, la política ambiental aplicada en México ha tendido a utilizar como opciones principales la vía tecnológica y la normativa, bajo un esquema fundamentalmente de comando y control, siguiendo el modelo estadounidense. El reflejo de esta situación es la aplicación, de carácter obligatorio, de las Normas Oficiales Mexicanas, así como la realización de impactos ambientales y los sistemas de permisos, autorizaciones y licencias de operación de la industria. (Giner, 1997)

¹ Uno de los aspectos de la agenda ambiental resultante de la incorporación de México a la OCDE fue la integración de la toma de decisiones en materia económica y ambiental en los siguientes campos: instrumentos económicos, políticas sectoriales, manejo de recursos naturales, cambio climático, valuación de políticas y proyectos, empleo y medio ambiente y comercio y medio ambiente. (Macías, 2000)



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Recientemente se ha tendido a recurrir a algunas opciones económicas para el manejo de problemas ambientales. La tabla 2-1 resume los aspectos relacionados con el tratamiento económico de afectaciones ambientales contenidos en la LGEEPA.

Tabla 2-1. Principales aspectos relacionados con la cuantificación y el manejo económico de problemas ambientales en la LGEEPA.

Artículo	Aspecto	Lineamientos/estrategias
15	Principios para formulación y conducción de la política ambiental. Principio No. 17- contabilización de los costos ambientales	Cuantificación del costo de la contaminación del ambiente y del agotamiento de los recursos naturales provocados por las actividades económicas en un año determinado, para calcular el Producto Interno Neto Ecológico, el cual se integrará al Sistema de Cuentas Nacionales.
21	Instrumentos económicos	<p>Diseño, desarrollo e implementación de instrumentos económicos a nivel federal, estatal y del GDF para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • promover un cambio conductual en los agentes económicos; • fomentar la incorporación de información confiable y suficiente sobre las consecuencias, beneficios y costos ambientales al sistema de precios de la economía; • incentivar a quien proteja el ambiente y adjudicar los costos por daños a quien lo perjudique; • promover una mayor equidad social en la distribución de costos y beneficios asociados a los objetivos de la política ambiental, y • procurar su utilización conjunta con otros instrumentos de política ambiental
22	Definiciones de instrumentos económicos	<p>Mecanismos normativos y administrativos de carácter fiscal, financiero o de mercado, con los que las personas asumen los beneficios y costos ambientales de sus actividades económicas, incentivándolas a realizar acciones que favorezcan el ambiente. Se consideran tres tipos de instrumentos:²</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fiscales: estímulos fiscales que incentiven el cumplimiento de los objetivos de la política ambiental. No se consideran de carácter recaudatorio. • Financieros: créditos, fianzas, seguros de responsabilidad civil, fondos y fideicomisos, financiamiento de programas, proyectos, estudios e investigación científica y tecnológica, todos de tipo ambiental. • De mercado: concesiones, autorizaciones, licencias y permisos correspondientes a: volúmenes preestablecidos de emisiones de contaminantes, límites de aprovechamiento de recursos naturales, límites de construcción en áreas naturales protegidas o en zonas asignadas para preservación y protección ambiental. Serán transferibles, no gravables y quedarán sujetos al interés público y al aprovechamiento sustentable de los recursos naturales.

² Aun cuando se expuso una clasificación general en el primer apartado de este trabajo, ésta difiere de la proporcionada por la LGEEPA, por lo que se considera pertinente su descripción detallada.

La gestión ambiental institucional de la presente administración (2000-2006) se ha caracterizado por adoptar un enfoque más allá de lo sectorial, que trascienda los límites de una política puramente social. (Belausteguigoitia, 2001). Este enfoque se encuentra contenido en la misión de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT):

"Luchar por incorporar en todos los ámbitos de la sociedad y de la función pública, criterios e instrumentos que aseguren la óptima protección, conservación y aprovechamiento de nuestros recursos naturales, conformando así una política ambiental integral e incluyente dentro del marco del desarrollo sustentable." (SEMARNAT, 2003)

Además de contar con un gran número de subsecretarías, la SEMARNAT ve complementadas sus funciones con cinco órganos desconcentrados:

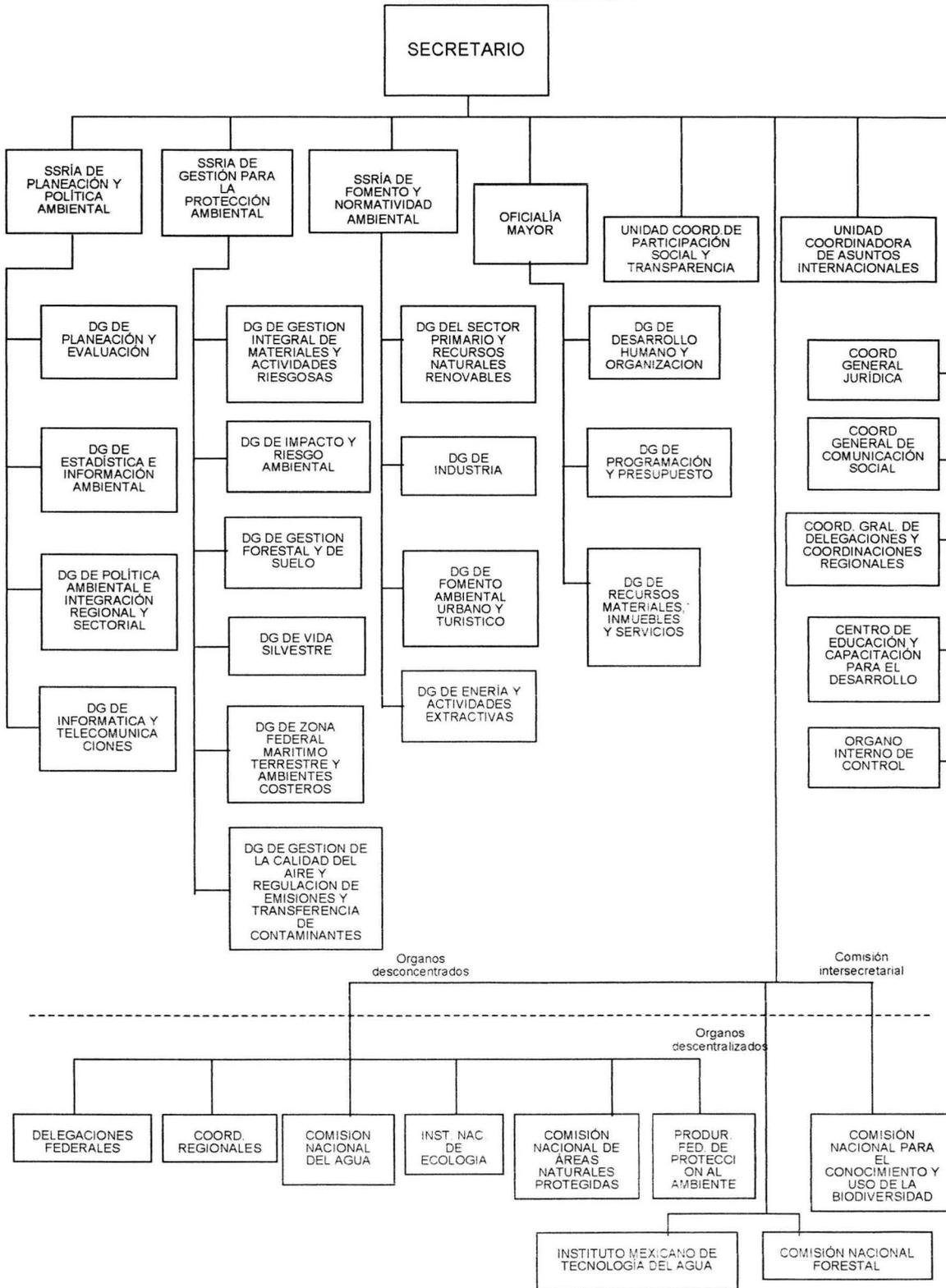
- Comisión Nacional del Agua (CNA)
- Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA)
- Instituto Nacional de Ecología (INE)
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), y
- Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONAP).

La labor de la SEMARNAT se apoya también en las actividades de otros dos organismos:

- Comisión Nacional Para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), y
- Comisión Nacional Forestal (CONAFOR).

La figura 2-1 muestra en forma diagramática la estructura orgánica de las instituciones de gestión ambiental en México:

FIGURA 2-1. Estructura Institucional para la gestión del medio ambiente y los recursos naturales en México

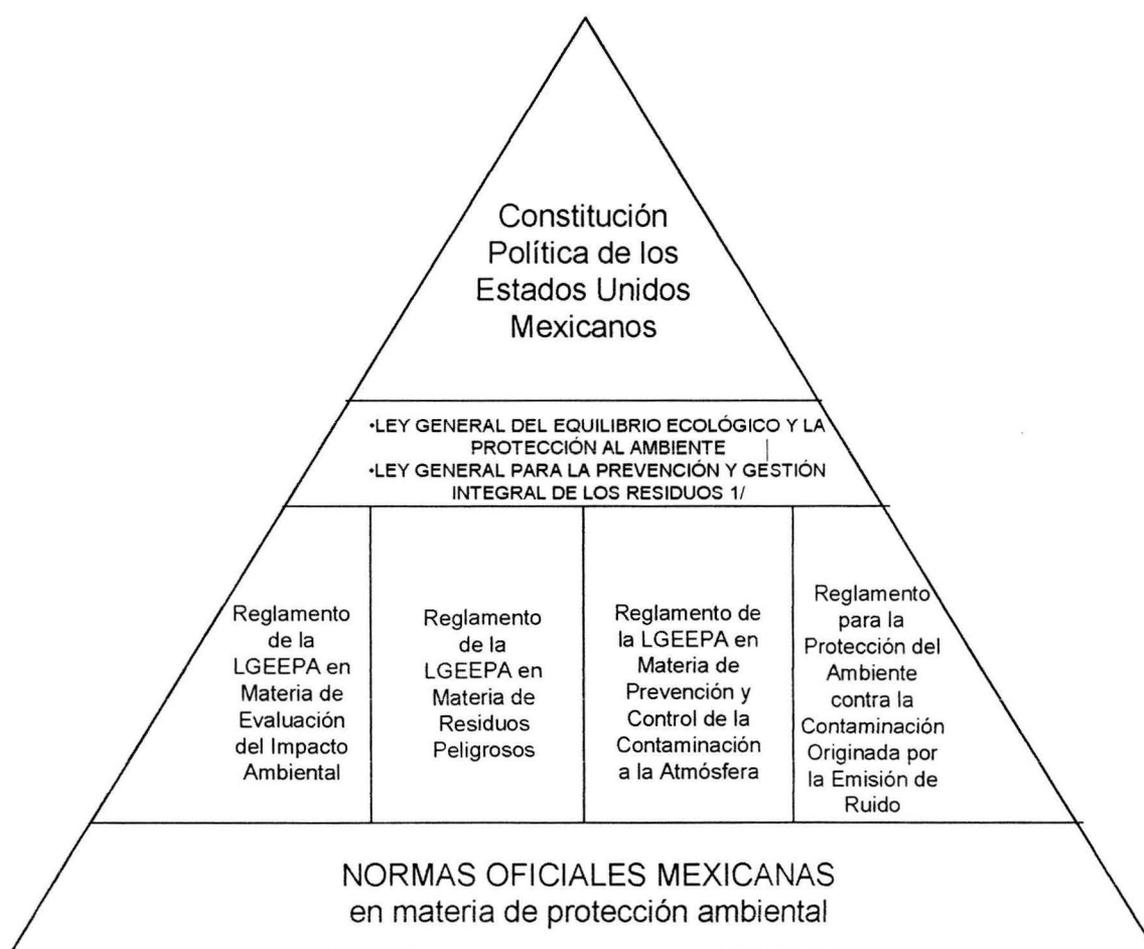


FUENTE: SEMARNAT (2003)

2.1.2 El marco regulatorio y el proceso de elaboración de normas ambientales en México

El marco regulatorio ambiental en México deriva de los mandatos establecidos en los artículos 4, 25, 27, 73 y 115 (SEMARNAT, 2003) de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En términos generales, la LGEEPA, a través de sus diversos reglamentos enmarca legalmente el establecimiento de las normas ambientales que se aplican en el país. (Páramo, s/d). Esta jerarquización se ilustra en la figura 2-2.

Figura 2-2. Marco regulatorio mexicano en materia ambiental

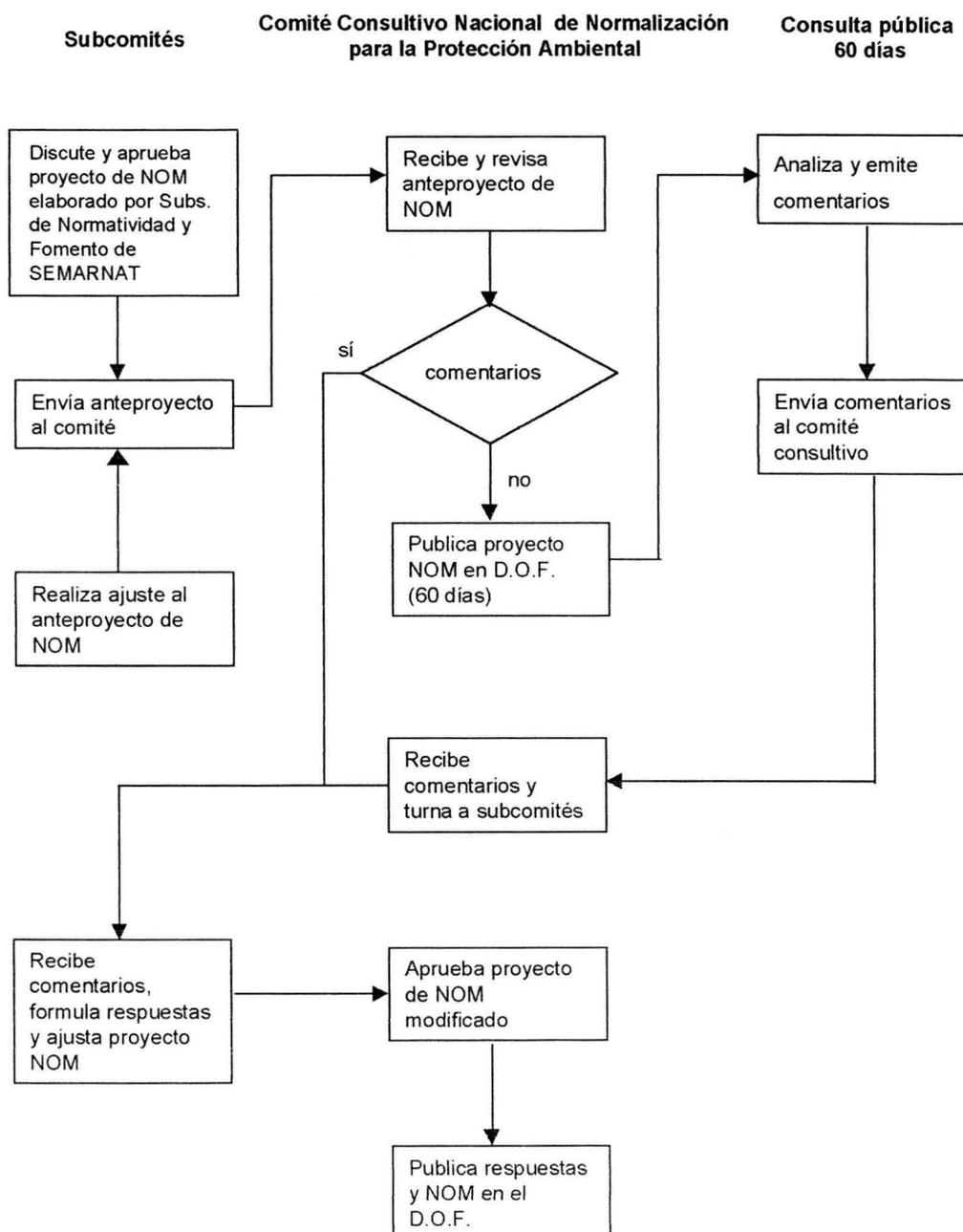


1/ Aplica el reglamento de la LGEEPA en materia de residuos peligrosos en tanto se expida el nuevo reglamento

FUENTE: Páramo (s/d)

El proceso de elaboración de normas oficiales mexicanas se realiza a través de un Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Protección Ambiental, en el cual participan diversas secretarías de Estado, entidades paraestatales, instituciones académicas, organismos empresariales y asociaciones civiles y es presidido por el titular de la Dirección general de Regulación Ambiental. (Belausteguigoitia, 2001). La secuencia del procedimiento para la elaboración de normas, así como los responsables implicados se muestran en la figura 2-3.

Figura 2-3. Procedimiento para la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental



FUENTE: elaborado con base en Belausteguigoitia (2001)

Cabe señalar que este procedimiento es sumamente complejo, ya que implica la elaboración de un anteproyecto de norma por los subcomités involucrados, su envío al Comité Consultivo, el cual puede regresarlo para revisiones o publicarlo como proyecto en el Diario Oficial. Si este es el caso, los interesados cuentan con 60 días para enviar sus comentarios al Comité Consultivo, el cual nuevamente turna la norma a los subcomités para hacer los ajustes pertinentes. Una vez terminado este proceso, la norma está lista para publicarse. Sin embargo, la emisión de normas ambientales no está exenta de problemas, siendo los más importantes: (Belausteguigoitia, 2001)

- a) La falta de definición de los periodos de revisión y ajuste de los proyectos de norma, los cuales pueden extenderse por meses o incluso, por años.
- b) Al considerarse la opinión de tantos actores involucrados directamente o no con la norma, si bien se garantiza el carácter participativo del procedimiento, también se genera una alta burocratización, que se refleja en la demora excesiva de todo el procedimiento, conlleva el riesgo de que la norma sea obsoleta en el momento de su publicación. Una excepción puede ser que la norma tenga un carácter urgente, en cuyo caso, los actores con mayor jerarquía pueden influir para agilizar su emisión.
- c) Asimismo, se ve como un posible problema el riesgo de caer en una situación de "captura regulatoria", especialmente cuando las normas están dirigidas a industrias altamente concentradas.
- d) La participación preponderante de las grandes industrias o asociaciones y cámaras industriales con mayor peso político en la elaboración de las normas genera otro problema, que es la baja ponderación de las empresas más pequeñas en lo referente a su contribución a la degradación ambiental, o a la solución de problemas.
- e) La falta de coordinación entre las propias entidades del sector ambiental favorece el rezago en la emisión de normas o que aquellas que se emitan tengan una prioridad menor que otras que están aún en proyecto. Asimismo, provoca un gasto innecesario de recursos en inspección y vigilancia.
- f) El hecho de que diversas dependencias gubernamentales desarrollen normas y otros instrumentos regulatorios con implicaciones ambientales sobre las actividades y procesos industriales provoca, por una parte, que las empresas tengan que hacer diferentes gestiones ante distintas autoridades, y por otro, que la normatividad ambiental sea en muchos casos redundante y hasta contradictoria.

2.1.3. La Norma Oficial Mexicana 085

Esta Norma Oficial se centra en las emisiones de fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles. Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales (PST), SO₂, NO_x, y especificaciones de operación de equipo de calentamiento indirecto por combustión. Para el caso de equipos de calentamiento directo, establece los niveles máximos permisibles de emisión de SO₂.

La norma es de observancia obligatoria y afecta a la mayoría de los equipos de combustión industriales, así como a los de generación eléctrica. Para el análisis subsecuente, se extrajeron de esta norma los aspectos que afectan directamente a la industria grande y mediana y a la generación de electricidad, los cuales se exponen en las tablas 2-2 y 2-3.

Tabla 2-2. Especificaciones de la NOM-085 relacionadas con las grandes y medianas industrias y con la generación de electricidad.

Aspecto regulado	Especificación
Tamaño del equipo de combustión	43,000 MJ/hr y mayores
Equipo	<ul style="list-style-type: none"> • Calentamiento indirecto por combustión (grandes y medianas industrias) • Calentamiento directo por combustión (sólo para emisiones de SO₂) • Ciclo combinado (generación de electricidad)
Emisiones	PST, SO ₂ , NO _x . Los límites de emisión ponderada ³ para cada uno de estos contaminantes se muestran en una tabla para cada zona establecida.
Zonas establecidas	<p>Zona Metropolitana de la Ciudad de México, compuesta por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • las 16 Delegaciones Políticas del Distrito Federal • 17 municipios del Estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán de Romero Rubio, Cuautitlán Izcalli, Chalco de Covarrubias, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, San Vicente Chicoloapan, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán. • Zona metropolitana de Monterrey (municipios de Monterrey, Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García, Santa Catarina y Juárez) • Zona Metropolitana de Guadalajara (municipios de Guadalajara, Ixtlahuacán del Río, Tlaquepaque, Tonalá, Zapotlanejo y Zapopan) • Centros de población de Coatzacoalcos-Minatitlán (municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del sureste, Cosoleacaque y Nanchital), en el Estado de Veracruz; • Centros de población de Irapuato-Celaya-Salamanca (municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán), en el Estado de Guanajuato; • Centros de población de Tula-Vito-Aspasco (municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxoapan y Apaxco) en los Estados de Hidalgo y de México; • Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira (municipios de Tampico, Altamira y Cd. Madero), en el Estado de Tamaulipas; • El municipio de Tijuana, en el Estado de Baja California • El municipio de Cd. Juárez en el Estado de Chihuahua.
Especificaciones sobre SO ₂	<p>Deben respaldar el total de sus emisiones con certificados de emisión⁴, que serán asignados de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zona metropolitana de la Ciudad de México: 0.36 Kg/10⁶ Kcal • Zonas críticas: 1.44 Kg/10⁶ Kcal <p>Además, no deberán sobrepasar los límites de emisión ponderada indicados en la tabla 2.</p>

FUENTE: INE (1994)

³ Se entiende como límite de emisión ponderada al promedio permisible de descarga de un contaminante a la atmósfera, aplicable a cada fuente fija.

⁴ Se define como certificado de emisión al documento expedido por la Secretaría que acredita la cantidad de contaminantes a la atmósfera que puede emitir una fuente fija en un año de acuerdo a su capacidad nominal y al nivel regional de emisiones.

Tabla 2-3. Límites de emisión ponderada para equipos de combustión de 43,000 MJ/h y mayores

CAPACIDAD DEL EQUIPO DE COMBUSTION MJ/h	TIPO DE COMBUSTIBLE EMPLEADO	DENSIDAD DE HUMO	PARTÍCULAS (PST) mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2)			BIÓXIDO DE AZUFRE ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2)			ÓXIDOS DE NITRÓGENO ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)			EXCESO DE AIRE DE COMBUSTIÓN % volumen (5)
			Número de mancha u opacidad	ZMCM	ZC (3)	RP	ZMCM	ZC (3)	RP	ZMCM	ZC (4)	
De 43,000 a 110,000	Líquidos	NA	60 (0.085)	300 (0.426)	400 (0.568)	550 (2.04)	1,100 (4.08)	2,200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	
Mayor de 110,000	Sólidos	NA	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1100 (4.31)	2200 (8.16)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	25
	Líquidos	NA	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	

(1) Concentraciones referidas a 25° C, 760 mm Hg, 5% de oxígeno en volumen y base seca. Entre paréntesis se expresa el equivalente de la concentración de unidades de kg/10⁶ kcal.

El factor para corregir el O₂ a la base del 5% de oxígeno, se calcula de acuerdo a la ecuación 7.

Ecuación 7

$$E_r = \frac{21 - O_r}{21 - O_m} * E_m$$

Donde:

E_r = emisión calculada al valor de referencia del O₂

E_m = Emisión medida (NOx o CO)

O_m = Valor medido para el O₂

O_r = Nivel de referencia para el O₂

- (2) Los valores de emisión de Partículas, Bióxido de Azufre y Óxidos de Nitrógeno podrán ser determinados con promedios ponderados de fuente fija, haciendo uso del procedimiento descrito en el punto 5.2 de esta Norma.
- (3) Se refiere únicamente a las Zonas Metropolitanas de Monterrey y Guadalajara y a las ciudades de Tijuana, Baja California y Cd. Juárez, Chihuahua.
- (4) Determinado con la siguiente ecuación y medido antes del precalentador de aire o de cualquier infiltración que diluya los gases de combustión:
EA = (O₂ - 0.5 CO) 100 / (0.264 N₂ - O₂ + 0.5 CO); donde O₂, CO y N₂ corresponden al porcentaje en volumen de oxígeno, monóxido de carbono y nitrógeno respectivamente contenidos en los gases de combustión en base seca.
- (5) Para efectos del cumplimiento de los límites del bióxido de azufre, el corredor industrial Tampico-Madero-Altamira en el Estado de Tamaulipas deberá cumplir con el valor establecido para el resto del país.

SIGNIFICADO DE LAS SIGLAS:

ZMCM Zona Metropolitana de la Ciudad de México

ZC Zonas Críticas

RP Resto del país

NA No aplica

FUENTE: INE (1994)

Cabe señalar que, tanto el esquema de regionalización como las especificaciones sobre SO₂ contenidas en la última sección de la tabla 2-IV constituyen el fundamento de lo que la NOM-085 señala explícitamente como un "esquema de certificados de emisión transferibles", es decir, se considera la posibilidad de desarrollar un mercado de permisos de emisión. Este esquema funciona con base en las denominadas "burbujas regionales", basadas en el nivel regional de emisiones establecido por la norma para la ZMCM y las zonas críticas. La ubicación geográfica de estas burbujas se muestra en el apéndice A.

2.1.4 Política energética

Hasta mediados de la década de los ochenta predominó una valoración muy escasa de los impactos ambientales derivados de la producción y consumo de energía dentro de la planeación energética. Esto determinó que el factor ambiental no se planteara dentro de los objetivos específicos de las políticas energéticas anteriores a 1988. El PRONAME (1988) hizo alusión por primera vez a la necesidad de ampliar el alcance de las acciones de protección ambiental hasta los ámbitos relacionados con el consumo de energía. De manera general, este documento señalaba que la protección ambiental debería ser considerada de manera específica por los nuevos proyectos de inversión del sector energético y también por las acciones correctivas en las áreas detectadas como de alta contaminación, particularmente en zonas urbanas, para lo cual se deberían incorporar los avances tecnológicos viables.

Pero no fue sino hasta 1995, con la publicación del PRODERESE, cuando la protección ambiental se formuló como un objetivo específico (Macías,2000), lo que además evidenció la necesidad de alcanzar los objetivos de protección ambiental a través de una cooperación interinstitucional.

Una diferencia significativa entre ambos documentos radica en que las líneas de acción expuestas por el PRONAME, si bien se basaron en la regulación ambiental vigente en el momento de su elaboración, no se plantearon estrictamente en función del cumplimiento de las normas respectivas. Por el contrario, las estrategias y acciones formuladas por el PRODERESE recalcan continuamente el cumplimiento de la normatividad, y bajo este criterio, todas las acciones fundamentales, con impacto global en los flujos de producción y consumo de energía hasta el año 2000 estaban constreñidas básicamente a la aplicación de normas ambientales.

En este contexto, la política energética se apoyó significativamente en dos normas ambientales: la primera de ellas, la NOM 085-ECOL-1994⁵, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes derivados de la quema de combustibles fósiles por fuentes fijas (establecimientos industriales y generación de electricidad); la segunda de ellas, la NOM 086-

⁵ Promulgada el día 25 de noviembre de 1994 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 2 de diciembre de 1994.

ECOL-1994⁶, que establece las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles.⁷

La normatividad ambiental, específicamente, la NOM-085, proporciona el marco dentro del cual se manejarán las afectaciones a la atmósfera asociadas con la operación de centrales de generación termoeléctrica convencional. Esta situación se evidencia analizando las estrategias y acciones planteadas por el PRODERESE, entre las cuales se menciona la siguiente:

"Si se dispone de oferta suficiente de gas natural para dar cumplimiento a los límites de emisión que establece la NOM-085-ECOL-1994 a partir del 1º. De enero de 1998, la CFE deberá reacondicionar, si así lo requieren, todas las centrales termoeléctricas que se encuentran en las zonas ambientalmente críticas (Guadalajara, Monterrey, Mun. De Tijuana, y Cd. Juárez y corredores industriales de Coatzacoalcos-Minatitlán, Irapuato-Celaya-Salamanca, Tula-Vito-Apasco y Tampico Madero-Altamira para que utilicen gas natural en lugar de combustóleo. Asimismo, se deben adecuar las instalaciones para recibir y almacenar el combustible. " (PRODERESE, 1995, tomado de Macías, 2000)

De esta manera, la política energética define a la NOM-085 como eje fundamental del manejo de las emisiones a la atmósfera del sector eléctrico.

2.2 El diseño de un mercado de emisiones en México ⁸

A excepción de los aspectos contenidos en la NOM-085, en México aun no existe una política concreta tendiente a definir los lineamientos para la creación y operación de un mercado de emisiones. Por esta razón la información manejada en este apartado no puede ser considerada en términos concluyentes, pero sí pueden exponerse algunos planteamientos que en el futuro podrían constituir la base para la implantación de este instrumento de política ambiental en el país. Así, en este apartado se analizarán tanto los fundamentos de este instrumento en concordancia con la NOM-085, como las posibles limitaciones a este proceso en el contexto nacional.

2.2.1 Principios y mecanismos de operación

El diseño inicial de la política encaminada a la creación de un mercado de emisiones en México señalaba dos objetivos directos de esta medida: (Mc Kinsey, 1994)

⁶ Promulgada el día 25 de noviembre de 1994 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 2 de diciembre de 1994.

⁷ Dada la temática de este texto, no se realiza el análisis de la NOM-086. La discusión se centrará solamente en las especificaciones y efectos de la NOM-085

⁸ La información de esta sección fue extraída en su mayor parte de estudios de la empresa consultora Mc Kinsey, y a pesar de haber sido escrita en 1994, su importancia radica en que es una de las pocas referencias explícitas a la operación de un mercado de emisiones y a la inserción del sector eléctrico dentro del mismo. La fuente citada se refiere al mercado de emisiones como a un "sistema de créditos transferibles".

1. Proporcionar un mecanismo alternativo para el cumplimiento de las metas ambientales de manera más costo-eficiente, y
2. La regulación de emisiones de SO₂ para mejorar el medio ambiente local.

Como objetivos indirectos se planteó:

1. Promover la producción y utilización de energía limpia y
2. Permitir el crecimiento y desarrollo económico de la industria

Cabe señalar que desde su inicio el planteamiento de un mercado de emisiones señaló como la mejor opción su implantación a nivel regional, en comparación con medidas puramente de comando y control, o de un mercado de emisiones a nivel nacional, ya que si bien se reconoció la mayor eficiencia de costos de este último, no se consideró probable que resolviera problemas regionales.

El esquema operativo planteado se asemeja al Sistema de Permisos de Emisión (EPS) explicado en la primera sección de este trabajo. Los principios generales bajo los que operaría este esquema se exponen en la tabla 2-4.

Cabe señalar que un concepto introducido en este planteamiento es el de "límite de emisión por predio", el cual se establece como un indicador inmediato de emisiones. La NOM-085 maneja este mismo concepto como "límite de emisión ponderada", el cual se maneja como un promedio de emisiones permisibles, que incluye a los diferentes equipos de combustión instalados en un mismo predio. En ambos casos, esta variable se plantea como un instrumento de control.

Tabla 2-4. Principios generales de funcionamiento del mercado de emisiones en México.⁹

Aspecto	Descripción
1. Nivel regional y de predio	Cada empresa participante debe cumplir con el límite de predio y con el nivel promedio regional. El mercado de emisiones se limita sólo al cumplimiento del nivel promedio regional de emisiones. <ul style="list-style-type: none"> • Límite de emisiones por predio: máximo permisible instantáneo, que evita riesgos a la salud y permite controlar emisiones locales dentro de la región • Límite regional de emisiones: máximo promedio en una región determinada, que debe ser cumplido
2. Aplicación de los permisos	Todas las emisiones de una empresa deben estar respaldadas por permisos de emisión transferibles, independientemente de cuál sea su nivel.
3. Asignación de permisos	Todas las empresas que participan en el sistema recibirán permisos suficientes para justificar sus emisiones hasta el nivel promedio regional aplicable y en función de su capacidad nominal.

⁹ Para mejor comprensión, la terminología utilizada en la fuente se adaptó a la utilizada en la fundamentación teórica de este trabajo, de este modo, a lo largo del texto se maneja el término "permisos de emisión", mientras que el término manejado en la fuente es de "créditos transferibles", y la NOM-085 maneja el término "certificados de emisión transferibles".

4. Utilización	<p>La utilización de la fuente se verificará en forma anual</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durante la operación del equipo en un año, es posible que la utilización real sea menor a la capacidad nominal (mantenimiento, paros no programados, etc.) • En la verificación anual la empresa deberá presentar los permisos que corresponden a esta capacidad no utilizada hasta el límite regional.
5. Permisos necesarios por empresa	<p>Las empresas deberán contar con permisos para respaldar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Todas sus emisiones contaminantes • Su capacidad no utilizada hasta el límite regional
6. Oferta y demanda de permisos	<ul style="list-style-type: none"> • Una empresa con emisiones por debajo del límite regional tendrá un exceso de permisos • Una empresa con emisiones por encima del límite regional requerirá permisos para mantener sus niveles de operación
7. Alternativas para transacciones	<p>Opciones de venta y compra de permisos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • subasta de permisos • mercado secundario de permisos transferibles

FUENTE: Mc Kinsey, 1994

De acuerdo con el documento referido, la operación del sistema en la fase de asignación inicial de permisos implicaría la participación de las empresas medianas y grandes (energía total de 43,000 MJ/hr y más) y una entidad reguladora. Esta entidad asignaría los créditos con base en el consumo de energía de cada empresa participante y en el nivel promedio regional aplicable a la zona en que estaría instalada.

Para iniciar la operación del mercado secundario, la entidad reguladora realizaría una subasta de permisos con participación voluntaria, de carácter confidencial y en donde la entidad reguladora controlaría los mecanismos de oferta, demanda y precio de equilibrio, y realizaría las transacciones entre las ofertas exitosas.

La operación del mercado secundario implicaría la libertad para las empresas, de intercambiar sus permisos asignados inicialmente, bajo las siguientes bases:

- Inexistencia de un límite al número de permisos que pueden ser transferidos por las empresas
- Precio de la transacción determinado por los involucrados
- Registro y validación obligatorias de toda transacción en la entidad reguladora
- La entidad reguladora, puede actuar como cámara de compensación si los ofertantes lo requirieran
- El intercambio de permisos podría realizarse mediante intermediarios

En lo referente al funcionamiento del sistema en el largo plazo, se plantean algunos lineamientos regulatorios:

- Si una empresa mediana o grande desea iniciar operaciones o ampliar su capacidad en una zona crítica, deberá informarlo a la entidad reguladora para la asignación de los permisos correspondientes.

- Si una empresa termina sus operaciones en la zona crítica deberá regresar los permisos que le fueron asignados inicialmente y que todavía tenga en su poder.
- Los permisos se reasignarían cada cinco años, en concordancia con el método descrito, para asegurar que siempre existan permisos para los 15 o 20 años futuros.

Aun cuando los elementos mencionados en este apartado no están planteados en la NOM-085, hacen patente el grado de detalle con el que se llegó a elaborar el diseño de un mercado de emisiones de SO₂ en México. A primera vista, esto parecería conformar un panorama favorable para su arranque y funcionamiento, sin embargo, esto no fue posible debido a diversos factores, como se verá a continuación.

2.2.2 Limitaciones a la implantación de un sistema de mercado de emisiones en México

El desarrollo y aplicación actual de los instrumentos económicos en México ha tenido avances escasos. Las medidas con un mayor grado de consolidación son las de tipo fiscal, principalmente las referentes a la depreciación acelerada y el "arancel cero", fundamentalmente en lo referente a equipo de prevención y control de la contaminación. Sin embargo, se considera que esta situación ha tendido todavía a favorecer a las soluciones ambientales de "final de tubo". (INE, 2001).

Los demás instrumentos aún se encuentran en fase de diseño, como es el caso de los instrumentos financieros, o en etapas iniciales de desarrollo, como los sistemas depósito-reembolso propuestos para desechos susceptibles de ser reciclados.

Una limitación significativa para la implantación de este tipo de instrumentos en México es el aspecto institucional, tanto en el ámbito de acción del regulador como en aspectos jurídicos y costos de la concertación requerida (Giner, 1997) y aunque se considera que en México tienen un alto potencial de desarrollo, durante los próximos años todavía será necesario recurrir a medidas de comando y control y a un firme control estatal sobre los aspectos de política ambiental. (INE,2001).

En lo referente a la creación del mercado de emisiones, existen varias consideraciones que en el ámbito internacional han conformado una opinión desfavorable a la implantación de un sistema de este tipo: sus limitaciones desde el punto de vista de la eficacia, la equidad y las posibilidades que abren a la corrupción; su favorecimiento implícito a empresas sólidas y tecnológicamente capacitadas; la posibilidad de falsificación de documentos; así como de la posible preferencia de las empresas de "pagar por contaminar", frente a realizar las inversiones ambientales requeridas (Urquidi, 1999).¹⁰

¹⁰ Respecto a este último aspecto, la experiencia de Estados Unidos muestra que la tendencia a "pagar por contaminar" puede revertirse si se aplican multas considerables que representen una carga económica significativa para las empresas.

Si bien, en ciertos ámbitos de la administración pública se considera deseable favorecer la creación de mercados de emisiones¹¹ y eventualmente llega a mencionarse la conveniencia de la implantación de sistemas de este tipo para abatir la contaminación y resolver otro tipo de problemas,¹² también se enfatiza la necesidad de contar con información adecuada, así como mecanismos de monitoreo y verificación del cumplimiento. Se considera también la probabilidad de establecer sistemas experimentales en México para evaluar sus resultados, pero no se vislumbra la viabilidad de que este sistema funcione con empresas medianas y pequeñas. (Urquidi, 1999).

En este sentido, el planteamiento de un mercado de emisiones de SO₂ para industrias grandes consumidoras, como se maneja en la NOM-085, podría tener mayores probabilidades de éxito siempre que se establezcan los elementos institucionales que garanticen el funcionamiento adecuado del sistema. De hecho, el tema de su implantación fue ampliamente abordado y discutido principalmente en las esferas relacionadas con la política energética y ambiental de México, lo que sin embargo, no llegó a consolidar el establecimiento de este sistema. Los siguientes apartados analizan las causas institucionales y estructurales más importantes de esta situación, así como los requerimientos que sería deseable cumplir para la implantación de un mercado de emisiones.

2.2.3 Las fallas en el planteamiento del mercado de emisiones

Los principales cuestionamientos al planteamiento del mercado de emisiones según la NOM-085 se refieren a dos aspectos básicos: los límites establecidos y las burbujas regionales. En el primer aspecto, el sistema elegido, basado en intensidades de emisión (kilogramos de SO₂ emitidos por gigacaloría consumida), a partir del cual se establecieron los límites de emisiones por predio y los límites regionales, no garantizan que las emisiones se reducirán en forma absoluta, ya que muchas empresas podrían alcanzar los límites de emisiones en términos de intensidades de emisión, aun cuando sus emisiones absolutas se mantuvieran o incluso, se incrementaran. Más aun, es muy probable que bajo un esquema de este tipo, las emisiones de SO₂ se reducirían en términos absolutos al principio y luego tenderían a incrementarse¹³

En lo referente al segundo aspecto la disposición de la NOM-085 para la creación de un mercado de permisos comercializables de emisión implicó que , según González y Montelongo (s/d)

¹¹ Esta información se obtuvo de la entrevista realizada al Ing. Luis Barojas Weber, Director General de Industria de la SEMARNAT en junio de 2003.

¹² En el último trimestre de 2002, ante el debate suscitado por la limitación de los recursos económicos destinados a los estados y municipios del país, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público propuso una serie de medidas tendientes a incrementar la recaudación tributaria en las entidades federativas. Entre estas medidas se contemplaba "...la posibilidad de establecer un derecho por contaminar, el cual [...] sería [...] 100 por ciento participable a entidades federativas. (Rodríguez, 2002)

¹³ Información proporcionada por el Dr. Juan Cristóbal Mata Sandoval, Director de Energía y Medio Ambiente de la Dirección General de la Dirección General de Investigación y Desarrollo de Tecnología y Medio Ambiente de la SENER, junio de 2004.

"... desde su discusión en el Comité de Normalización respectivo [se asentara] que no existía fundamento jurídico alguno para su emisión sobre todo porque el texto de la LGEEPA entonces vigente partía de la regla de que las normas oficiales mexicanas sólo podían establecer niveles máximos permisibles por tipo de contaminante y por fuente y no por región como presupone el sistema de burbujas."

De acuerdo con la misma fuente, con las reformas que se realizaron en 1996 a la LGEEPA¹⁴, la regla jurídica que permitiría el comercio de los certificados de emisión contemplados por la NOM-085 se intentó introducir. Sin embargo, estos autores señalan que en el momento en que se intentaba implantar este sistema, aun prevalecían aspectos cuestionables, como la inexistencia de un inventario actualizado y confiable de las emisiones a la atmósfera por regiones, así como la determinación precisa de la fuente de origen y el volumen de estas emisiones.

Adicionalmente, los autores señalan elementos de carácter jurídico que no habían sido definidos, los cuales se señalan en la siguiente lista:

- Naturaleza jurídica de los certificados de reducción de emisiones
- Requisitos de la documentación de dichos certificados y qué autoridades deben expedir los documentos
- Forma de asignación de estos certificados entre los contaminantes.
- Volumen de contaminación que respalda cada certificado
- Vigencia de los derechos incorporados
- Inclusión o no de la posibilidad de transferencia en los derechos incorporados al documento "certificado de reducción de emisiones"
- Forma de transmisión de estos documentos (tradición; tradición y endoso; cesión de derechos)
- Necesidad o no de un registro de las transmisiones con los documentos
- Autoridad encargada de ese registro

¹⁴ De acuerdo con González y Montelongo (s/d),

- el artículo 22, 4º párrafo define a los instrumentos de mercado como las concesiones, las autorizaciones, las licencias y los permisos que correspondan a volúmenes preestablecidos de emisiones al aire.
- El artículo 111, fracción IX faculta a la Secretaría para promover sistemas de derechos transferibles de emisión de contaminantes a la atmósfera.
- El artículo 111, fracción X permite el establecimiento de niveles máximos permisibles por áreas, zonas o regiones.
- El artículo 111, fracción I faculta a la Secretaría para expedir normas oficiales mexicanas que establezcan la calidad ambiental de las distintas áreas, zonas o regiones del territorio nacional.
- El mismo artículo en su fracción II menciona la facultad de la Secretaría para integrar y mantener actualizado un inventario de las fuentes de emisiones de contaminantes a la atmósfera
- En la fracción IX se permite la formulación de programas para la reducción de emisiones de contaminantes a la atmósfera por áreas, zonas o regiones.

- Reglas para la celebración de transacciones
- Deducibilidad sobre el ISR de la adquisición de certificados de emisión.

La definición y legalidad de todos estos aspectos estaban sujetas a un acto legislativo en el Congreso de la Unión, dado que la regulación del comercio es competencia federal y, adicionalmente, la regulación de estos aspectos no puede hacerse por instrumentos jurídicos que no tengan el carácter de ley. De este modo, se concluyó que no existía un asidero legal para el establecimiento de un mercado de emisiones en México.

La significancia de esta situación quedó plenamente confirmada cuando en 1997, la SEMARNAT publicó en el Diario Oficial una modificación a la NOM-085 en donde, entre otras cosas, reconocía que aun no se había implantado el mecanismo de asignación de los certificados de emisión de SO₂, por lo que:

"Los límites de emisiones establecidos en la tabla 2 y los niveles regionales a los que se refiere el numeral 5.3 serán aplicables a partir de que opere la instrumentación del esquema de certificados de emisión transferibles, lo que será notificado por la Secretaría mediante publicación en el Diario Oficial de la Federación al menos un año antes de su entrada en vigor." (SEMARNAT, 1997)

Si bien esta sentencia no establecía de manera concluyente el fin del incipiente experimento para establecer un mercado de emisiones de SO₂ en México, sí le confirió una fuerte indeterminación a la posibilidad de un nuevo intento. Esta percepción se reflejó en la opinión vertida en diversos estudios acerca de esta experiencia, la cual oscila entre la negación tajante de cualquier tipo de experiencia, al menos normativa (Belausteguigoitia, 2001), hasta la aceptación de un intento de establecer un mercado de emisiones sin ningún resultado práctico (Romero, ca. 2002).

Dentro de estas opiniones, destaca por su interés, la emitida por Francisco Giner de los Ríos, entonces Director General de Regulación Ambiental del INE (Giner de los Ríos, 1998), quien enfatizó que el establecimiento de un mercado de emisiones de contaminantes sólo estaba contemplado para el Valle de México¹⁵, según la fuente de donde se extrajo la entrevista:

"La intención era utilizarlo en las grandes empresas que emiten óxidos de azufre [sic] en la ciudad de México y en otras zonas turísticas [sic]. Esto no se dio porque se constató que no había posibilidades de establecer tal mercado. La razón fue que al mismo tiempo que se planteaba este esquema se hizo una gran campaña para impulsar el uso de gas natural en lugar de combustóleo en la gran industria. 'Sólo dos de las grandes empresas que operan en la Ciudad de México no usan gas y por eso dicho mercado no puede funcionar, porque habría una sobreoferta de certificados que estas empresas podrían comprar, lo que no las motivaría a reducir sus emisiones.'¹⁶

¹⁵ Esta afirmación contradice lo establecido en un principio en la NOM-085, que programaba la aplicación de este mercado en todas las zonas críticas establecidas.

¹⁶ De acuerdo con la información obtenida de la Secretaría de Energía, las dos empresas mencionadas pertenecen a la rama del papel y a la del hule (ver tabla 4-8 del capítulo 3)

" 'Este esquema no las llevaría a que fuera más barato contaminar' [...] 'Conduciría a que las empresas que necesitan reducir emisiones, pero que tienen un esquema tecnológico muy complejo que les impide hacer el cambio, vieran abatidas sus emisiones por las que dejan de producir empresas cuyos procesos sí pueden modificarse. La cantidad total de las emisiones a la atmósfera se reduce en términos reales y, lo más importante, a un costo menor.' "

La relevancia de estas declaraciones radica en que Giner de los Ríos fue uno de los principales impulsores de la implantación de mecanismos de mercado para el abatimiento de la contaminación. Es por esto razón que las inexactitudes que guardan respecto a los lineamientos de la NOM-085, en lo referente a la zona de aplicación del mercado de emisiones y a las causas que generaron el fracaso de esta iniciativa conducen a una serie de reflexiones que se enlistan a continuación:

- Reforzando las afirmaciones de González y Montelongo (s/d), es muy probable que al momento de diseñarse la NOM-085 no se contara con datos sobre el consumo energético y las emisiones de SO₂ de las grandes industrias en la ZMCM.

Como se verá al revisar el capítulo IV de este trabajo, las dos industrias detectadas como emisoras de SO₂ en la ZMCM sobrepasan el límite global establecido en la zona. Asimismo, las declaraciones de Giner de los Ríos no consideran la significativa aportación de la termoeléctrica Valle de México a las emisiones de la zona, mientras que los lineamientos de la NOM-085 sí incluyen a este tipo de instalaciones.

- Como quedó asentado en el primer capítulo de este trabajo, uno de los postulados fundamentales de la operación de los mercados de emisiones de contaminantes es la contribución a minimizar el volumen global de emisiones de la forma más costo-eficiente al permitir que las empresas con poca capacidad para modificar sus procesos o sus fuentes energéticas paguen por el derecho a contaminar, mientras que las empresas más limpias pueden vender esos derechos. Este argumento contradice la tendencia desmotivante de las dos empresas identificadas en la zona como emisoras de SO₂.
- La exclusión de la industria cementera de la NOM-085 es un hecho significativo, dada su situación de gran consumidora de energía, siendo que las fuentes energéticas que utiliza generalmente no son las más limpias. Por esta razón, la participación de esta industria en un mercado de emisiones de este tipo sería importante.

Actualmente, aunque la opción de diseñar un mercado de emisiones de SO₂, todavía no se ha descartado y la NOM-085 está en proceso de revisión, su planteamiento se realizaría muy probablemente bajo el supuesto de fuertes restricciones en la disponibilidad del gas natural. Bajo esta situación probable, la prioridad en el consumo del gas natural la tendría la industria, aun cuando esto no implica necesariamente que la CFE descarte su proceso de conversión a gas natural, como es el caso de la central de Salamanca.¹⁷ Sin embargo, cabe también cierta

¹⁷ Esta central recientemente aumentó su consumo de gas natural a 42MMPCD y su meta es llegar a un consumo de 70MMPCD.

posibilidad de que algunas centrales recurrirán nuevamente al combustóleo u otros combustibles.¹⁸

Aun cuando esta situación podría en cierto sentido ser favorable a la implantación de un mercado de emisiones, el fracaso en la implantación de este mecanismo dentro del marco de la NOM-085-1994-ECOL evidenció, sin embargo, la debilidad institucional inherente a muchos de los procesos normativos en el país.

2.4 La perspectiva a futuro ¿Qué hacer?

El análisis presentado en los apartados precedentes de este capítulo muestra que bajo las condiciones institucionales actuales la implantación de un mercado de emisiones de bióxido de azufre, tal y como lo especificó en su momento la NOM-085-ECOL-1994 no es viable ni es conveniente, dado que no garantiza la reducción de las emisiones en términos absolutos. En los siguientes capítulos se mostrará mediante un análisis cuantitativo si tal medida, aun con las condiciones institucionales adecuadas, es pertinente o no.

Bajo esta perspectiva ¿Cuál es la relevancia de analizar la conveniencia y viabilidad de la implantación de un sistema de comercialización de emisiones de contaminantes?

A pesar del "fracaso" institucional en la implantación de un mercado de emisiones en el caso del bióxido de azufre, el tema tiene una gran relevancia debido a que es uno de los mecanismos que se han contemplado con mayor insistencia para abatir las emisiones de gases de invernadero, específicamente el CO₂.

2.4.1 Las disposiciones actuales en materia de emisiones de SO₂.

La NOM-085-ECOL-1994 continúa vigente en la actualidad, aun cuando se ha reconocido sus limitaciones, y la necesidad de actualizarla. De este modo, en 1997, el Programa de Normalización Ambiental Industrial 1997-2000 (INE, 1997) señaló como parte de los factores determinantes para su modificación la nueva evidencia sobre la importancia del SO₂ como contaminante, y planteó como fechas para la emisión del anteproyecto y el proyecto revisado el año de 1997, y para su publicación el año de 1998. Sin embargo, este proceso se ha prolongado más tiempo del programado (SEMARNAP, 2000 y SE, 2001) y aun no se conocen sus resultados.

De acuerdo con la fuente más reciente de que se dispone, el objetivo y justificación de la revisión es actualizar los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de los contaminantes contemplados en la norma y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, y los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. El plazo

¹⁸ Información proporcionada por el ING. Luis Barojas Weber, Director General de Industria de la SEMARNAT hasta agosto de 2003.

estimado para su terminación se estableció entre agosto de 2001 y diciembre de 2002. (SE, 2001)

Un aspecto importante del programa mencionado fue el énfasis en que las demás normas de emisión de contaminantes a la atmósfera siguieran "...los lineamientos de la NOM-085, regulando las emisiones de proceso atendiendo a las necesidades de las cuencas atmosféricas y no a las características tecnológicas.

Con esto también se buscaba que "... para otros procesos diferentes a la combustión también se [establecieran] límites diferenciados entre zonas críticas y el resto del territorio nacional. Se [debería] analizar la conveniencia de crear burbujas regionales y mercados de certificados de emisión. "

Asimismo, se señalaba la necesidad de cubrir al menos algunos de los contaminantes que entonces no estaban regulados, como las partículas provenientes de procesos diferentes a la combustión y compuestos orgánicos volátiles. (INE, 1997).

Si bien este programa enfatizaba las posibles ventajas de la NOM-085-ECOL-1994, el planteamiento posterior de otras normas relacionadas, como fue el caso de la NOM-040-ECOL-2002, correspondiente a las emisiones provenientes de la quema de combustibles por la industria cementera, (SEMARNAT, 2002a) no consideró las burbujas regionales establecidas ni la creación de mercados de emisiones, sin embargo, representó un avance en la regulación de las emisiones de las plantas cementeras, las cuales recurren en forma creciente a la quema de combustibles alternos, como son las llantas, los aceites gastados y el coque.

Por otra parte, en diciembre de 2002, la SEMARNAT dio a conocer el proyecto de NOM-137-ECOL-2002, cuyo propósito es regular las emisiones de compuestos de azufre de las plantas desulfuradoras de gas y condensados amargos, las cuales están excluidas de la NOM-085-ECOL-1994. (SEMARNAT, 2002b). Este proyecto sí considera ciertas restricciones en las plantas ubicadas en las zonas críticas establecidas al especificar que los equipos de control de emisiones deben tener un mínimo de 98%, independientemente de su capacidad de producción. Sin embargo, no hay ninguna especificación relativa a la creación de un mercado de emisiones de compuestos de azufre.

Como puede observarse, la normatividad referente a las emisiones de compuestos de azufre ha tendido hacia una especialización cada vez mayor. Este proceso contradice lo expresado en el Programa de Normalización Ambiental Industrial 1997-2000 (INE, 1997), el cual pugnaba por la aplicación de normas cada vez más generales a industrias diferentes, aduciendo que esto favorecía la reducción de costos y la eficientización del proceso normativo. Si bien, aun no puede evaluarse el resultado de esta tendencia a la especialización, es muy probable que con ella disminuyan aun más las posibilidades de implantación de un mercado de emisiones de SO₂ en México, debido a los altos costos que puede implicar la unificación de criterios técnicos y económicos.

2.4.2 La creación de un mercado de emisiones, ¿Una experiencia factible?

La tendencia hacia el calentamiento global de la tierra y la evidencia de que la quema de combustibles fósiles es una de las causas principales de este fenómeno a través de la emisión de gases de invernadero ha generado una serie de iniciativas y acuerdos internacionales para definir las estrategias de reducción de emisiones. Entre estos acuerdos cabe destacar el Protocolo de Kyoto, que establece la posibilidad de implantar un mercado mundial de emisiones de carbono.

La viabilidad de esta estrategia ha sido altamente cuestionada y confrontada con otras soluciones consideradas de mayor costo-eficiencia (como es el caso de los mecanismos de desarrollo limpio). Asimismo, Estados Unidos manifestó en 2001 su renuencia a adherirse a este protocolo. Sin embargo, cabe señalar que México fue el primer país productor de petróleo en ratificar su adhesión a este protocolo, en abril de 2000. (ARPEL, 2002)

Si bien todavía no se elabora una estrategia nacional para el diseño e implantación de un mercado de emisiones, existe ya una experiencia exitosa al interior de PEMEX, que en colaboración con la ONG "Environmental Defense" inició en 2001 un sistema interno de intercambio de emisiones en tiempo real, a través de un sistema electrónico de registro de transacciones, con la participación de las cuatro empresas de PEMEX: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica.

Los objetivos de este mercado son: (SENER 2002a)

- Generar experiencia en PEMEX y sus subsidiarias respecto a la implantación y operación de un mercado de emisiones, con miras a participar en futuros mercados a nivel internacional.
- Estimular la competencia entre sus subsidiarias para identificar opciones de mitigación costo-eficientes y promover la ejecución de aquellas que resulten más convenientes.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El objetivo para 2001 fue disminuir las emisiones de CO₂ en 1% (ARPEL, 2002)
- Buscar un mejor desempeño económico y ambiental.

Actualmente, el sistema se encuentra implantado en más de 3000 instalaciones en toda la compañía, en donde 13 unidades de negocio conservan una posición de vendedores y 12 de compradores. (SENER, 2002a)

Comparado con otras experiencias, el mercado de emisiones implantado por PEMEX constituye uno de los ejercicios más desarrollados en el ámbito de las compañías energéticas mundiales. (ARPEL, 2002). Así, para diciembre de 2001 se habían realizado un poco más de 100 transacciones, equivalentes a 3.1 millones de toneladas comercializadas y un valor de 175 millones de pesos virtuales.

2.5 Conclusiones

La publicación de la LGEEPA a finales de la década de los ochenta marcó una nueva etapa en México, al darle un sustento jurídico más sólido a la protección ambiental. Asimismo, a mediados de la década de los noventa, y como resultado de la LGEEPA, las soluciones a los diversos problemas ambientales tendieron a favorecer en menor medida los esquemas de comando y control que habían imperado hasta entonces. Fue así como se comenzó a vislumbrar la posibilidad de establecer mecanismos de mercado para la protección ambiental.

Sin embargo, este proceso no ha estado exento de problemas, el principal de ellos es la gran complejidad que reviste la elaboración de normas ambientales en México debido, entre otras cosas, al gran número de actores involucrados, así como a las particularidades burocráticas del proceso, que se traducen en lapsos considerablemente prolongados entre su diseño y su aprobación. Esto ha ocasionado que las normas resultantes no siempre se apeguen a la realidad bajo las que fueron concebidas y por lo tanto, la eficiencia del proceso no siempre es la idónea.

En el caso de la NOM-085-ECOL-1994, uno de los aspectos considerados como novedosos en el momento de su publicación fue el establecimiento de las bases para la configuración de un mercado de emisiones de SO_2 . Si bien no se contaba con ningún antecedente a nivel nacional, es muy probable que la experiencia del "mercado de la Lluvia Ácida" en Estados Unidos, considerada como exitosa en los ámbitos relacionados con el diseño y la aplicación de políticas ambientales en ese país, haya favorecido una perspectiva optimista sobre la implantación de un mercado similar en México.

No obstante, los problemas detectados desde el principio evidenciaron un problema central en esta iniciativa: la falta de un marco institucional adecuado para el desarrollo de un mercado de emisiones. De este modo, la aplicación de burbujas ambientales ni siquiera estaba reconocida en la legislación vigente, y se detectaron numerosas lagunas en lo referente a la operación y control de un mercado de este tipo, entre ellas, el hecho de que se manejara por intensidades de emisión y no por montos absolutos, lo que vuelve muy incierta la posibilidad de disminuir la cantidad total de contaminantes. De igual forma, la exclusión de la industria cementera de la NOM-085 es un hecho significativo, en el contexto de su participación en el mercado de emisiones dada su situación de gran consumidora de energía, por una parte, y por otro lado, por la baja calidad de las fuentes energéticas que utiliza generalmente.

Si bien estas deficiencias pronto evidenciaron la inviabilidad institucional del mercado de emisiones de SO_2 , la posibilidad de la implantación de un mecanismo de este tipo nunca ha sido descartada oficialmente. Sin embargo, los indicios recabados tanto de las experiencias internacionales como de la nacional muestran que la implantación y operación de un mecanismo de este tipo probablemente tenga una mayor eficiencia a nivel intra-firma. La evidencia más sólida para respaldar esta afirmación es la existencia de un mercado de emisiones de carbono al interior de PEMEX, cuyos primeros resultados se han calificado de exitosos. Asimismo, se considera que en las circunstancias actuales el planteamiento de un mercado de emisiones de

SO₂ sería más adecuado para industrias grandes consumidoras, siempre que se establezcan los elementos institucionales que garanticen el funcionamiento adecuado del sistema.

Esta situación puede ser un tema central de debate en el contexto de la implantación de mecanismos de desarrollo limpio¹⁹ y el intercambio de bonos de carbono a nivel internacional. Así, las experiencias obtenidas del intento con las emisiones de SO₂ pueden ser de gran valor para la integración exitosa de México en este tipo de proyectos.

¹⁹ Los mecanismos de desarrollo limpio son uno de los tres llamados mecanismos flexibles por el Protocolo de Kyoto. Este Protocolo señala que los países desarrollados pueden reducir sus emisiones de gases de invernadero a través del comercio internacional de emisiones, los mecanismos de implementación conjunta y los mecanismos de desarrollo limpio. (Woerdman, 2000). Bajo estos últimos, un país industrializado con una meta de reducción de sus gases de invernadero puede invertir en un proyecto dentro de un país en desarrollo que no tenga una meta de reducción y adjudicarse créditos por las emisiones que han sido evitadas gracias a ese proyecto. Estos créditos pueden ser utilizados por el país industrializado para cubrir su meta de reducción. Actualmente México participa como país receptor de inversión con el proyecto de energía eólica Cruz Azul y con el proyecto hidroeléctrico El Gallo, en Cutzamala, Guerrero. (CDM Watch, 2003).

Capítulo III.

El nuevo marco energético-ambiental y los grandes consumidores de energía en México.

Hasta antes de la década de los noventa, la política energética mexicana planteaba una valoración muy escasa de los impactos ambientales derivados de la producción, transformación y uso de la energía. El factor ambiental, si bien tendía a incluirse en la evaluación de los impactos de nuevos proyectos eléctricos, no se planteó dentro de los objetivos específicos de las políticas energéticas anteriores a 1995 y sólo fue en este año cuando la protección ambiental se formuló como objetivo específico con la publicación del Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía. (Macías, 2000).

Este manejo de la política energética se derivó, en primer lugar, de la visión histórica de la energía en México, la cual se concibió durante décadas como un impulsor de la industrialización y el desarrollo económico, en un contexto tendiente hacia la autosuficiencia energética. En este sentido, el sector eléctrico y el petrolero se visualizaban como elementos impulsores de este esquema de desarrollo, mientras que el sector industrial era uno de los principales beneficiarios de esta política, al utilizar petrolíferos y electricidad a precios subsidiados.

A raíz de los nuevos escenarios surgidos después de la crisis energética de 1973, la diversificación de las fuentes de energía comenzó a adquirir una importancia creciente. En este contexto, el sector eléctrico, dadas sus características tecnológicas se identificó como el vector fundamental de una transición energética tendiente a reducir la participación de los hidrocarburos en el balance energético, sustituyéndolos principalmente con carbón y energía nuclear. Esta política de ningún modo contemplaba la solución de impactos ambientales adversos derivados de la generación de electricidad, sin embargo, puso de relieve la capacidad del sector para adaptarse a los requerimientos de las políticas energéticas vigentes.

Durante las últimas dos décadas surgió una nueva visión de la planeación energética, orientada a la adopción del gas natural como el combustible óptimo para generación de electricidad y para procesos industriales. Esta nueva tendencia tendría efectos significativos en la política energética y ambiental de México en los años subsecuentes.

Dentro de este proceso la planeación eléctrica se ha visto fuertemente afectada por factores como la adopción de tecnologías de generación más eficientes y por el uso de gas natural. De igual forma, las industrias grandes consumidoras de energía se han visto inmersas en un proceso generalizado de sustitución de combustibles. Este proceso ha sido el resultado de una serie de tendencias suscitadas, por un lado, en los mercados de gas natural y electricidad,



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

tendientes hacia una mayor competencia. Por otra parte, las políticas energéticas y ambientales se han encaminado en los últimos años a reducir las emisiones de gases a la atmósfera, principalmente los de efecto invernadero. Asimismo, se ha observado una influencia favorable a este proceso de factores financieros y de desarrollo tecnológico, el cual está orientado a una mejor eficiencia de la generación eléctrica.

Cabe resaltar que un factor importante en este proceso es la declinación de la energía nuclear como una opción de abastecimiento energético a futuro, debido a elementos tales como sus elevados costos de inversión, los problemas que implica el manejo y disposición de residuos, y en especial, la opinión pública adversa al uso de esta fuente energética, derivada del riesgo de accidentes como el de la isla de Tres Millas en Estados Unidos, o el de Chernobyl en la Unión Soviética. Si bien la energía nuclear aportó en el año 2000 el 6.8% del total de energía primaria a nivel mundial, y la pertinencia de su utilización es aun un tema de intensos debates, la tendencia a futuro será retiro de capacidad mayor que el desarrollo de nuevas plantas. (ISES, 2003).

En este capítulo se presentan las principales tendencias observadas a nivel mundial y nacional que afectan el desempeño de los grandes consumidores de energía en México regulados por la NOM-085-ECOL-1994. Asimismo, se presenta un perfil energético de estos grandes consumidores para cada una de las zonas críticas establecidas por la normatividad ambiental.

3.1 La tendencia mundial: el gas natural como alternativa energética óptima

Durante las dos últimas décadas el balance energético mundial mostró tendencias significativas orientadas a una menor participación del petróleo y el carbón y una mayor ponderación de combustibles con menores impactos ambientales en términos de emisiones contaminantes, por lo que durante estos años el gas natural adquirió una gran importancia dentro de este proceso. Esta nueva situación energética, sin embargo, no fue exclusivamente el resultado de factores de índole ambiental, por lo que es necesario realizar un análisis de los elementos que favorecieron el surgimiento del gas natural como una alternativa óptima en el sistema energético de un gran número de países.

3.1.1 Reservas mundiales de gas natural

Entre 1982 y 2002 las reservas mundiales de gas natural casi se duplicaron al pasar de 86 a 156 billones de pies cúbicos (Tabla 3-1). Este crecimiento se dio de manera más significativa en las regiones correspondientes a Europa y Eurasia, el Medio Oriente, África y Centro y Sudamérica. Por el contrario, la región de América del Norte mostró una reducción de 33% respecto a las reservas observadas en 1982.

Cabe señalar que el 75% del volumen de reservas se concentra en Europa, Eurasia y el Medio Oriente, correspondiendo a América del Norte únicamente el 4.6% de las reservas mundiales. Dentro de esta última región, el país con mayor participación en el total mundial es Estados

Unidos, con 3.3%, mientras que Canadá tiene la mayor relación reservas/producción, de 9.6 años, cifra que contrasta significativamente con el total mundial de 60.7 años. México, por su parte, es el país de América del Norte con la menor participación en las reservas mundiales (0.2%) y con la menor relación reservas producción (7.1 años).

TABLA 3-1: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL, 1982-2002 1/
(billones de metros cúbicos)

	1982	1992	2002	participación en total (2002)	R/P (2002) años	
EU	6.78	4.73	5.19	3.3	9.6	
Canadá	2.75	2.01	1.70	1.1%	9.3	
México	2.15	2.01	0.25	0.2%	7.1	
América del Norte	10.67	9.45	7.15	4.6%	9.4	
Sur y Centroamérica	3.14	5.34	7.16	4.5%	68.8	
Europa y Eurasia	39.36	61.02	61.04	39.2%	58.9	
Medio Oriente	21.78	43.05	56.06	36.0%	*	
África	5.36	9.82	11.84	7.6%	88.9	
Asia Pacífico	4.99	9.66	12.61	8.1%	41.8	
Total Mundial	85.90	138.34	155.78	100.0%	60.7	
	OCDE	15.81	15.80	15.38	9.9%	14.1
	Ex URSS	35.11	55.80	55.29	35.5%	75.5
	U. Europea	2.80	3.41	3.14	2.0%	14.4

1/ Datos al final de cada año

* Relación R/P > 100 años

FUENTE: BP, Statistical review of World Energy, junio 2003.

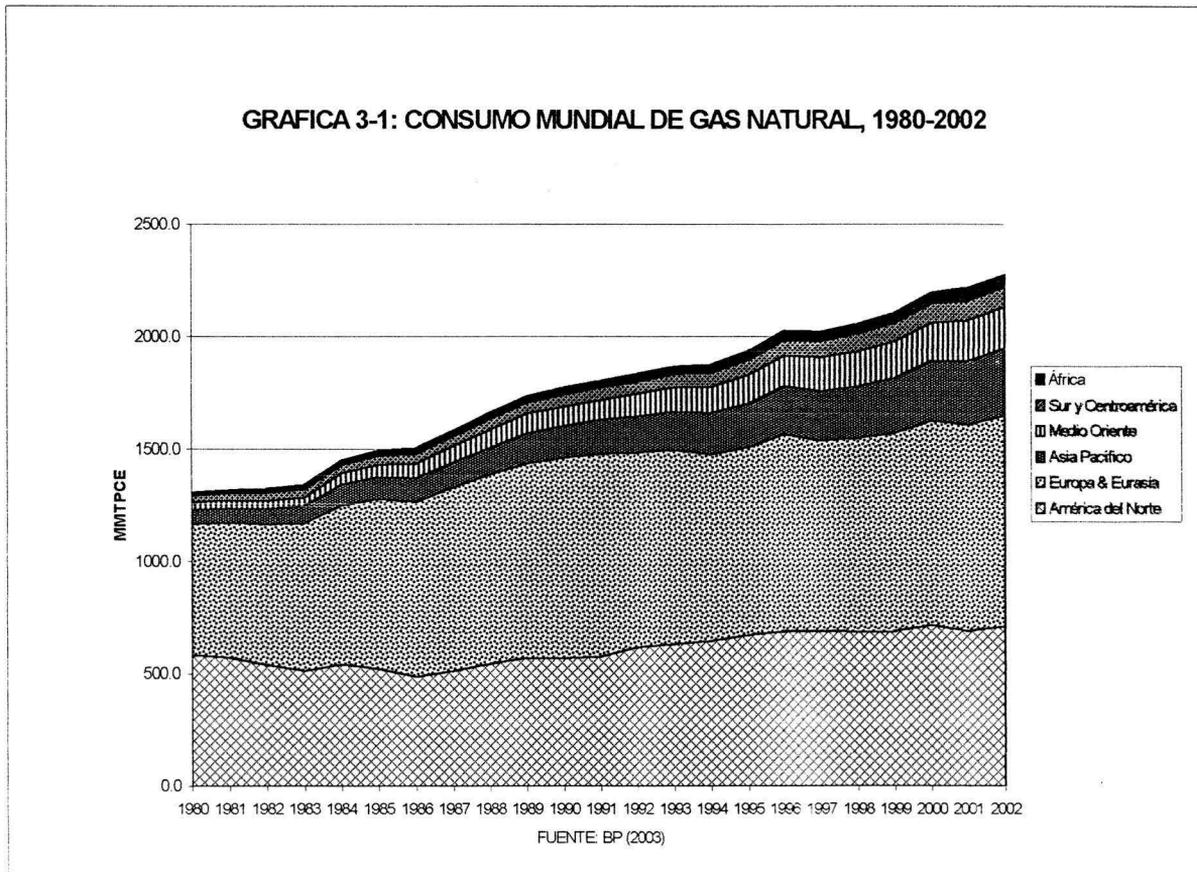
Aun cuando el crecimiento significativo de las reservas mundiales de gas natural implica una mayor disponibilidad de este combustible, debe considerarse que por razones técnicas los mercados de gas continúan altamente regionalizados, si bien los avances tecnológicos recientes, tendientes a hacer más económica la producción de gas natural licuado, permiten vislumbrar un esquema de comercialización más flexible de este energético en los próximos años.

3.1.2 Demanda mundial de gas natural

Entre 1980 y 2002 los requerimientos mundiales de gas natural se incrementaron en casi 40% al pasar de 1638.1 a 2278.6 millones de toneladas de petróleo crudo equivalente. Este incremento provino de los mayores requerimientos de este combustible observados en todas las regiones del mundo, aunque con diferentes tasas de crecimiento. Cabe señalar que la región con la mayor participación en el consumo mundial de este energético fue Europa y Eurasia, cuya demanda constituyó el 41.2% del consumo total mundial, seguida por América del Norte, que participó con 31.2%. Las tendencias generales en el consumo mundial de gas natural por región se muestran en la Gráfica 3-1.

Desde mediados de la década de los ochenta, y hasta el año 2000 la demanda de gas natural en América del Norte aumentó de manera continua debido a los mayores requerimientos

observados en Estados Unidos y en Canadá, tendencia que coincidió con la desregulación de los precios del gas a boca de pozo y con la reestructuración del sistema de transporte de este energético. Sin embargo, esta tendencia regional se revirtió a partir de 2001, al registrarse un menor consumo tanto en Estados Unidos como en Canadá, como resultado de la recesión económica y del abrupto incremento de los precios del gas; así, el único país de la región que ha registrado un crecimiento continuo de su consumo de gas es México, cuyos requerimientos solamente en el año 2002 fueron 8% superiores a los del año anterior (BP, 2003) y cuya tendencia a lo largo de la última década se ha caracterizado por un crecimiento promedio anual de 3.8% (BP, 2003)



Para el año 2025 se espera que el gas natural sea la fuente de energía primaria con el mayor dinamismo en su consumo (DOE/EIA, 2003). Actualmente un gran número de factores se conjuntan para impulsar la demanda mundial de gas natural; entre las más importantes se menciona el precio, aspectos ambientales, políticas de diversificación y/o seguridad energética, desregulación de los mercados (de gas y electricidad) y crecimiento económico mundial. De esta forma, se espera que el consumo del gas natural se duplique entre 2001 y 2025, pasando de 90 MMMPC a 176 MMMPC. Asimismo, se espera que los mayores incrementos de la demanda ocurran en los países en desarrollo, con un nivel de consumo que en el año 2025 representará 2.5 veces el volumen registrado en 2001.

Los países industrializados también mostrarán una demanda dinámica de gas natural, con un crecimiento anual de 2.2 %. De este grupo de países, la región de América del Norte será la que registre el crecimiento más rápido. En Estados Unidos se espera una tasa anual de 1.8%, principalmente por el impulso proveniente de la generación eléctrica. México, por su parte mostrará un crecimiento significativo, de 6.1% anual durante el período de proyección, debido a los requerimientos de gas para generación eléctrica y para procesos industriales, así como por la mayor penetración de este combustible dentro de los sectores doméstico y comercial.

3.1.3 Integración y reestructuración de los mercados de gas natural en América del Norte

La reestructuración de los mercados de gas natural de América del Norte: en la década de los noventa ha sido un proceso complejo y con características regionales específicas, que se describen a continuación (Macías, 2000):

- Un consumo regional de gas en constante crecimiento desde 1986.
- Diversificación de las fuentes de abastecimiento de gas de Estados Unidos, con un importante incremento de las importaciones provenientes de Canadá desde 1986 y la importación de pequeños volúmenes procedentes de México y Argelia.
- La culminación de los procesos de desregulación de los precios del gas en Estados Unidos y Canadá
- Apertura del sistema de transmisión por gasoducto, posibilitando un acceso directo del consumidor al productor, eliminando intermediarios.
- Modificaciones en la estructura de los contratos, con una tendencia favorable a los contratos a corto plazo, con precios basados en las condiciones de mercado (principalmente con mercados spot o a futuro).
- Mayor integración y fortalecimiento de la red de distribución de gas natural, a nivel nacional y regional.
- El surgimiento de centros especializados de comercialización del gas natural en Estados Unidos, favoreciendo una mayor competencia, mejorando la eficiencia del sistema de gasoductos y permitiendo un acceso más seguro a los consumidores a la oferta del gas.

3.1.4 La reforma de la industria del gas en México

Hasta 1995, la industria del gas natural en México era operada únicamente por el estado en lo referente a la exploración, extracción, procesamiento y transporte. La inversión privada se restringía únicamente a la distribución.

Las reformas a la industria mexicana del gas natural realizadas a partir de 1995 tiene como objetivo asegurar la eficiencia y la competitividad de actividades monopólicas a través de regulaciones; liberar las actividades competitivas como la comercialización y la importación; regular a PEMEX y a los operadores privados sin distinción alguna; propiciar la expansión del sector eliminando rezagos; fortalecer a la industria y al sector eléctrico y contribuir a la competitividad global (CRE, 2004).

Mediante este proceso, el capital privado ha tenido acceso al transporte, distribución y almacenamiento del gas natural. Asimismo, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) le da atribuciones a este organismo para regular a los participantes del mercado. Así, el papel que desempeña la CRE es el de promover el desarrollo eficiente de las actividades sujetas a regulación, salvaguardando la prestación de los servicios, fomentando una sana competencia y protegiendo los intereses de los usuarios, propiciando una adecuada cobertura nacional y atendiendo la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de servicios.

El Reglamento de gas natural establece lineamientos generales de regulación que separan los servicios, limitan la integración vertical, eliminan los subsidios y otorgan un acceso abierto al mercado, entre otras cosas. También se crearon directivas que establecen lineamientos específicos de regulación en precios, tarifas, contabilidad, zonas geográficas, ventas de primera mano, etc.

Sin embargo, aun existen limitaciones del mercado como son el rezago en el suministro; insuficiencias en la infraestructura de gasoductos, estaciones de compresión y en plantas de proceso de gas; falta de competencia en la comercialización, limitaciones a la libre importación; acceso abierto, ya que PEMEX es el principal usuario; falta de un mercado secundario y de sistemas de almacenamiento. Las estrategias para eliminar estos rezagos contemplan las siguientes cuatro acciones básicas:

- a) Desarrollar el programa estratégico de gas. Con esto se pretende eliminar los rezagos en el suministro de gas en un horizonte de 15 años, con una inversión de 12 mil millones de dólares, alcanzando una producción de gas de 3,583 MMPCD en el año 2010.
- b) Construir terminales de gas natural licuado. Para el año 2005 se tenía contemplado desarrollar cuatro terminales de gas natural licuado con la participación de compañías internacionales. Las terminales estarían ubicadas en Ensenada (BCN), con una capacidad de 500 MMPCD; Altamira, Tamaulipas, con una capacidad de 1,000 MMPCD; Manzanillo, Colima, con una capacidad de 500 MMPCD y en Lázaro Cárdenas, Michoacán, con una capacidad de 500 MMPCD. Sin embargo, los problemas surgidos a raíz de los conflictos sobre la soberanía de las islas Coronado en Baja California, que culminaron con el retiro de la empresa Chevron hacen muy improbable el cumplimiento de esta meta en los plazos fijados.
- c) Ampliar las interconexiones de gasoductos entre México y Estados Unidos, construyendo nuevas líneas e incrementando la capacidad de los gasoductos fronterizos mediante compresión. Actualmente México posee diez puntos de interconexión con capacidad total de 1,400 MMPCD, de los cuales tres son operados por capital privado y

dos interconexiones están en etapa de construcción: Tijuana por la empresa Sempra, y Agua Prieta, por la empresa El Paso, las que podrían incrementar la capacidad actual en 500 MMPCD.

- d) Desarrollar la explotación y producción de gas natural no asociado al crudo. PEMEX pretende incrementar su participación en la oferta energética de 28% a 50% en el año 2010, por lo que requiere desarrollar nuevos proyectos. Esto se realiza actualmente a través de los Contratos de Servicios Múltiples, las cuales han generado una gran controversia por su carácter pretendidamente anticonstitucional.

En materia de comercialización, el papel de PEMEX es el de mantener el monopolio de facto, mientras que la CRE regula las ventas de primera mano, evita las prácticas discriminatorias, transparenta los esquemas de pago, facturación, intereses, suspensión y reanudación de entregas, establece el precio del gas en las plantas de proceso y los cargos por los servicios de transporte y comercialización, aprueba las ventas de primera mano en condiciones especiales y aprueba los contratos de largo plazo a PIE.

En cuanto a la importación de gas natural, la CRE está realizando adecuaciones a la Directiva de Precios y Tarifas para incluir el costo del transporte del mercado de EU a la frontera para el gas natural importando y actualizar las constantes en la fórmula para reproducir las condiciones actuales del mercado de referencia, está fortaleciendo las interconexiones entre México y EWU y está permitiendo el acceso abierto y el by-pass al sistema nacional de gasoductos..

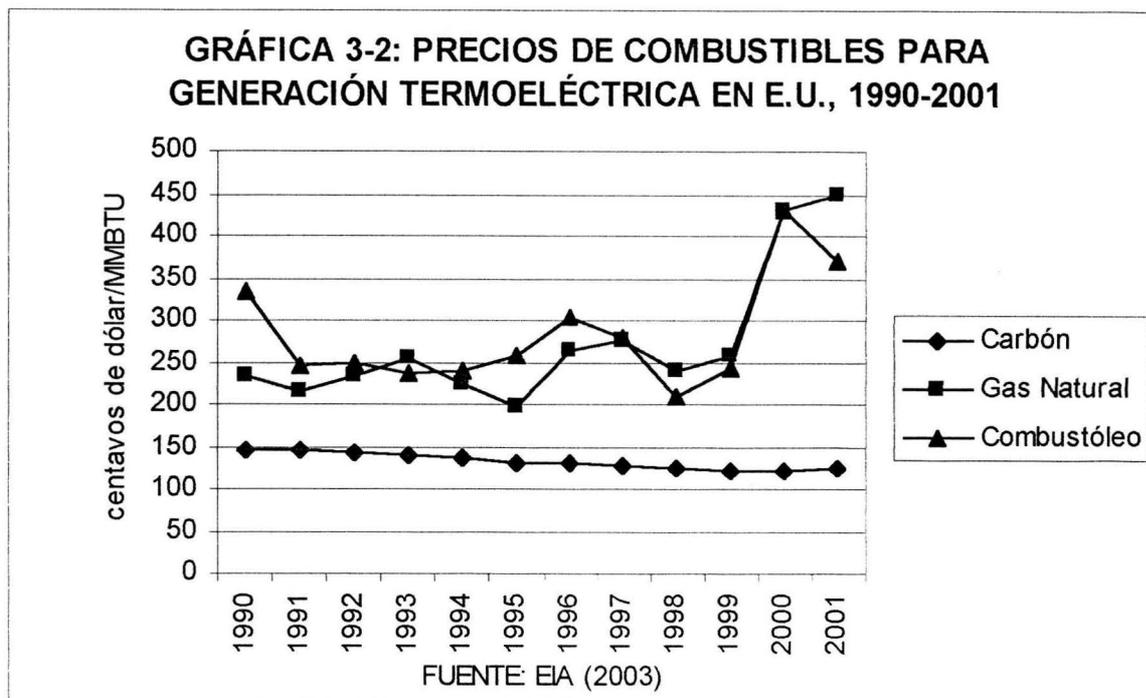
En cuanto al almacenamiento, existe la posibilidad de desarrollar sistemas de almacenamiento en domos salinos. Sin embargo, a pesar del interés, este tipo de proyectos no se ha concretado. Se espera que el almacenamiento y las terminales de GNL permitan el manejo de picos de demanda.

3.1.5 Precios del gas natural

La evolución de los precios del gas natural para generación de electricidad en Estados Unidos muestra en general un nivel competitivo respecto al combustóleo hasta 1997 (Gráfica 3-2).

No obstante, después de 1997 el precio del gas comenzó a ubicarse por arriba del correspondiente al combustóleo, siguiendo además una tendencia divergente a la de este combustible en 2001, reflejando así el explosivo aumento en los precios ocurrido durante ese período y rompiendo la tendencia identificada por OCDE (1995), referente a un cierto grado de vinculación del precio del gas natural con el de otros energéticos.¹

¹ Aun cuando la competencia es un factor importante en la determinación de los precios del gas, el precio de otros combustibles como el carbón en ciertas aplicaciones constituye un límite inferior al del gas, de la misma forma que el precio de algunos petrolíferos puede constituir un límite superior. (OCDE, 1995)

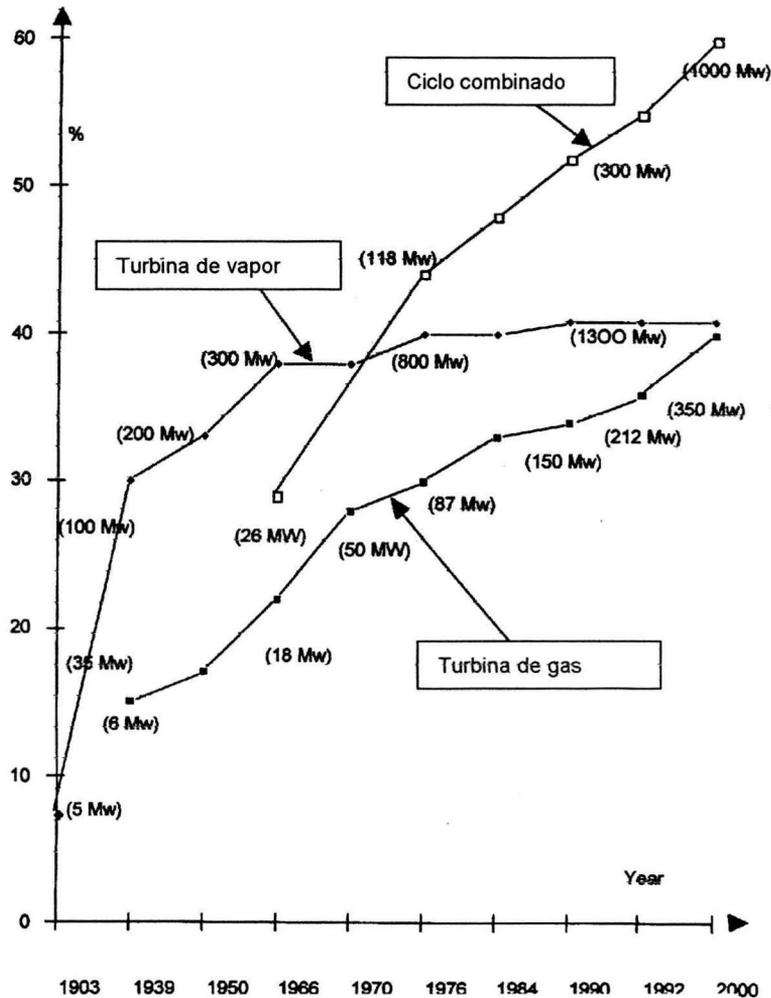


3.1.6 Factores tecnológicos y financieros que afectan al sector eléctrico

Un elemento determinante para la adopción generalizada del gas natural en el sector eléctrico es el surgimiento de las tecnologías de generación de ciclo combinado, las cuales son una combinación híbrida de turbinas de vapor y turbinas de gas (Islas, 1999). Los factores que permitieron este cambio tecnológico se centran en la adaptabilidad de estos sistemas, ya que consisten en pequeñas turbinas de tipo modular, así como en sus períodos de construcción y de retorno comparativamente menores a los de otras tecnologías, y a su alto grado de eficiencia, lo que, por una parte, reduce los costos de combustible por Kwh. generado y por otra parte, incide favorablemente en las emisiones de contaminantes como el SO_2 y gases de efecto invernadero por Kwh. generado.

La gráfica 3-3 muestra la tendencia histórica de las eficiencias y escalas de generación de la turbina de vapor, la de gas y el ciclo combinado. Como puede observarse, a partir de la segunda mitad del siglo XX la eficiencia correspondiente a la turbina de vapor muestra un estancamiento, mientras que la turbina de gas muestra eficiencias crecientes que casi igualan a la de la turbina de vapor en la última década del siglo XX. Sin embargo, el comportamiento más dramático se observa en las eficiencias correspondientes al ciclo combinado, en donde a una escala de 1000 MW se alcanzó un nivel de 60% a finales del siglo pasado (Islas, 1999).

GRÁFICA 3.3: EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS



FUENTE: Islas, 1999

Esta evolución tecnológica, ocurrida en un contexto de reestructuración de los mercados eléctricos a nivel mundial ha sido un factor favorable para la adopción del gas natural como combustible de generación. A este respecto, se exponen varios argumentos (OCDE, 1995)

- En un sistema desregulado, hay menos posibilidades por parte de los gobiernos de imponer opciones energéticas a la industria, por lo que se considera que la elección de combustibles tiende a ser más transparente para los participantes en el mercado y el público en general, con un menor costo social.
- Las tasas de descuento en un mercado desregulado tienden a ser significativamente mayores debido a que los inversionistas generalmente asumen un riesgo mayor que en un mercado regulado. Esta situación favorece las inversiones menos intensivas en capital, lo que resulta favorable para las tecnologías de ciclo combinado en comparación con otras como la de carbón o la nuclear.

- Los mercados abiertos atraen generadores independientes que buscan tasas de retorno que cubran adecuadamente los riesgos asumidos. Los inversionistas tenderán a minimizar sus costos hundidos en un ambiente de mayor riesgo inherente ingresando al mercado con una inversión inicial menor. Esta situación es favorecida por las características de la tecnología de ciclo combinado, que puede ser construida en pequeñas unidades incrementales, con un costo de inversión bajo.

3.1.7 Factores ambientales

Uno de los principales efectos de la quema de combustibles fósiles es la emisión de gases contaminantes, como el bióxido de azufre (SO₂), los óxidos de nitrógeno (NO_x); partículas; metales como el mercurio (Hg), el monóxido de carbono (CO) y gases de efecto invernadero como el bióxido de carbono (CO₂) el metano (CH₄); los clorofluorocarbonos (CFC) y el óxido nitroso (N₂O) (DOE, 1995). Sin embargo, el volumen de emisiones varía según el combustible que se utilice.

TABLA 3-2: FACTORES DE EMISIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Fuente	CO ₂ tonC/TJ	CO ton/TJ	NO _x ton/TJ	SO _x ton/TJ	HC ton/TJ	partículas ton/TJ
Diesel	20.130	0.625	1.250	0.672	0.147	0.440
Combustóleo	21.300	0.014	0.205	1.410	0.094	0.682
Gas natural	15.300	0.020	0.250	0.009	0.008	0.026
Carbón	25.690	0.010	0.074	0.542	0.005	0.167

FUENTE: Quintanilla (1997)

Analizando los datos de la tabla 3-2, se observa que el gas natural es el combustible que en general presenta los factores de emisiones más bajos, especialmente en lo que respecta al CO₂, SO_x y partículas. Esta particularidad, dada la creciente preocupación mundial sobre los efectos ambientales del sector energético, confiere al gas natural una situación ventajosa respecto a otros combustibles. Si a esto se agrega la mayor eficiencia resultante del avance de las tecnologías de quemado, las mayores facilidades para disponer de este combustible gracias al crecimiento de las reservas probadas y por la reestructuración de mercados, y si se supone un escenario de precios estable, esto explica la decisión de incorporar al gas natural como un componente esencial del balance energético de diversos países.

3.2 La generación termoeléctrica en México

Desde la creación de la Comisión Federal de Electricidad en 1937, uno de los objetivos principales fue satisfacer el crecimiento de la demanda mediante la construcción de plantas generadoras. Del mismo modo, la nacionalización de la industria eléctrica, ocurrida en 1960, tuvo lugar en función de la integración del Sistema Eléctrico Nacional, la extensión de la cobertura del suministro eléctrico y de la aceleración del proceso de industrialización del país (CFE, 2001).

La planeación y operación de los sistemas eléctricos en México ha sido históricamente responsabilidad exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLYFC) en el centro del país y la Ciudad de México. La publicación en 1994 de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica² y el reglamento correspondiente³ amplió las posibilidades de la participación privada en las actividades de generación eléctrica que no son de servicio público. (Macías, 2000).

En lo referente al consumo de combustibles para generación, durante la segunda mitad del siglo XX una gran parte de la capacidad de generación se basó en la generación térmica a base de combustóleo. Este combustible tenía un alto grado de disponibilidad dadas las características de los crudos nacionales y del parque de refinación existente. Lo anterior, aunado a su bajo costo respecto a otras fuentes energéticas, determinó su utilización masiva en la generación eléctrica a vapor para cubrir la demanda de base. Esta situación se vio favorecida además por el agotamiento progresivo del potencial hidroeléctrico económicamente explotable. De esta forma, entre 1970 y 1990 la participación del combustóleo en el total de combustibles para generación eléctrica pasó de 53.2% hasta 71.22% (Macías, 2000)

Las implicaciones ambientales de esta situación radicaban principalmente en que hasta 1990 el combustóleo disponible en el país para consumo del sector eléctrico era el denominado "combustóleo pesado", cuyo contenido de azufre era de 4%, por lo que existía un alto potencial de impactos negativos derivados de las emisiones de compuestos de azufre a la atmósfera.

Al iniciar la década de los noventa la valoración de los impactos ambientales de la generación de electricidad, especialmente de aquella basada en combustibles fósiles adquirió una importancia cada vez mayor, resultante de la integración de México al Tratado de Libre Comercio de América del Norte, así como por su incorporación a la OCDE y los compromisos derivados de estas iniciativas. De este modo, el papel desempeñado hasta entonces por el sector eléctrico, encaminado a una transición energética que redujera la dependencia de los

² Las reformas realizadas favorecen la mayor participación de los particulares en la generación de electricidad en actividades que no constituyen servicio público. Define los conceptos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y producción independiente.

³ Regula la prestación del servicio público de energía eléctrica y las actividades de la LSPEE que no son servicio público.

hidrocarburos,⁴ se modificó para lograr su conversión tecnológica hacia sistemas de ciclo combinado a gas natural, acción que entre otros propósitos se orientó al cumplimiento de las nuevas especificaciones ambientales. (Macías, 2000).⁵

3.2.1 La planeación de la generación termoeléctrica en zonas ambientalmente críticas en México, 2001-2012.

En el contexto del sector eléctrico nacional, la relevancia de las zonas críticas establecidas por la normatividad ambiental radica en que en 2001 6,778 MW de capacidad instalada de generación termoeléctrica se localizaron en ellas, equivaliendo al 22.9% del total de capacidad de generación termoeléctrica (Tabla 3-3) Cabe señalar que la capacidad de generación del SEN totalizó 38,519 MW en diciembre de 2001, correspondiendo 29,360 MW (76.2 %) a la generación termoeléctrica⁶ (SE, 2003a). Para el año 2012, se espera que la capacidad nacional de generación termoeléctrica aumente hasta 45,617 MW (incluidos proyectos no comprometidos de tipo libre), de los cuales 12,229 MW estarán concentrados en las zonas críticas. Esto implica un aumento de la proporción de la capacidad de generación termoeléctrica que se ubicará en estas zonas, ya que constituirá el 26.8% respecto al total.⁷

Como puede observarse en la tabla, 3-3, no existe capacidad de generación termoeléctrica en la ZM de Guadalajara ni en el municipio de Tijuana⁸, ni se proyecta construir capacidad adicional en estas áreas. La ubicación geográfica de las plantas de generación termoeléctrica existente en las zonas críticas, así como las correspondientes a la capacidad comprometida o programada se muestra en el apéndice A.

La tabla 3-4 muestra también que la mayor parte de la capacidad planeada para estas zonas utilizará gas como combustible, esperando cumplir con los lineamientos establecidos en la normatividad ambiental. Las excepciones a esta situación son las de las plantas existentes ubicadas en zonas portuarias cercanas a refinerías, como es el caso de Tula, Salamanca y Altamira, en donde se planea una sustitución parcial de combustóleo por gas natural.

⁴ El Programa de Energía (1980) diseñado por la SEPAFIN planteó por primera vez este objetivo, el cual mantuvo su importancia, aunque con diversos matices en los programas energéticos formulados hasta 1988. En estas políticas se identificó al sector eléctrico como el vector fundamental de cambio, al diseñarse estrategias encaminadas hacia una menor participación de los hidrocarburos en la generación eléctrica. (Macías, 2000)

⁵ Específicamente se alude a la NOM-085-ECOL-1994,

⁶ Incluye plantas a vapor, ciclo combinado, turbogás, combustión interna y dual.

⁷ Para fines ilustrativos sobre la evolución de la capacidad termoeléctrica instalada en la ZM de Monterrey, se incluyen en el cálculo los proyectos de autogeneración de Vitro y PEGI.

⁸ En el municipio de Rosarito, existe la planta de generación "Presidente Juárez". Si bien Rosarito y Tijuana formaron parte del mismo municipio anteriormente, y son municipios aledaños, no se incluyó a Rosarito dentro de la zona crítica.

Tabla 3-3: CAPACIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN ZONAS CRÍTICAS, 2001-2012 ^{1/}

	Municipio	Estado	Tipo	Combustible	Capacidad (MW)	
					2001	2012
ZMVM						
Valle de México	Acolman	México	Vapor	G	838	750
Valle de México (repotenciación)	Acolman	México	Vapor	G	-	257
Jorge Luque	Tultitlán	México	CC	G	362	362
Central 4/		México				550
Subtotal					1200	1919
ZM Monterrey						
Monterrey	SN Garza	Nuevo León	Vapor	C	465	-
Monterrey II	SN Garza	Nuevo León	CC	G	450	500
Monterrey III		Nuevo León	CC	G	-	505
Iberdrola Energía Monterrey (PEGI-autoab.) 2/	Monterrey	Nuevo León	CC	G	250	619
Vitro (autoasbastecimiento) 2/	Monterrey	Nuevo León	CC	G	-	284
Subtotal					1165	1908
ZM Guadalajara						
Coatzacoalcos-Minatitlán						
Coatzacoalcos 3/	Coatzacoalcos	Veracruz	libre	CC	-	550
Coatzacoalcos II 3/	Coatzacoalcos	Veracruz	libre	CC	-	550
Subtotal					-	1100
Irapuato-Celaya-Salamanca						
Salamanca	Salamanca	Guanajuato	Vapor	C y G	866	866
Subtotal					866	866
Tula-Vito-Apasco						
Francisco Pérez Ríos	Tula	Hidalgo	Vapor/CC	C y G	1882	1882
Subtotal					1882	1882
Tampico-Madero-Altamira						
Altamira 150-300	Altamira	Tamaulipas	Vapor	C	800	800
Altamira II	Altamira	Tamaulipas	CC	G	-	525
Altamira III y IV	Altamira	Tamaulipas	CC	G	-	1064
Altamira V	Altamira	Tamaulipas	CC	G	-	1057
Subtotal					800	3446
Tijuana						
Cd Juárez						
Benito Juárez (Samalayuca)	Cd Juárez	Chihuahua	Vapor	C	316	316
Samalayuca II	Cd Juárez	Chihuahua	CC	G	522	522
Samalayuca III	Cd Juárez	Chihuahua	CC	G	-	268
Subtotal					838	1106
Total zonas críticas					6751	12227
Total nacional (termoeléctrica) 4/					29360	45617
Zonas críticas / nacional					22.9%	26.8%

1/ Incluye plantas de generación a vapor, ciclo combinado (CC), turbogás (TG), combustión interna y dual,

2/ No forman parte del SEN, se incluyen para mostrar el crecimiento de la capacidad de generación en la ZM de Monterrey

3/ No forman parte de la capacidad comprometida de generación. Se contempla la posibilidad de sustituir parcialmente el ciclo combinado con carboeléctrica.

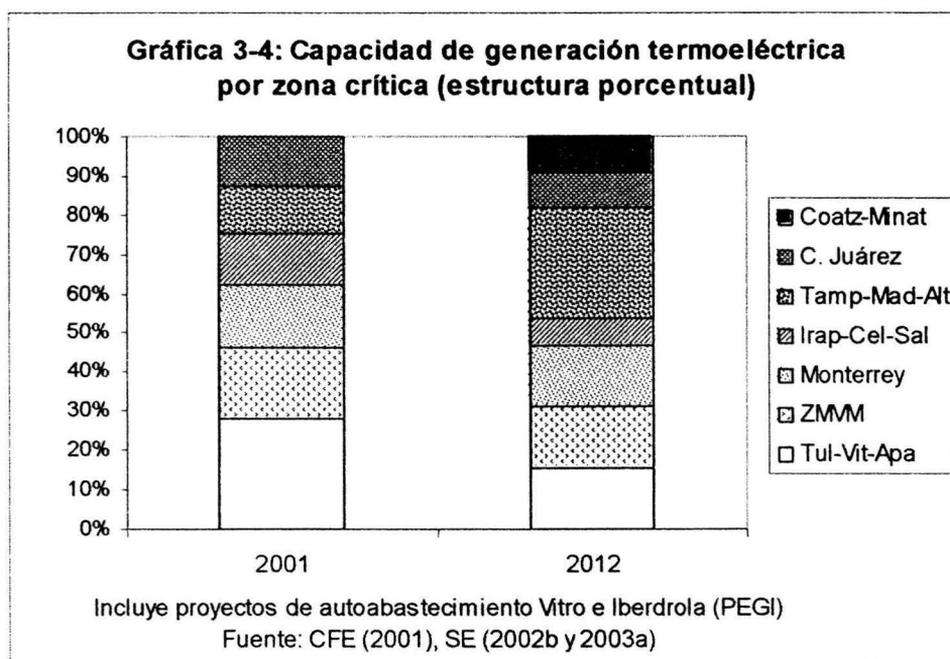
4/ Incluye 10850 MW de capacidad libre no comprometida

FUENTE: CFE (2000)

SE, (2000a y 2003a)

Específicamente en el caso de la planta Francisco Pérez Ríos, en Tula se espera realizar una sustitución al menos del 50% de la capacidad de generación a combustóleo por capacidad de generación a gas natural; para esto se requiere contar con combustóleo de 2% de azufre y que el precio de este producto sea competitivo con el del gas natural. (SENER-a, 2000)

En lo que respecta a la concentración de la capacidad instalada en cada una de las zonas críticas, la gráfica 3-4 muestra que esta variable tendrá cambios sustanciales durante el lapso de proyección, así, el corredor Tula-Vito-Apasco dejará de concentrar el mayor volumen de capacidad instalada dentro de las zonas críticas al pasar de una participación de 28.2% a 15.4%; no obstante que en términos absolutos la capacidad de generación instalada en esta área no se modificará. El corredor industrial Irapuato-Celaya-Salamanca mostrará un comportamiento similar al pasar de 13.0% a 7.1% sin modificar la magnitud absoluta de su capacidad instalada.



Asimismo, existen zonas en donde el aumento de la capacidad instalada no implicará una mayor participación respecto a las demás áreas en 2012; tal es el caso de la ZMVM, que reducirá su participación de 18.0% a 15.7%; el municipio de Ciudad Juárez, que pasará de 12.5% a 9.0% y la ZM de Monterrey, incluyendo los proyectos de autoabastecimiento de Vitro e Iberdrola (PEGI), cuya proporción en el total cambiará de 16.4% a 15.6% en el período.

De esta forma, los cambios en la concentración de la capacidad de generación en cada una de las zonas críticas estarán determinados fundamentalmente por las significativas adiciones que se darán en el corredor Tampico-Madero-Altamira, cuya participación crecerá de 12.0% a 28.2%, convirtiéndose en la zona con mayor concentración de capacidad instalada de generación. Por su parte, se espera que la zona de Coatzacoalcos-Minatitlán cuente al final del período, con 1100 MW de capacidad de generación, que representarán el 9.0% respecto al total de las zonas consideradas.

3.3.2 Tecnologías y combustibles para generación de electricidad, factores de incertidumbre

Uno de los principios aplicados en la planeación del sector eléctrico es el de la combinación óptima de las tecnologías de generación, expresada como "...[aquella combinación] que permite satisfacer la demanda prevista a un costo mínimo de largo plazo, con el nivel de confiabilidad requerido y satisfaciendo, además, los lineamientos de la política energética nacional y la normatividad ambiental" (SENER-a, 2000). Con base en esto, la mejor opción tecnológica para generación identificada en un principio fue, como ya se mencionó, la de sistemas de ciclo combinado a gas natural.

Cabe señalar que desde el punto de vista de la seguridad energética, a mediados de la década de los noventa no se consideraba que el uso de gas natural en la generación eléctrica constituyera una fuente potencial de problemas dada la flexibilidad inherente a los sistemas eléctricos tanto en capacidad como en alternancia de combustibles. Sin embargo, a medida que la participación del gas en la generación aumenta se recomienda establecer un monitoreo cercano en los aspectos de seguridad energética (OCDE, 1995).

En el caso de México, la percepción inicial ha tendido a modificarse a lo largo del tiempo, debido, por una parte a factores de mercado como fluctuaciones significativas en los precios del gas natural, y por otra, a la posibilidad de que los suministros de gas natural se vean limitados por algún factor imprevisto, situación que adquiere relevancia debido a que el único suministrador actualmente es Estados Unidos.⁹ Bajo estas posibilidades se consideran las siguientes acciones: (SENER-a, 2000)

- Continuar el análisis de escenarios diversificados de expansión del sector eléctrico, considerando la posibilidad de integrar carboeléctricas, hidroeléctricas, geotermoeléctricas y nucleares, aun cuando esta última opción se considera la menos factible por sus altos costos de inversión y por los problemas asociados con la disposición de desechos.
- Disminuir la capacidad requerida de proyectos de ciclo combinado y aumentar la capacidad de centrales carboeléctricas duales, con la posibilidad de utilizar combustóleo como combustible alternativo. De acuerdo con la información disponible, una opción en este sentido es la central de Altamira, en Tamaulipas y también se contempla esta posibilidad en el desarrollo del proyecto no comprometido de Coatzacoalcos. La opción del carbón adquiere relevancia dada la madurez tecnológica de las plantas carboeléctricas a nivel mundial, la abundancia de reservas de carbón y la estabilidad de los precios de este combustible. Sin embargo, una desventaja es la falta de yacimientos competitivos en México, lo que obligaría a recurrir a importaciones, así como el mayor costo de inversión

⁹ A este respecto recientemente se ha gestado una discusión sobre el carácter estratégico y de seguridad nacional que implican los flujos de producción y consumo de energía en México. Específicamente, los ataques terroristas a Estados Unidos han reforzado la opinión de que el gas natural es ya un asunto de seguridad nacional, dada la situación de México como importador neto y el hecho de que los suministros externos provienen en su totalidad de Estados Unidos. (Gershenson, 2001)

respecto al ciclo combinado, la elevada inversión en infraestructura de manejo del combustible, así como en tecnologías de control ambiental.

- Se contempla la posibilidad de aprovechar el coque de refinerías que cuenten con coquizadoras, utilizando la tecnología de lecho fluidizado.
- Recurrir en mayor medida a la generación de hidroelectricidad.

Cabe señalar que cualquiera que sea la opción elegida en el caso de un cambio en el combustible o modalidad de generación principal, esto tendrá un impacto en los mecanismos de cumplimiento de la normatividad ambiental, ya sea por mayores o menores emisiones a la atmósfera.

3.3 Las industrias intensivas en energía en las zonas críticas

Dentro del sector industrial prevaleció por décadas la tendencia a utilizar combustóleo con alto contenido de azufre, debido a su alta disponibilidad y bajo costo monetario, el cual no incluía los efectos adversos por las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Esta situación sufrió un cambio drástico a principios de la década de los ochenta, cuando comenzaron a realizarse ajustes sucesivos en los precios de los combustibles y la electricidad, marcando así el final de un período de acceso irrestricto de los grandes consumidores industriales a combustibles baratos y altamente contaminantes. De acuerdo con la información disponible¹⁰, los establecimientos industriales con un consumo intensivo de energía instalados en zonas críticas totalizaron 47, excluyendo la industria del vidrio.¹¹ Estas industrias pertenecen a las ramas de la química, el papel, cerveza y malta, acero y hule. (tabla 3-4)

Como puede observarse, la zona crítica con mayor número de establecimientos industriales y mayor diversidad de ramas de gran consumo energético es la ZMCM, al contar con establecimientos de las ramas de química, papel, cerveza y malta y hule; sin embargo su consumo total de energía es inferior al de la Zona Metropolitana de Monterrey y de Coahuila de Zaragoza-Minatitlán, lo que indica que el volumen de energía consumida por establecimiento es inferior en promedio al de las dos zonas mencionadas.

Por su parte, la Zona Metropolitana de Monterrey, excluyendo a la industria del vidrio, registró el mayor consumo de energía, al totalizar 57.748 MJ, de los cuales el 71.8% provino únicamente de la rama del acero.

La tercera zona en importancia en lo que respecta al consumo de energía es la de Coahuila de Zaragoza-Minatitlán, cuyas industrias químicas arrojaron un consumo total de 19.331 MJ, equivalentes al 15% del consumo total de hidrocarburos y combustibles sólidos de la rama química.

¹⁰ La información disponible sobre el consumo industrial de energía cubre desde 1995 hasta el año 2000. Sin embargo, la escasa cobertura de los últimos años de este periodo hizo necesario realizar estimaciones.

¹¹ Esta exclusión se debió a que se carecía de información suficiente para establecer un perfil de esta rama industrial en la zona y estimar su consumo de energía.

La zona de Tampico-Madero-Altamira cuenta con 6 establecimientos químicos cuyo consumo de combustibles sólidos e hidrocarburos en conjunto equivalió al 7.6 % del total nacional, mientras que la zona de Irapuato-Celaya-Salamanca fue la de menor consumo de todas las zonas, al registrar 6.142 MJ , requeridos en su totalidad por empresas químicas. Esta cifra equivalió al 4.8% del consumo total de hidrocarburos y combustibles sólidos en la rama.

Cabe señalar que no se identificaron industrias grandes consumidoras reguladas por la NOM-085 en las zonas de Tula-Vito-Asasco ni en Ciudad Juárez.

Tabla 3-4. CONSUMO DE ENERGÍA DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES CON 43,000 MJ O MÁS REGULADOS POR LA NOM-085 POR ZONA CRÍTICA Y RAMA INDUSTRIAL, 2000

Zona	Rama	No. establecimientos	Consumo de Energía (MJ)	% en consumo total por rama 1/
ZMCM	Química	4	1.574	1.2%
	Papel	8	5.009	16.8%
	Cerveza y malta	2	3.002	21.2%
	Hule	3	1.644	35.2%
	Total ZMCM	17	11.229	
ZM Monterrey	Acero	5	41.489	18.3%
	Química	4	14.749	11.4%
	Papel	2	1.509	5.1%
	Vidrio 2/	N.D.	N.D.	N.D.
	Total ZMM	11	57.748	
ZM Guadalajara 3/	Cerveza y Malta	1	N.D.	N.D.
ZC Coatzacoalcos Minatitlán	Química	8	19.331	15.0%
ZC Irapuato-Celaya-Salamanca	Química	4	6.142	4.8%
ZC Tampico-Madero-Altamira	Química	6	9.787	7.6%
TOTAL		47	173.215	

N.D.: No disponible

1/ Incluye sólo el consumo de hidrocarburos y combustibles sólidos.

2/ Debido a que no fue posible obtener información sobre la industria del vidrio en esta zona, se omitió del cálculo

3/ La ZM de Guadalajara cuenta con un establecimiento con consumo mayor a 43,000, sin embargo, este dato se omitió por razones de confidencialidad.

FUENTE: SENER (1995-2000)

SENER, (2000),

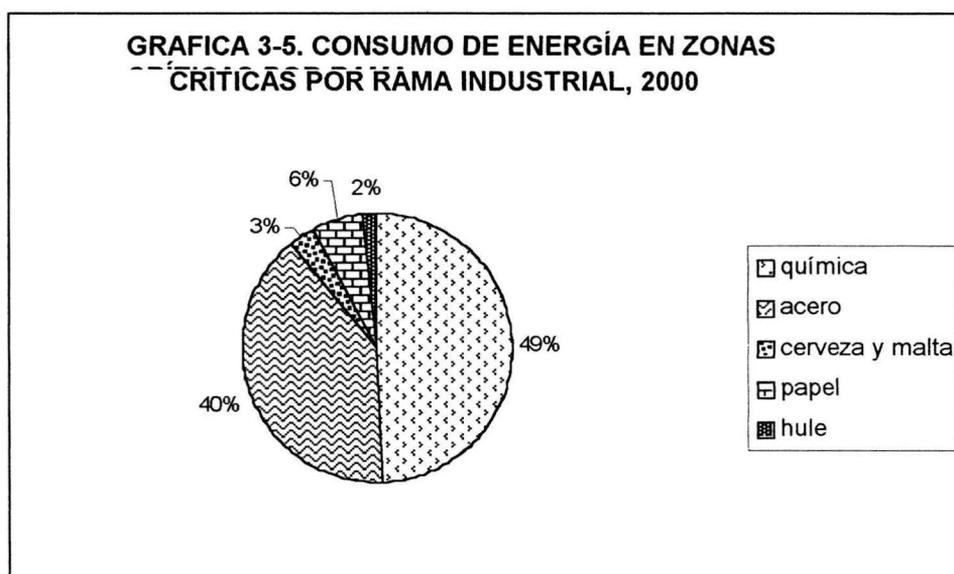
En lo referente a la rama cementera, aun cuando es una consumidora intensiva de energía y una gran parte de las plantas existentes se ubican en las zonas críticas analizadas (ZMCM, Tula-Vito-Asasco, Monterrey y Ciudad Juárez), esta rama no se incluyó en presente análisis debido a que no está regulada por la NOM-085-ECOL-1994¹². Su desempeño ambiental se rigió hasta 2002 por la NOM 040 ECOL 1987 y en ese año entró en vigor la NOM 040 ECOL 2002

¹² Esta información fue confirmada por Alberto Robles Cázares, de la Cámara Nacional del Cemento en un comunicado emitido por correo electrónico el 24 de febrero de 2003.

(SEMARNAT, 2002-a), que regula además las emisiones provenientes de la quema de combustibles alternos en hornos de cemento.

3.3.1 Consumo de energía por rama industrial

En lo referente al consumo de energía por rama en las zonas críticas identificadas, la gráfica 3-5 muestra que la rama química consumió el 49% de la energía requerida en 2000, seguida por la rama del acero, con 40%. Sin embargo, cabe señalar que el número de establecimientos grandes consumidores pertenecientes a la rama química es de 26, contra 5 de la rama del acero, por lo que el consumo promedio por establecimiento es significativamente mayor en esa última rama. El 11% restante lo conforman los requerimientos de energía de las ramas papelera, cerveza y malta¹³, cuyo número de establecimientos en el total de las zonas críticas totaliza 10, 2 y 3 respectivamente.



FUENTE: Tabla 3-4

3.3.1 Análisis del desempeño ambiental industrial en México por tipo de empresa.

Si bien no se dispone de información que permita evaluar el desempeño ambiental de las empresas grandes consumidoras en las zonas críticas, un análisis de Dasgupta (1999) proporciona algunos indicios al respecto. De acuerdo con esta fuente, una evaluación hecha a las empresas mexicanas confirmó que la variación esperada en el patrón de cumplimiento con la normatividad ambiental ocurre según el tamaño, propiedad y sector de producción. La

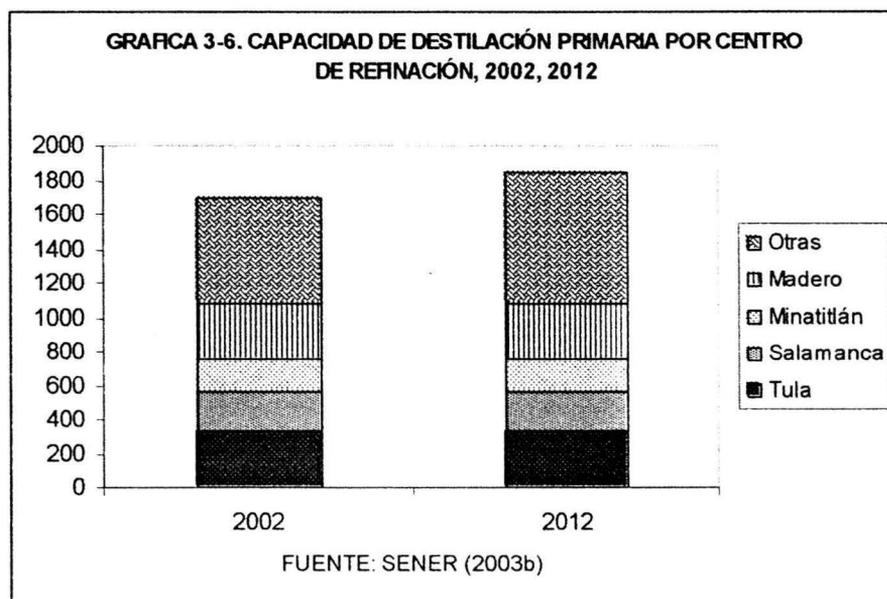
¹³ Exceptuando la planta de Guadalajara

proporción de empresas que no cumplieron mostró una variación de 40%-60% en varias submuestras. Al clasificarlas por tamaño, 54% de las pequeñas empresas que respondieron (16-100 empleados) no cumplían con las regulaciones ambientales, contra 41% de grandes empresas (más de 250 empleados). Desde el punto de vista de la propiedad, la proporción de no cumplimiento fue de 60% en empresas de propiedad individual o familiar, contra 40% en las empresas manejadas por acciones. También se encontraron variaciones en diferentes sectores de la producción, 52% de plantas alimentarias, 42% de químicos, 45% de minerales no metálicos y 59% de industrias metálicas no cumplían con las regulaciones ambientales.

3.4 Plantas refinadoras

El sistema de refinación nacional cuenta con seis plantas de destilación primaria, cuatro de las cuales están ubicadas en las zonas críticas de Ciudad Madero (refinería de Madero), Coatzacoalcos-Minatitlán (Refinería de Minatitlán), Tula-Vito-Asasco (Refinería de Tula) e Irapuato-Celaya-Salamanca (Refinería de Salamanca). (Apéndice A)

Actualmente, las refinerías instaladas en zonas críticas conforman el 64% de la capacidad total de destilación primaria. Sin embargo, no se tienen planeados incrementos en la capacidad en estos centros de trabajo, por lo que las ampliaciones programadas corresponden a la probable construcción de una nueva refinería en 2012. De este modo, la participación de las cuatro plantas mencionadas en la capacidad total se reducirá a 58% en 2012 (gráfica 3-6).



En lo referente a la producción de los principales petrolíferos, la tabla 3-5 muestra que la mayor parte de estos productos son producidos en las zonas críticas, correspondiendo los mayores volúmenes a la refinería de Tula.

Tabla 3-5

**PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES PETROLÍFEROS POR REFINERÍA, 2002
(MBD)**

	Madero	Minatitlán	Salamanca	Tula	Total	% en SNR
Gasolinas	22.3	55.1	60.5	94.8	232.7	58.4%
Diesel	18.7	37.3	41.1	51.3	148.4	55.6%
Turbosina	0.5	3.1	11.1	21.1	35.8	63.0%
Combustóleo	39.6	79.7	48.2	90.8	258.3	57.4%
Total	81.1	175.2	160.8	258.0	675.1	57.6%

FUENTE: SENER (2003b)

Cabe señalar que el combustóleo es el energético utilizado mayoritariamente en el sector de refinación y el gas natural se utiliza de manera marginal, lo que convierte a estas plantas en emisoras de grandes cantidades de SO₂.

3.5 Estimación del consumo de energía por zona crítica, 1995-2000¹⁴

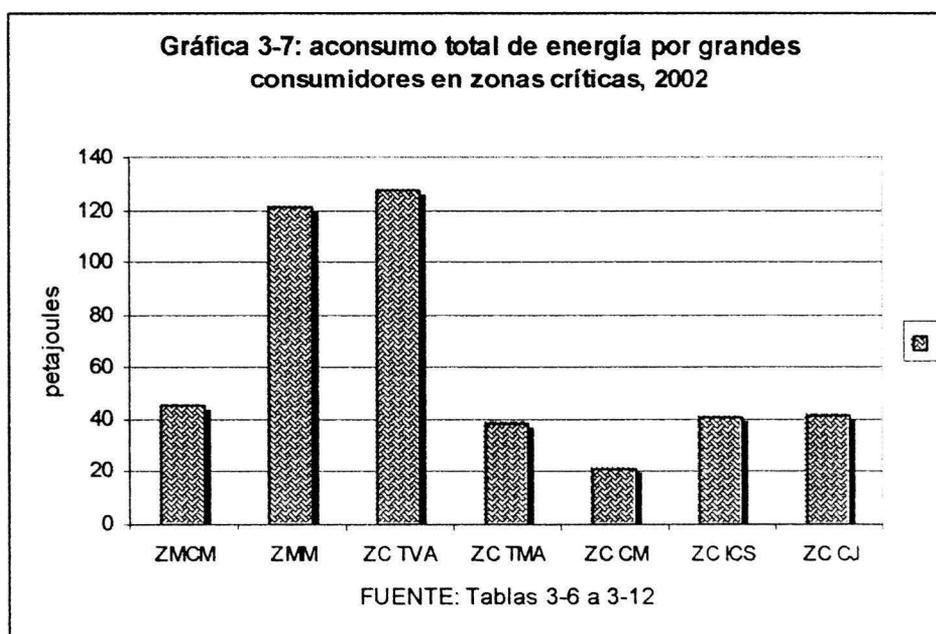
La estimación del consumo de energía por zona crítica se realizó recurriendo a información de la Secretaría de Energía, la Comisión Federal de Electricidad y Petróleos Mexicanos. Cabe señalar que debido al carácter tan específico de la información requerida (fuentes fijas con capacidad de combustión mayor a 43,000 MJ/hora), se requirió particularizar cada uno de los sectores y subsectores involucrados. Para una descripción metodológica del tratamiento de los datos, consultar el apéndice B.

Debido a la orientación de este trabajo, únicamente se consideraron las zonas críticas en las que existen plantas generadoras de electricidad, o en donde se planea su construcción. De este modo, las zonas críticas consideradas son:

- Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM),
- Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM),
- Zona Crítica Tula-Vito-Apasco;
- Zona Crítica Tampico-Madero-Altamira;
- Zona Crítica Irapuato-Celaya-Salamanca;
- Zona Crítica Coatzacoalcos-Minatitlán y
- Zona crítica de Ciudad Juárez.

¹⁴ Las cifras presentadas sobre consumo de energía corresponden a las calculadas con los poderes caloríficos del BNE (SENER, 2000), mientras que las cifras correspondientes a emisiones son las calculadas con los poderes caloríficos y factores de emisión correspondientes a la NOM-085-ECOL-1994. Lo anterior, con el fin de facilitar las comparaciones de los consumos energéticos por zona crítica con los consumos totales del BNE, y en lo referente a las emisiones, para facilitar el análisis respecto a los límites regionales de emisión establecidos por la mencionada norma oficial.

El análisis comparativo del consumo de hidrocarburos y combustibles sólidos de las zonas críticas incluidas en este estudio muestra grandes diferencias, como se observa en la gráfica 3-7. De acuerdo con la información obtenida, las zonas críticas con mayores requerimientos energéticos para sus grandes consumidores en 2002 fueron Tula-Vito-Apasco y , Monterrey, seguidas por la zona metropolitana de la ciudad de México y las zonas críticas de Ciudad Juárez, Irapuato-Celaya-Salamanca y Tampico-Madero-Altamira. Cabe señalar que esta última zona registró consumos inusualmente bajos de combustibles en el sector refinación en 2002.



Además de los aspectos coyunturales, las diferencias tan acentuadas en los consumos de cada una de las zonas radican en la configuración de los grandes consumidores de energía que cada una tiene. Por esta razón, los siguientes apartados analizarán las particularidades de cada zona crítica.

3.5.1 Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM)

El consumo de energía de las plantas mayores de 43,000 MJ/H reguladas por la NOM-085-ECOL-1994 totalizó 45.3 petajoules en 2002. El consumo para generación de electricidad constituyó el 74% de esta cifra y el resto correspondió a la generación de electricidad. La tabla 3-6 muestra los consumos totales de ambos sectores en la ZMCM de 1999 a 2002. No obstante, en años anteriores la electricidad se mantuvo en alrededor del 80% del consumo de la zona.

Tabla 3-6. Consumo de hidrocarburos de la industria y la generación de electricidad en la ZMCM, 1995-2002

	Industria 1/		Electricidad 2/		Total ZMCM
	Petajoules	% en total industrial BNE	Petajoules	% en total CFE BNE	Petajoules
1995	12.784	1.5%	49.962	5.60%	62.746
1996	12.811	1.5%	46.125	5.01%	58.935
1997	11.942	1.4%	47.653	4.56%	59.595
1998	12.370	1.5%	55.602	4.76%	67.971
1999	11.927	1.6%	48.968	4.16%	60.896
2000	11.229	1.5%	58.787	4.48%	70.016
2001	11.417	1.6%	52.553	3.94%	63.969
2002	11.608	1.6%	33.649	2.53%	45.257

NOTA: incluye únicamente plantas con consumo mayor a 43,000 MJ/hora

1/ Incluye sólo petrolíferos y gas natural

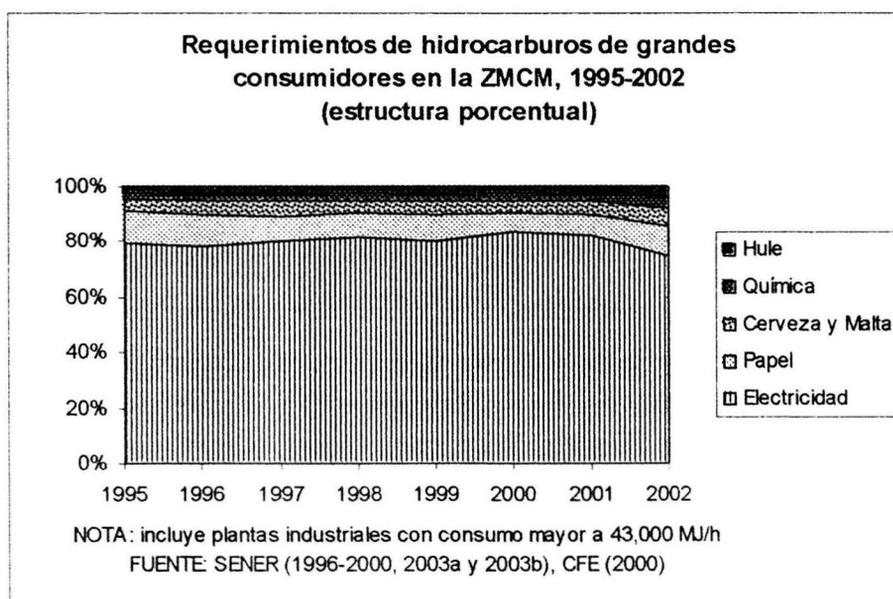
2/ Incluye diesel, combustóleo y gas natural

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003b y 2002), CFE (2000)

Como puede observarse, la participación de cada sector en el total nacional respectivo ha oscilado entre 1.4 y 1.6% en el caso de la industria, y entre 4 y 5 % entre 1995 y 2000 en lo referente a la generación de electricidad. En el caso de la industria, a excepción de algunas plantas pertenecientes a las subramas de cerveza y malta, ninguna otra de las empresas identificadas sobrepasa los 100000 MJ/hora de consumo energético.

Las participaciones porcentuales de cada rama industrial y de la generación de electricidad a lo largo del periodo analizado se muestran en la gráfica 3-8.

Gráfica 3-8



3.5.2 Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM)

El consumo de hidrocarburos de las plantas cuya capacidad instalada rebasa los 43,000 MJ y que son reguladas por la NOM-085-ECOL-1994, totalizó 80 petajoules en 2000. De esta cifra, el 72.2% correspondió al sector industrial y el 27.8% restante correspondió al consumo para generación de electricidad. La tabla 3-7 muestra los consumos totales de ambos sectores en la ZMM de 1999 a 2000. Cabe señalar que el alto consumo para generación de energía eléctrica observado en 1999 se atribuye a un consumo inusualmente alto de diesel en la central "Leona", en Monterrey. Por otra parte, esta zona es la única con un consumo registrado de coque en la rama acerera.

Tabla 3-7. Consumo de hidrocarburos de la industria y la generación de electricidad en la ZMM, 1995-2000

	Industria 1/		Electricidad 2/		Total ZMM
	Petajoules	% en total industrial	Petajoules	% en total CFE	Petajoules
1995	40.426	4.7%	18.621	2.09%	59.047
1996	37.746	4.4%	15.701	1.71%	53.447
1997	39.192	4.7%	15.856	1.52%	55.048
1998	43.747	5.2%	18.494	1.58%	62.241
1999	45.950	6.1%	19.817	1.68%	65.767
2000	57.427	7.7%	61.561	4.69%	118.988
2001	60.471	8.5%	58.752	4.40%	119.222
2002	63.690	8.6%	57.786	4.34%	121.476

NOTA: incluye únicamente plantas con consumo mayor a 43,000 MJ/hora

1/ Incluye sólo petrolíferos y gas natural

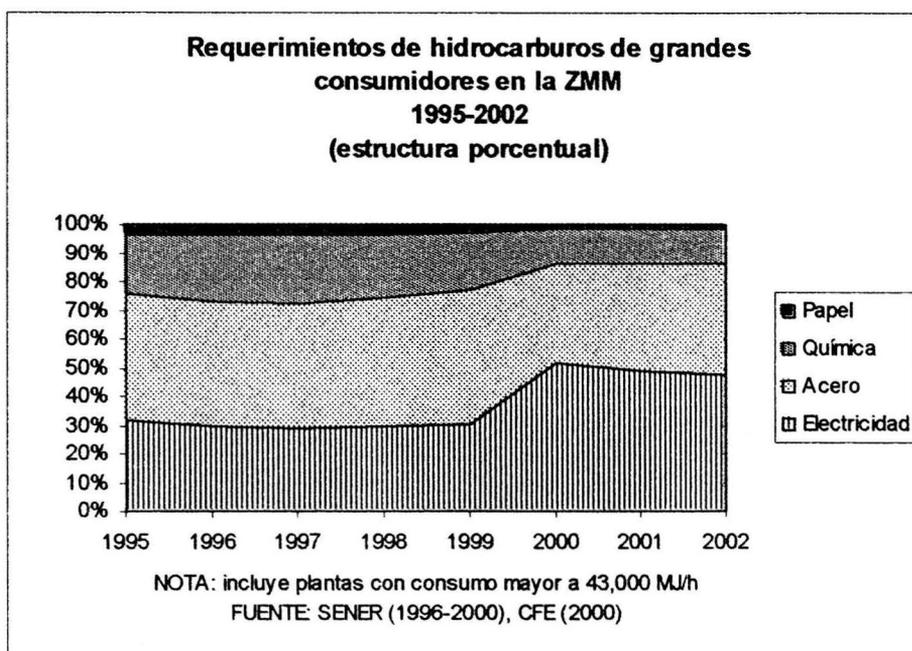
2/ Incluye diesel, combustóleo y gas natural. Incluye a PEGI

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003b y 2002), CFE (2000)

En lo referente a la participación de la industria de la ZMM en el consumo total industrial de hidrocarburos, se observa una tendencia ascendente, al pasar de 4.7% en 1995 a 8 % en 2000. Esta tendencia se atribuye al comportamiento de la rama del acero, así como de la industria química¹⁵. Por su parte, la participación del consumo para la generación de electricidad de la ZMM respecto al total nacional ha tendido a ser de alrededor del 2% entre 1995 y 1999, mientras que en los últimos tres años del periodo los requerimientos de electricidad aumentaron. La producción de acero es la rama industrial que mostró la mayor participación en el consumo de hidrocarburos de la zona, con una cifra cercana al 50% a lo largo del período, como lo muestra la a la gráfica 3-9.

¹⁵ Cabe señalar, sin embargo que esta cifra está subestimada debido a que no fue posible calcular el consumo energético de la rama del vidrio por falta de información disponible.

Gráfica 3-9



3.5.3 Zona Crítica Tula-Vito-Apasco (ZCTVA)

La caracterización energética de esta zona es aparentemente menos compleja que en el caso de las zonas anteriores debido a que sólo incluye a la refinería de Tula, y a la planta generadora de electricidad de esa misma localidad. Sin embargo, la presencia de un gran número de plantas cementeras en la zona introduce una mayor complejidad, debido a su consumo intensivo de hidrocarburos, y combustibles alternos (llantas, aceites gastados, etc), cuya caracterización rebasa los alcances de este trabajo, ya que las emisiones de esta rama industrial no están reguladas por la NOM-085-ECOL-1994, lo que de entrada puede introducir un sesgo en el diseño de un posible mercado de emisiones de SO_2 .

El consumo de hidrocarburos destinado a la refinación de petróleo y a la generación de electricidad en esta zona totalizó 127 petajoules. De la cifra obtenida en el año 2002, el 85 % correspondió a los requerimientos para generación eléctrica y el 15% restante correspondió al consumo para refinación de petróleo. La tabla 3-8 muestra los consumos totales de ambos sectores en la zona crítica Tula-Vito-Apasco 1995 a 2002.

Tabla 3-8. Consumo de hidrocarburos para refinación y generación de electricidad en la ZC Tula-Vito-Apasco, 1995-2002

	Refinación 1/		Electricidad 2/		Total ZC TVA
	Petajoules	% en total autoconsumo	Petajoules	% en total CFE	Petajoules
1995	12.835	2.4%	109.416	12.26%	122.251
1996	14.692	2.2%	109.917	11.95%	124.609
1997	13.442	1.8%	106.337	10.18%	119.779
1998	14.206	1.7%	111.305	9.52%	125.511
1999	14.328	1.9%	94.286	8.00%	108.614
2000	13.701	1.7%	101.518	7.73%	115.219
2001	13.294	1.8%	110.832	8.31%	124.127
2002	19.149	2.5%	107.881	8.10%	127.029

NOTA: incluye únicamente plantas con consumo mayor a 43,000 MJ/hora

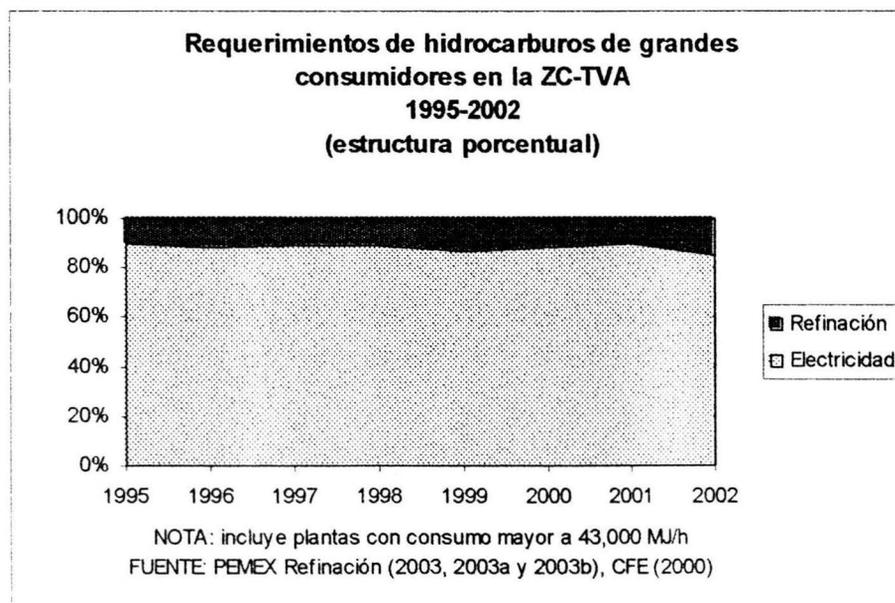
1/ Incluye combustóleo y gas natural

2/ Incluye diesel, combustóleo y gas natural

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003b y 2002), CFE (2000)

En lo referente a la participación de la refinación de petróleo en el autoconsumo del sector energético, aun cuando se observó una tendencia decreciente hasta el año 2001, ésta se revirtió en 2002. Por su parte, los requerimientos de hidrocarburos para la generación de electricidad en la zona pasaron de de 12.6% del total de CFE en 1995 a 8.1% en 2002. La participación de ambas ramas en el consumo de hidrocarburos de la zona se ilustra en la gráfica 3-10.

Gráfica 3-10



3.5.4 Zona Crítica Tampico-Madero-Altamira. (ZCTMA)

El perfil de la actividad industrial de esta zona se refleja en las empresas y plantas existentes, las cuales corresponden a la industria química, la refinación de petróleo y la generación de electricidad. Las industrias químicas establecidas en esta región producen una gran variedad de productos, como hulequímicos, plastificantes, resinas y petroquímicos intermedios. El consumo de hidrocarburos generado por las tres ramas totalizó 38.6 petajoules., nivel muy inferior al alcanzado en años anteriores como lo muestran los datos de la tabla 3-9. Cabe señalar que esta drástica reducción en el consumo tiene su origen, por una parte, en un menor consumo por parte de la industria refinadora, y por otra parte, en los menores requerimientos de energía para generación eléctrica, los cuales se atribuyen gran parte a la sustitución de combustóleo por gas natural.

Tabla 3-9. Consumo de hidrocarburos para refinación y generación de electricidad en la ZC Tampico-Madero-Altamira, 1995-2002

	Refinación 1/		Industria Química 2/		Electricidad 2/		Total ZC TVA
	Petajoules	% en total autoconsumo	Petajoules	% en consumo industrial	Petajoules	% en total CFE	Petajoules
1995	23.209	4.26%	12.956	1.5%	36.584	4.10%	72.749
1996	20.019	2.98%	12.024	1.4%	41.181	4.48%	73.223
1997	20.647	2.83%	12.600	1.5%	52.507	5.03%	85.754
1998	20.411	2.42%	9.149	1.1%	51.165	4.38%	80.725
1999	21.208	2.80%	8.673	1.2%	49.318	4.19%	79.199
2000	19.363	2.38%	8.914	1.2%	48.819	3.72%	77.096
2001	14.810	2.05%	6.965	1.0%	57.591	4.32%	79.365
2002	6.299	0.83%	8.287	1.1%	24.011	1.80%	38.597

NOTA: incluye únicamente plantas con consumo mayor a 43,000 MJ/hora

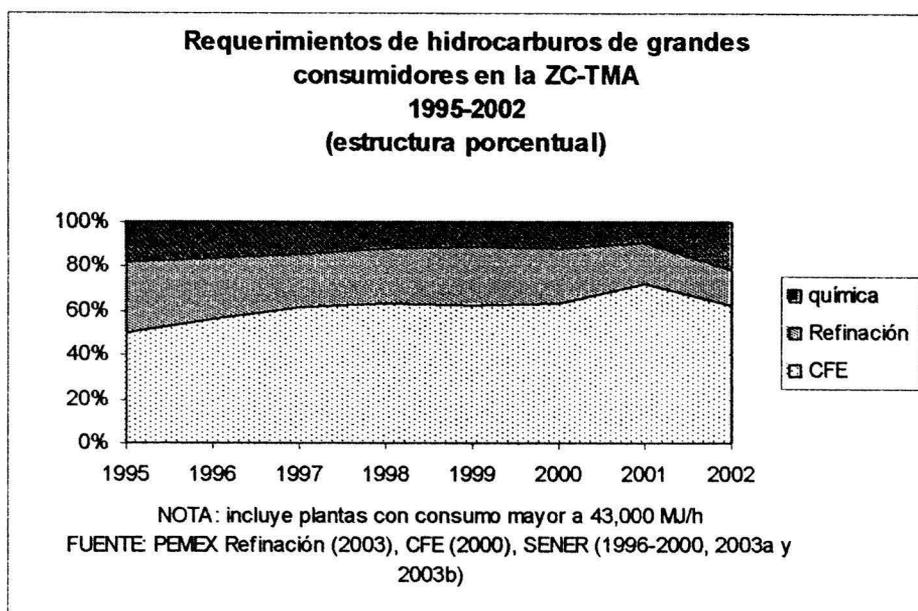
1/ Incluye combustóleo y gas natural

2/ Incluye diesel, combustóleo y gas natural

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003b y 2002), CFE (2000)

La gráfica 3-11 muestra que el sector con mayor participación entre los grandes consumidores de hidrocarburos de la zona es la generación de electricidad, la cual por sí sola representa el 60% del consumo total de la zona. Por su parte, la refinación de petróleo absorbe más del 20% del consumo, mientras que el resto es absorbido por la industria química.

Gráfica 3-11



3.5.5 Zona Crítica Irapuato-Celaya-Salamanca (ZCICS)

La orientación de la actividad industrial en la zona crítica Irapuato-Celaya-Salamanca es preponderantemente hacia la química. Las principales industrias se dedican a la fabricación de agroquímicos y fertilizantes. Además, existe una planta de refinación y una de generación de electricidad, ya que la planta ubicada en Celaya no registra operaciones desde 1997. El consumo de hidrocarburos de las tres ramas identificadas totalizó 58.8 en 2000, lo que contrasta con los 71.9 petajoules registrados en 1997, como lo muestran los datos de la tabla 3-10.

Tabla 3-10. Consumo de hidrocarburos para la industria química, refinación y generación de electricidad en la ZC Irapuato-Celaya-Salamanca, 1995-2002

	Refinación 1/		Industria Química 2/		Electricidad 3/		Total ZC TVA
	Petajoules	% en total autoconsumo	Petajoules	% en consumo industrial	Petajoules	% en total CFE	Petajoules
1995	9.973	1.83%	6.361	0.7%	38.343	4.30%	54.677
1996	9.215	1.37%	6.875	0.8%	45.713	4.97%	61.803
1997	11.729	1.61%	6.569	0.8%	54.069	5.18%	72.366
1998	11.611	1.38%	5.721	0.7%	53.643	4.59%	70.975
1999	10.638	1.40%	5.442	0.7%	58.524	4.97%	74.604
2000	11.697	1.44%	5.487	0.7%	49.323	3.76%	66.507
2001	11.806	1.64%	4.226	0.6%	58.253	4.37%	74.284
2002	11.676	1.55%	5.075	0.7%	24.120	1.81%	40.871

NOTA: incluye únicamente plantas con consumo mayor a 43,000 MJ/hora

1/ Incluye combustóleo y gas natural

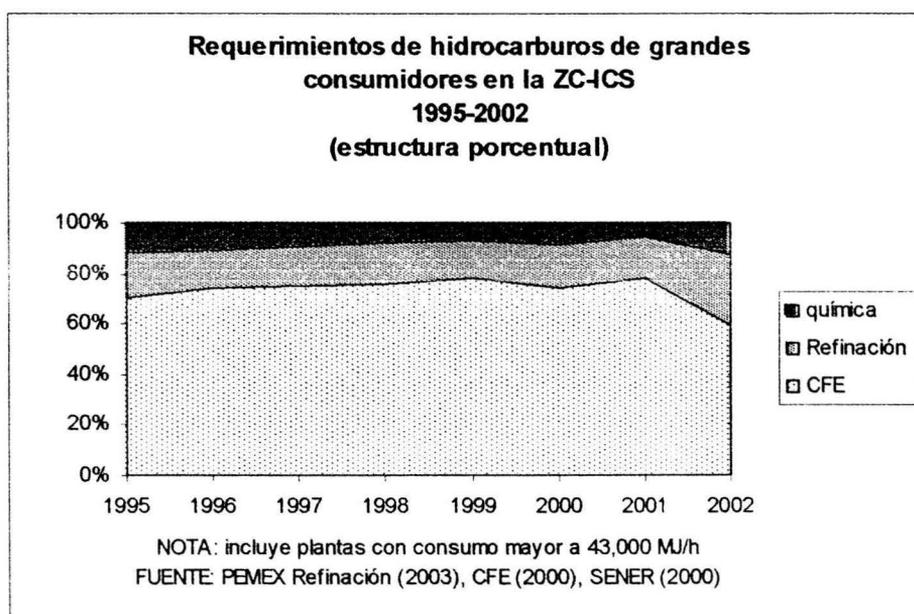
2/ Incluye gas natural

3/ Incluye diesel, combustóleo y gas natural

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003b y 2002), CFE (2000)

Hasta 2001, la generación de electricidad absorbió alrededor del 70% de los requerimientos energéticos de las grandes y medianas industrias de la zona, mientras que la refinación absorbió alrededor del 20% y la industria química el 10% restante, como lo muestra la gráfica 3-12. Sin embargo, la significativa sustitución de combustóleo por gas natural determinó una reducción significativa en los requerimientos de energía para generación de electricidad, con la consecuente reducción en la participación de este sector en el total de grandes consumidores de hidrocarburos dentro de la zona.

Gráfica 3-12



3.5.6 Zona Crítica Coatzacoalcos-Minatitlán (ZCCM)

Las industrias existentes en esta zona durante el período de análisis son la química, en las subramas de fertilizantes, petroquímica intermedia y productos inorgánicos, y la refinación de petróleo. Si bien la generación de electricidad es inexistente en la zona, existe el proyecto de construcción de una planta en Coatzacoalcos, por lo que se consideró necesario incluir esta zona en el análisis.

De acuerdo con los datos de la tabla 3-11, el consumo de hidrocarburos en la zona totalizó 21.5 petajoules en 2002, lo que contrarresta la tendencia decreciente del consumo observada después de 1999.

Tabla 3-11. Consumo de hidrocarburos para refinación y generación de electricidad en la ZC Coatzacoalcos-Minatitlán, 1995-2002

	Refinación 1/		Industria Química 2/		Total ZC TVA Petajoules
	Petajoules	% en total autoconsumo	Petajoules	% en consumo industrial	
1995	4.550	0.8%	17.565	2.0%	22.115
1996	4.288	0.6%	17.888	2.1%	22.176
1997	3.745	0.5%	17.312	2.1%	21.057
1998	4.020	0.5%	16.878	2.0%	20.898
1999	3.966	0.5%	17.130	2.3%	21.096
2000	3.832	0.5%	16.665	2.2%	20.497
2001	3.802	0.5%	14.854	2.1%	18.655
2002	4.670	0.6%	16.581	2.3%	21.251

NOTA: incluye únicamente plantas con consumo mayor a 43,000 MJ/hora

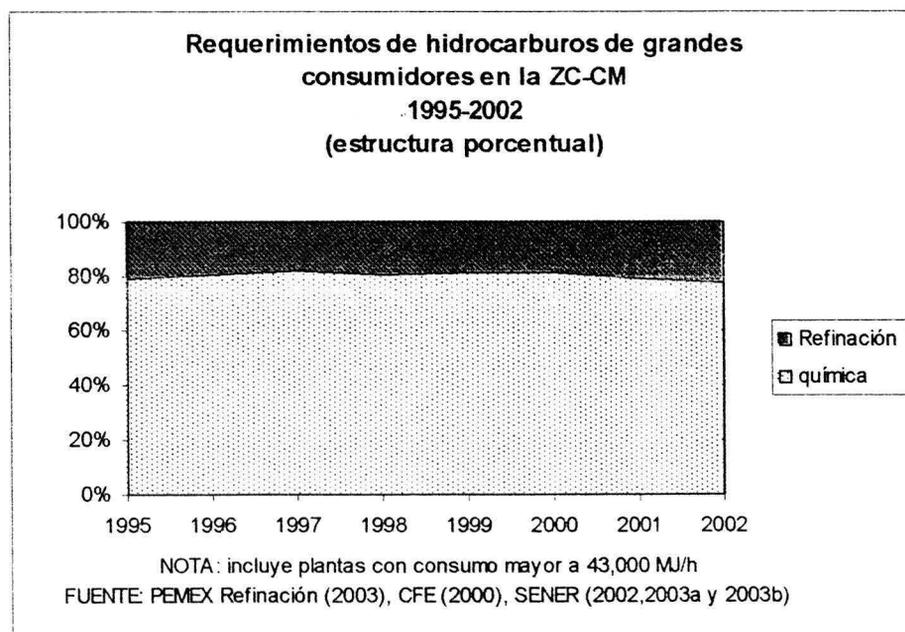
1/ Incluye combustóleo y gas natural

2/ Incluye gas natural y diesel

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003b y 2002), CFE (2000)

La industria química absorbe alrededor del 80% de los requerimientos de hidrocarburos en la zona, mientras que la refinación de petróleo absorbe alrededor del 20% restante, como muestra la gráfica 3-13. Cabe señalar que esta estructura sufrirá una modificación al entrar en operación el proyecto de generación eléctrica contemplado para 2007.

Gráfica 3-13



3.5.7 Zona Crítica Ciudad Juárez (ZCCJ)

El análisis de la información disponible sobre Ciudad Juárez no reveló la existencia de una planta industrial manufacturera con un consumo promedio mayor a 43,000 MJ/hora, por lo que se considera que la única fuente de emisiones de SO₂ regida por la NOM 085 ECOL 1994 es la generación de electricidad en las dos plantas ubicadas en Samalayuca,¹⁶ las cuales consumen mayoritariamente combustóleo, como se muestra en la tabla 3-12.

Tabla 3-12 Consumo de hidrocarburos para y generación de electricidad en la ZC Ciudad Juárez, 1995-2000

	Combustóleo	Gas Natural	Total	% en consumo CFE
1995	8.299	15.945	24.244	2.72%
1996	8.215	15.432	23.647	2.57%
1997	7.799	15.077	22.875	2.19%
1998	8.166	23.582	31.748	2.72%
1999	11.829	32.604	44.433	3.77%
2000	10.499	38.156	48.655	3.71%
2001	8.166	36.173	44.339	3.32%
2002	0.000	41.711	41.711	3.13%

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a, 2003^b y 2002), CFE (2000)

3.5 Conclusiones

Las preocupaciones por el medio ambiente, la reestructuración de los mercados de gas natural, y el surgimiento de nuevas tecnologías de generación de electricidad, han marcado una nueva tendencia mundial, favorable a la utilización de combustibles más limpios y tecnologías más eficientes en los procesos industriales, cuyos efectos se han reflejado en gran medida en el sector eléctrico y en el industrial. De este modo, la planeación eléctrica en la mayoría de los países se ha caracterizado por considerar la adopción de equipos de ciclo combinado, de gran eficiencia y escalabilidad, junto con la utilización de gas natural.

México no ha sido ajeno a este proceso; durante los últimos quince años del siglo pasado se han observado cambios significativos en el enfoque de la planeación eléctrica. Así, de ser un vector potencial para la diversificación de las fuentes de energía consumidas en la generación, a través del uso del carbón y la energía nuclear, pasó a ser un factor clave en la política ambiental, favoreciendo el uso de gas natural en las nuevas centrales termoeléctricas programadas, así como en las centrales existentes sujetas a una conversión tecnológica.

Si bien, dentro de las zonas críticas definidas por la legislación ambiental este proceso de adopción de gas natural no se dará totalmente, una gran parte de la capacidad instalada

¹⁶ En la zona existen dos plantas cementeras, las cuales, como se mencionó anteriormente, no están regidas por la NOM-085-ECOL-1994

funcionará a base de este combustible, aun cuando existen numerosos factores que actualmente le confieren una gran incertidumbre a este proceso, como son las insuficiencias en la infraestructura de gasoductos, estaciones de compresión y en plantas de proceso de gas, la falta de competencia en la comercialización, limitaciones a la libre importación, el acceso abierto, la falta de un mercado secundario y la falta de sistemas de almacenamiento.

Las ramas industriales incluidas en la NOM-085 (exceptuando generación eléctrica y refinación) continuaron con el proceso de sustitución de combustóleo y diesel por gas natural durante el período 1995-2002, y puede considerarse que este proceso está prácticamente concluido, a excepción de algunas industrias, cuya conversión a gas natural se espera, concluirá en 2007.

Las ramas industriales de gran consumo energético reguladas por la NOM-085 en las zonas críticas son: química, acero, papel, cerveza y malta y hule. Si bien la industria cementera es una consumidora intensiva de energía, no se encuentra regulada por esta norma, por lo que no se incluyó en el presente estudio.

En lo referente a la refinación, la mayor parte de la capacidad de destilación primaria se encuentra ubicada en las zonas críticas especificadas por la NOM-085, sin embargo, el crecimiento de esta capacidad para 2006 se registrará únicamente en refinerías ubicadas fuera de las zonas críticas

La primera caracterización del consumo energético de las grandes industrias en cada una de las zonas críticas muestra una gran heterogeneidad entre ellas. Mientras que la ZMCM contiene una mayor variedad de industrias grandes consumidoras, la magnitud de su consumo energético es muy pequeña en relación con otras zonas, como Tula-Vito-Asasco, cuyos únicos dos sectores grandes consumidores (exceptuando al cemento) convierten a esta región en la mayor consumidora de energía de las zonas críticas. Un caso diferente es el de la ZM de Monterrey, ya que sus grandes industrias consumidoras muestran una cierta diversificación, y a la vez un consumo muy alto de energía. De este modo, las particularidades tan acentuadas de cada zona no permiten establecer un patrón general de configuración industrial ni de consumo energético, lo que necesariamente influye en la elaboración de políticas energéticas y ambientales específicas.

Son precisamente estas características específicas del consumo energético industrial de cada una de las zonas, las que definirían de qué manera podría establecerse un mercado de emisiones. El siguiente capítulo analizará cómo se desarrollaría un mercado de este tipo y las limitaciones derivadas de su planteamiento en términos de la NOM-085-ECOL-1994.

Capítulo IV.

Configuración del SPCE de SO₂ en México: el SEN, PEMEX y las industrias grandes consumidoras de energía

En el capítulo 2 se expusieron las bases y requerimientos para establecer un mercado de emisiones en México y en el capítulo 3 se delineó un perfil de los participantes potenciales en este mercado bajo los lineamientos de la NOM-085-ECOL. Prevalece ahora la interrogante sobre las tendencias posibles en las emisiones de SO₂ de estos participantes potenciales. Este capítulo se enfoca a proporcionar una respuesta y a complementar el análisis teórico e institucional de los capítulos anteriores con información cuantitativa. El capítulo continúa con el análisis del perfil energético de los grandes consumidores de energía en cada una de las zonas críticas orientándolo ahora a la estimación de las emisiones de SO₂ de estos establecimientos desde 1995¹ a 2002. La siguiente sección analiza las emisiones de SO₂ durante el mismo periodo y finalmente, se analiza un escenario de emisiones de SO₂ a 2009 según el origen de las emisiones.

4.1 Estimación del consumo de energía y las emisiones globales de SO₂ por zona crítica, 1995-2002

La estimación de las emisiones de SO₂ por zona crítica se realizó con base en la información sobre consumo de energía presentada en el capítulo anterior. Para una descripción metodológica del tratamiento de los datos, consultar el apéndice B.

4.1.1 Emisiones de SO₂ por zona crítica, 1995-2002.²

Al igual que en el capítulo anterior, debido a la orientación de este trabajo, únicamente se consideraron las zonas críticas en las que existen plantas generadoras de electricidad, o en donde se planea su construcción. De este modo, las zonas críticas consideradas son: Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM), Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), Zona

¹ Se eligió este año por ser inmediatamente posterior a la publicación de la NOM-085, por lo que muestra el escenario energético y de emisiones prevaleciente al momento de diseñar los lineamientos de esta norma.

² Las cifras presentadas sobre consumo de energía corresponden a las calculadas con los poderes caloríficos del BNE (SENER, 2000), mientras que las cifras correspondientes a emisiones son las calculadas con los poderes caloríficos y factores de emisión correspondientes a la NOM-085-ECOL-1994. Lo anterior, con el fin de facilitar las comparaciones de los consumos energéticos por zona crítica con los consumos totales del BNE, y en lo referente a las emisiones, para facilitar el análisis respecto a los límites regionales de emisión establecidos por la mencionada norma oficial.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Crítica Tula-Vito-Asasco; Zona Crítica Tampico-Madero-Altamira; Zona Crítica Irapuato-Celaya-Salamanca; Zona Crítica Coatzacoalcos-Minatitlán y Zona crítica de Ciudad Juárez.

ZMCM

En lo que respecta a las emisiones totales de SO₂, la cifra estimada para el año 2002 es de 261.08 toneladas, de las cuales el 95% provino del uso de gasóleo o combustible industrial. Sin embargo, como lo indica la tabla 4-1 las emisiones de este compuesto resultantes de la quema de combustóleo se ubicaron en niveles mucho más altos en años anteriores. Sin embargo, a partir del abandono del gas natural por parte del sector eléctrico, las emisiones registradas son de origen exclusivamente industrial.

Tabla 4-1. Emisiones de SO₂ en la ZMCM, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)						Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Gasóleo1/	Diesel	Gas LP 2/	Total	kg SO ₂ /Gcal	NOM 085	diferencia
							(a)	(b)	(a) - (b)
1995	2964.67	0.00	254.77	0.03	0.00	3219.46	0.76	0.36	0.40
1996	3965.63	0.00	286.17	0.03	0.00	4251.83	0.98	0.36	0.62
1997	102.55	0.00	258.52	0.03	0.00	361.11	0.10	0.36	-0.26
1998	12.07	0.00	284.73	0.03	0.00	296.83	0.08	0.36	-0.28
1999	103.20	0.00	275.20	0.03	0.00	378.43	0.10	0.36	-0.26
2000	5059.87	0.00	239.93	0.03	0.00	5299.83	1.23	0.36	0.87
2001	13.86	0.00	247.18	0.03	0.00	261.08	0.07	0.36	-0.29
2002	13.86	0.00	247.18	0.03	0.00	261.08	0.07	0.36	-0.29

1/ Debido a que la NOM-085 no proporciona factores de emisión para el gasóleo se utilizó el correspondiente al combustóleo con 1% de azufre

2/ Se asume que no genera emisiones de SO₂

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003^b), INE (1994).

En lo que respecta al cumplimiento del límite especificado por la norma, las estimaciones realizadas muestran que el promedio de emisiones reales de SO₂ por Gcal fue menor que la cifra establecida entre 1997 y1999. En 2000 la mayor utilización de combustóleo para generación de electricidad provocó que este comportamiento se revirtiera, superándose en 0.87 kg/Gcal las emisiones de SO₂ establecidas como límite por la norma.

ZMM

Las emisiones de SO₂, se estimaron en 1974 toneladas en 2002; esta cifra es significativamente inferior a la registrada en los años anteriores. La razón de este comportamiento de las emisiones totales radica en la disminución del uso de combustóleo para generación de electricidad, que ha dado lugar a una mayor utilización de gas natural. La tabla 4-2 muestra la tendencia señalada.

Tabla 4-2. Emisiones de SO₂ en la ZMM, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)						Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Gas LP 1/	Coque 2/	Total	kg SO ₂ /Gcal	NOM 085	diferencia
							(a)	(b)	(a) - (b)
1995	37411.95	0.00	3.34	0.00	96.06	37415.29	2.23	1.44	0.79
1996	29909.52	0.00	0.99	0.00	98.11	29910.51	1.94	1.44	0.50
1997	29680.38	0.00	1.04	0.00	104.59	29681.42	1.80	1.44	0.36
1998	34368.68	0.00	1.08	0.00	102.75	34369.76	1.84	1.44	0.40
1999	37138.72	0.00	1.03	0.00	83.04	37139.75	1.82	1.44	0.38
2000	31689.94	0.00	1.16	0.00	68.23	31691.10	0.83	1.44	-0.61
2001	34401.41	0.00	1.19	0.00	68.23	34402.60	0.91	1.44	-0.53
2002	1973.13	0.00	1.19	0.00	68.23	1974.32	0.05	1.44	-1.39

1/ Se asume que no genera emisiones de SO₂

2/ Debido a que la NOM-085 no proporciona factores de emisión para el coque, éste fue calculado mediante la fórmula proporcionada por la norma, utilizando un contenido de azufre en peso de 0.07% para coque de petróleo.

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003b), INE (1994).

En lo que respecta al cumplimiento del límite especificado por la norma, las estimaciones realizadas muestran que durante los últimos tres años, el promedio de emisiones reales de SO₂ por Gcal registró un nivel significativamente menor que el promedio establecido por la NOM-085, por lo que puede concluirse que la zona en conjunto ha tenido un desempeño ambiental adecuado a nivel regional, el cual además muestra una mejora significativa debido al menor uso de combustóleo para la generación de electricidad.

Zona Crítica Tula-Vito-Apasco

El uso intensivo de combustóleo para refinación y generación de electricidad en esta zona determinó un alto nivel de emisiones SO₂, tanto en términos absolutos como en el promedio de emisiones por gigacaloría utilizada. Los resultados de las estimaciones realizadas se muestran en la tabla 4-3.

Tabla 4-3. Emisiones de SO₂ en la ZC-TVA, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)			Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Total	kg SO ₂ /Gcal	NOM 085	diferencia
				(a)	(b)	(a) - (b)
1995	207601.04	0.00	207601.04	8.16	1.44	6.72
1996	212689.78	0.00	212689.78	8.16	1.44	6.72
1997	205247.51	0.00	205247.51	8.16	1.44	6.72
1998	215390.84	0.00	215390.84	8.15	1.44	6.71
1999	187901.15	0.00	187901.15	8.15	1.44	6.71
2000	198954.36	0.00	198954.36	8.15	1.44	6.71
2001	213617.48	0.00	213617.48	8.15	1.44	6.71
2002	220023.99	0.00	220023.99	8.15	1.44	6.71

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003b), INE (1994) y PEMEX Refinación (2003),

En lo que respecta al cumplimiento del límite especificado por la norma, si bien las menores emisiones totales de combustóleo observadas en los últimos años del período generaron un promedio ligeramente inferior por gigacaloría usada, la cifra aun supera por un amplio margen al límite fijado por la normatividad, lo que le confiere a esta zona un alto potencial para el establecimiento de mecanismos de compensación de emisiones de este contaminante.

Zona Crítica Tampico-Madero-Altamira.

Las tres ramas industriales identificadas en esta zona recurren al uso de volúmenes significativos de combustóleo para sus procesos. Esta situación genera un alto nivel de emisiones de SO₂ a la atmósfera, tanto en términos absolutos como en el promedio de emisiones por gigacaloría utilizada. Los resultados de las estimaciones realizadas se muestran en la tabla 4-4.

Tabla 4-4. Emisiones de SO₂ en la ZC-TMA, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)				Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Total	kg SO ₂ /Gcal	NOM 085	diferencia
					(a)	(b)	(a) - (b)
1995	126282.4	0	5.44	126287.87	7.25	1.44	5.81
1996	128402.2	0	5.95	128408.17	7.29	1.44	5.85
1997	148997.8	0	6.34	149004.17	7.39	1.44	5.95
1998	144748.5	0	5.78	144754.30	7.45	1.44	6.01
1999	143252.8	0	5.50	143258.31	7.45	1.44	6.01
2000	138279.4	0	5.50	138284.86	7.38	1.44	5.94
2001	146284.3	0	5.34	146289.60	7.65	1.44	6.21
2002	29032.4	0	6.30	29038.70	4.99	1.44	3.55

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003^b), INE (1994) y PEMEX Refinación (2003),

Las altas emisiones de SO₂ provenientes del uso intensivo de combustóleo en la zona provocan que el límite establecido por la norma sea rebasado por un amplio margen, lo que podría representar un alto potencial para el establecimiento de mecanismos de compensación de emisiones de este contaminante.

Zona Crítica Irapuato-Celaya-Salamanca

Si bien las plantas químicas identificadas como grandes consumidoras en la zona consumen únicamente gas natural, el consumo de combustóleo para refinación y generación de electricidad generó un alto nivel de emisiones de SO₂, de 52 mil toneladas en 2002, como puede verse en la tabla 4-5.

Tabla 4-5. Emisiones de SO₂ en la ZC-ICS, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)				Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Total	kg SO ₂ /Gcal	NOM 085	diferencia
					(a)	(b)	(a) - (b)
1995	92828	0	0	92828	6.91	1.44	5.47
1996	105441	0	0	105441	6.92	1.44	5.48
1997	125780	0	0	125780	7.05	1.44	5.61
1998	110931	0	0	110931	6.15	1.44	4.71
1999	119447	0	0	119447	6.27	1.44	4.83
2000	103690	0	0	103690	6.06	1.44	4.62
2001	127539	0	0	127539	6.89	1.44	5.45
2002	52551	0	0	52551	4.79	1.44	3.35

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003b), INE (1994) y PEMEX Refinación (2003),

La situación descrita hace que la zona rebase el límite regional de emisiones fijado por la NOM-085, lo que genera una situación potencialmente favorable al establecimiento de un esquema de reducción de emisiones.

ZC Coahuila de Zaragoza-Minatitlán

Las industrias químicas de la región consumen gas natural en su totalidad, por lo que las emisiones de SO₂ registradas en el período provienen del uso de combustóleo en las actividades de refinación (tabla 4-6).

Tabla 4-6. Emisiones de SO₂ en la ZC-CM, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)				Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Total	kg SO ₂ /Gcal	NOM 085	diferencia
					(a)	(b)	(a) - (b)
1995	8814.6	0	0.00	8814.64	1.38	1.44	-0.06
1996	8343.6	0	0.00	8343.63	1.30	1.44	-0.14
1997	7283.9	0	1.59	7285.45	1.15	1.44	-0.29
1998	7826.4	0	2.41	7828.76	1.25	1.44	-0.19
1999	7721.2	0	2.29	7723.51	1.17	1.44	-0.27
2000	7460.5	0	3.31	7463.79	1.15	1.44	-0.29
2001	7401.1	0	3.28	7404.40	1.29	1.44	-0.15
2002	9091.9	0	1.97	9093.87	1.37	1.44	-0.07

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003b), INE (1994) y PEMEX Refinación (2003),

Sin embargo, el volumen total de emisiones respecto al volumen total de energía consumida es menor que el límite regional establecido por la norma y es previsible que decrezca con la incorporación de la nueva planta de generación eléctrica.

ZC Ciudad Juárez

El consumo de combustóleo para generación eléctrica en esta zona provocó un significativo nivel de emisiones de SO₂ a la atmósfera hasta el año 2001. A partir de entonces, el abandono del combustóleo por gas natural determinó un nivel de emisiones de cero en 2002. Asimismo, el límite regional establecido por la norma fue rebasado en ese año por un amplio margen, tal como lo muestra la tabla 4-7.

Tabla 4-7. Emisiones de SO₂ en la ZC-Cd Juárez, 1995-2002

	Emisiones de SO ₂ (toneladas)				Cumplimiento de la norma		
	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Total	kg SO ₂ /Gcal (a)	NOM 085 (b)	diferencia (a) - (b)
1995	16093	0	0	16093	8.14	1.44	6.70
1996	16002	0	0	16002	8.14	1.44	6.70
1997	15183	0	0	15183	8.14	1.44	6.70
1998	15911	0	0	15911	8.13	1.44	6.69
1999	23048	0	0	23048	8.13	1.44	6.69
2000	20457	0	5219	25675	10.17	1.44	8.73
2001	15911	0	0	15911	8.11	1.44	6.67
2002	0	0	0	0	0.00	1.44	-1.44

FUENTE: SENER (1996-2000, 2003^a y 2003b), INE (1994) y PEMEX Refinación (2003),

4.2 Análisis comparativo del SEN, las refinerías y emisores industriales de SO₂, respecto al límite establecido por zona crítica

La información consultada referente al consumo industrial de energía y a los consumos de PEMEX refinación y CFE en las zonas críticas establecidas por la NOM-085-ECOL-1994 permitió estimar con un buen grado de detalle las emisiones de SO₂ de cada empresa o planta de por gigacaloría utilizada, lo que permite una primera aproximación hacia la posible configuración de un mercado de emisiones de este contaminante en cada una de las zonas críticas. A continuación se presentan los resultados por zona crítica

4.2.1 ZMCM

El análisis de las emisiones de SO₂ por tipo de planta o empresa en la ZMCM y su comparación con los límites establecidos por la NOM-085-ECOL-1994 muestra que durante el período de análisis el mayor emisor de contaminantes por Gigacaloría consumida ha sido el sector

eléctrico. Sin embargo, en 1997 la planta de generación Jorge Luque sustituyó totalmente el combustóleo por gas natural, lo que eliminó las emisiones de este contaminante por parte de esta planta. Sin embargo, la planta Valle de México mostró un promedio de emisiones de 8.16 kg de SO₂/Gcal, muy superior al promedio regional establecido por la norma, de 0.36 kg de SO₂/Gcal, como se observa en la tabla 4-8.

Tabla 4-8
ZMCM: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002
(Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Electricidad	7.8	7.9	3.5	0	3.3	7.9	0	0
Valle de México	8.16	8.16	8.16	0.00	8.16	8.16	-	-
Jorge Luque	7.73	7.40	-	-	-	-	-	-
Industria								
<i>Papel</i>								
Empresa 1-P	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 2-P	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 3-P	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 4-P	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 5-P	0.07	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	N.D.	N.D.
Empresa 6-P	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 7-P	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 8-P	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	N.D.	N.D.
<i>Cerveza y Malta</i>								
Empresa 1-CM	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 2-CM	0.02	0.03	-	-	-	-	-	-
<i>Hule</i>								
Empresa 1-H	0.36	0.38	0.40	0.40	0.40	0.40	N.D.	N.D.
Empresa 2-H	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 3-H	N.S.	N.S.	N.S.	N.S.	N.S.	N.S.	N.D.	N.D.
Promedio industria	0.07	0.08	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07
Promedio ZMCM	0.76	0.98	0.10	0.08	0.10	1.23	0.07	0.07
Promedio regional NOM-085	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36

NOTA: Sólo incluye plantas con consumo de 43,000 MJ/h o mayor.

N.S.: No significativo

N.D.: No disponible

FUENTE: CFE (2000)

SENER (1996-2001)

INE (1994)

En lo que respecta a la industria, la mayoría de las empresas grandes consumidoras utilizaron gas natural durante el período, por lo que no registraron emisiones de SO₂. Así, de las 13 empresas detectadas sólo 5 emitieron SO₂ alguna vez o durante todo el período y de éstas, sólo una empresa de la rama del papel y una de la rama del hule sobrepasaron el promedio regional establecido por la norma, lo que junto con la planta de generación eléctrica Valle de México las perfiló como posibles compradores de derechos de emisión en la zona.

4.2.2 Zona Metropolitana de Monterrey

La generación de electricidad en la ZMM durante el período analizado estuvo a cargo de cinco plantas, las cuales, a excepción de una, registraron emisiones de SO₂ durante el lapso considerado (tabla 4-9).

Tabla 4-9
ZM-Monterrey: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002
(Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Electricidad 1/	7.21	7.04	6.97	6.97	7.09	1.57	1.83	-
Monterrey	8.14	8.11	8.07	7.90	8.01	1.62	1.83	0
Tecnológico	-	0.02	0.01	0.02	0.02	0.91	0.91	0
Leona	-	-	-	-	0.91	0.91	0.91	0
Fundidora	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0
San Jerónimo	-	-	-	-	-	-	-	-
PEGI	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria								
<i>Acero</i>								
Empresa 1-A	0.24	0.29	0.30	0.26	0.18	0.11	N.D.	N.D.
Empresa 2-A	-	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Empresa 3-A	-	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
<i>Química</i>								
Empresa 1-Q	1.91	0.35	N.S.	N.S.	N.S.	N.S.	N.D.	N.D.
Empresa 2-Q	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	N.D.	N.D.
Empresa 3-Q	-	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Empresa 4-Q	-	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
<i>Papel</i>								
Empresa 1-P	-	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Empresa 2-P	-	-	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Promedio industria 2/	0.55	0.42	0.37	0.33	0.27	0.18	0.17	0.16
Promedio ZM Monterrey	2.23	1.94	1.80	1.84	1.82	0.83	0.91	0.05
Promedio regional NOM-085	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

FUENTE: CFE (2002, 2003a y 2003b)
SENER (1996-2001)
INE (1994)
CRE (2004)

Estas emisiones provinieron principalmente del uso de combustóleo en la planta Monterrey, y del uso de diesel en las plantas Tecnológico, Leona y Fundidora. Sin embargo sólo la planta de Monterrey mostró un promedio de emisiones superior al promedio regional establecido por la norma, y éste descendió drásticamente en el año 2000, como lo muestra la tabla 4-9 debido a la sustitución de combustóleo por gas natural.

En lo referente al resto de las industrias, de nueve establecimientos detectados como grandes consumidores, sólo cuatro registraron emisiones de SO₂ durante el período de estudio; uno de ellos perteneciente a la rama del acero, dos a la rama de la química y uno a la rama del papel. De éstos establecimientos, ninguno sobrepasó el promedio establecido por la normatividad. Esta situación colocó a la planta generadora de electricidad de Monterrey como la única posible compradora de certificados comerciables de emisión en la zona.

4.2.3 Zona crítica Tula-Vito-Asasco

Como se mencionó anteriormente, en esta zona, las únicas fuentes fijas reguladas por la NOM-085-ECOL-1994 son la refinería y la central eléctrica ubicadas en Tula. Como puede verse en la tabla 4-10, el uso intensivo de combustóleo en ambas plantas provocó la generación de un promedio de emisiones de SO₂ por Gigacaloría mucho mayor a la cifra fijada por la norma, lo que, aunado a la falta de otros establecimientos compensadores regulados por la NOM-085 anuló la posibilidad de establecer un mercado de emisiones de SO₂ en esta zona durante el período de análisis.

Tabla 4-10
ZC-Tula-Vito-Asasco: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002,
(Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Electricidad								
Tula	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16
Refinación								
Tula	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Promedio ZC-TVA	8.16	8.16	8.16	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Promedio regional NOM-085	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

FUENTE: CFE (2000)
SENER (1996-2001)
INE (1994)

4.2.4 Zona crítica Tampico-Madero-Altamira

Durante el período de análisis la planta de generación de electricidad de esta zona crítica arrojó un promedio de emisiones de SO₂ de 8.16 kg/Gigacaloría, mientras que la cifra correspondiente a la refinería de Cd. Madero fue de 8.15 kg/gigacaloría, como se observa en la tabla 4-11.

Tabla 4-11
ZC-Tampico-Madero-Altamira: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002,
 (Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Electricidad								
Altamira	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.11
Refinación								
Madero	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Industria								
<i>Química</i>								
Empresa 1-Q	5.96	6.13	6.72	7.83	7.83	7.83	N.D.	N.D.
Empresa 2-Q	0.21	0.01	-	-	-	-	-	-
Empresa 3-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 4-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 5-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 6-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Promedio industria	3.70	3.50	3.70	2.90	2.80	2.60	3.30	1.1
Promedio ZC-TMA	7.25	7.22	7.39	7.45	7.38	7.65	4.99	5.41
Promedio regional NOM-085	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

N.D. No disponible

FUENTE: CFE (2000)

SENER (1996-2001)

INE (1994)

En lo referente a la industria, de las seis empresas químicas detectadas como grandes consumidores de energía sólo dos registraron emisiones de SO₂ durante el período. Sin embargo, únicamente una de ellas emitió un promedio mayor que el fijado a nivel regional, registrando 7.83 kg por gigacaloría en el año 2000. Esta empresa, junto con la generación de electricidad y la refinación se perfilaron como posibles compradoras de certificados comerciables de emisión en este período, por lo menos durante el lapso en el que el combustóleo es sustituido totalmente de la planta industrial de las zonas críticas.

4.2.5 Zona crítica Irapuato-Celaya-Salamanca

La generación de electricidad en la zona crítica de Irapuato-Celaya-Salamanca fue cubierta hasta 1996 por dos plantas eléctricas. Sin embargo, en 1997 la planta de Celaya suspendió sus operaciones, quedando únicamente la planta eléctrica de Salamanca en activo. Entre 1995 y 1996, las emisiones de SO₂ de ambas plantas alcanzaron un promedio de 8.16 kg por gigacaloría respectivamente, conservando este nivel la planta de Salamanca hasta el año 2000 después del cierre de la planta de Celaya. (tabla 4-12)

Tabla 4-12
ZC-Irapuato-Celaya-Salamanca: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002,
(Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Electricidad								
Salamanca	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.16	8.15
Celaya	8.16	8.16	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Refinación								
Salamanca	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Industria								
<i>Química</i>								
Empresa 1-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 2-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 3-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 4-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Promedio industria	-	-	-	-	-	-	-	-
Promedio ZC-ICS	6.91	6.92	7.05	6.15	6.27	6.06	6.89	4.79
Promedio regional NOM-085	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

FUENTE: CFE (2000)
SENER (1996-2001)
INE (1994)

En lo que concierne al sector industrial, ninguna de las cuatro empresas químicas identificadas como grandes consumidoras registró emisiones de SO₂, debido al consumo de gas natural en sus procesos. Lo anterior colocaría a la generación de electricidad y la refinación como compradores potenciales de certificados comerciables de emisión en la zona, sin embargo, cabe señalar que el promedio real de emisiones de SO₂ en esa zona crítica rebasa ampliamente la cifra establecida por la normatividad, por lo que el establecimiento de un mercado de emisiones requeriría una reducción adicional de las emisiones de SO₂ en alguna de las fuentes fijas identificadas.

4.2.6 Zona crítica Coatzacoalcos-Minatitlán

La zona crítica de Coatzacoalcos-Minatitlán no cuenta actualmente con una planta generadora de electricidad. De este modo, al única fuente de emisiones de SO₂ es la refinería de Coatzacoalcos, la cual generó un promedio de 8.15 kg de SO₂ por gigacaloría utilizada, como lo muestra la tabla 4-13.

Tabla 4-13
ZC-Coatzacoalcos-Minatitlán: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002,
(Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Refinación								
Minatitlán	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Industria								
<i>Química</i>								
Empresa 1-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 2-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 3-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 4-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 5-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 6-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 7-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresa 8-Q	-	-	-	-	-	-	-	-
Promedio industria	-	-	-	-	-	-	-	-
Promedio ZC-CM	1.38	1.30	1.15	1.25	1.17	1.15	1.29	1.37
Promedio regional NOM-085	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

FUENTE: CFE (2000)
SENER (1996-2001)

En lo referente a la industria química que opera en esta zona, la totalidad de las ocho empresas identificadas como grandes consumidoras utiliza gas natural, por lo que no se registran emisiones de SO₂. Cabe señalar que el promedio real de emisiones de SO₂ de la zona durante todo el período es inferior al estipulado por la norma, por lo que el establecimiento de un mercado de emisiones se podría realizar con la industria refinadora como compradora de certificados comerciables de emisión y las empresas químicas identificadas como vendedoras. La participación de la planta de generación eléctrica programada para esta zona se analizará en el siguiente apartado.

4.2.7 Zona crítica Ciudad Juárez.

La única fuente fija regulada por la NOM-085-ECOL-1994 que se identificó en esta zona es la planta de generación eléctrica de Samalayuca³. Como se observa en la tabla 4-14, las emisiones promedio de SO₂ provenientes de esta planta tienden a aumentar durante el período y en el año 2000 alcanzaron un promedio de 10.21 kg de SO₂/Gcal, debido al uso adicional de diesel.

Tabla 4-14
ZCM-Cd Juárez: Emisiones promedio de SO₂ por sector industrial, 1995-2002
(Kg de SO₂ por Gcal)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Electricidad								
Samalayuca	8.14	8.14	8.14	8.14	8.16	10.21	8.16	0
Industria								
<i>No aplica 1/</i>								
Promedio ZC- Cd Juárez	8.14	8.14	8.14	8.14	8.16	10.21	8.16	0
Promedio regional NOM-085	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

1/ No se detectaron empresas reguladas por la NOM-085 con consumo energético de 43,000 MJ día o más

FUENTE: CFE (2000)

SENER (1996-2001)

SENER (2003a y 2003b)

INE (1994)

Esta situación no posibilita la implantación de un mercado de emisiones en la zona de acuerdo con los lineamientos de la norma mencionada.

³ En esta zona existen dos plantas cementeras.

4.3 Perspectivas a 2009: costos y beneficios para los actores involucrados

La información disponible se utilizó para hacer una simulación de un escenario probable de un mercado de emisiones en cada zona crítica analizada. Este escenario se construyó calculando para cada una de las fuentes fijas incluidas las emisiones diferenciales de SO₂ respecto al límite fijado por la NOM-085-ECOL-1994.⁴ Aun cuando los resultados reflejan tendencias que pudieran observarse en una situación real, deben considerarse ciertas limitantes en el análisis, las cuales se mencionan a continuación:

1. Debido a la complejidad de los factores institucionales involucrados en el desarrollo de un mercado de este tipo, es difícil calcular el precio inicial de las emisiones de SO₂, por lo que no se introdujeron cálculos monetarios.
2. No se considera la acumulación de certificados por los participantes en el mercado de emisión para operaciones en años posteriores
3. La información con la que se cuenta no tiene aun con el suficiente grado de exactitud en aspectos como el número y sector de las empresas involucradas y su consumo energético.

Sin embargo, los resultados obtenidos pueden considerarse como un primer acercamiento al planteamiento de un mercado de emisiones de SO₂ en México.

4.3.1 Zona Metropolitana de la Ciudad de México

En lo referente a la industria, se considera que durante el período de análisis el diferencial de emisiones respecto a la norma se mantiene entre 1070 y 1400 toneladas de SO₂ (ver apéndice C), lo que indica que, aun cuando se detectó una fuente industrial con un diferencial de emisión negativo, la industria, vista en conjunto se perfilaría como un posible vendedor de certificados comerciables de emisión. (Gráfica 4-1)

En cuanto a la generación de electricidad, esta zona crítica enfrenta una situación especial, caracterizada la suspensión de la actividad de la planta "Valle de México" a partir del año 2000.

⁴ Este diferencial se obtuvo aplicando el siguiente cálculo (Ver apéndice C):

$$DE_k = \sum_i^j E_i * (PRN - Pr_k)$$

en donde :

DE_k : diferencial de emisiones de la k-ésima fuente fija, en toneladas de SO₂

$\sum_i^j E_i$: suma de las fuentes energéticas utilizadas en Gcalorías

PRN : promedio regional de emisiones fijado por la NOM-085-ECOL-1994, en kg de SO₂/Gcal

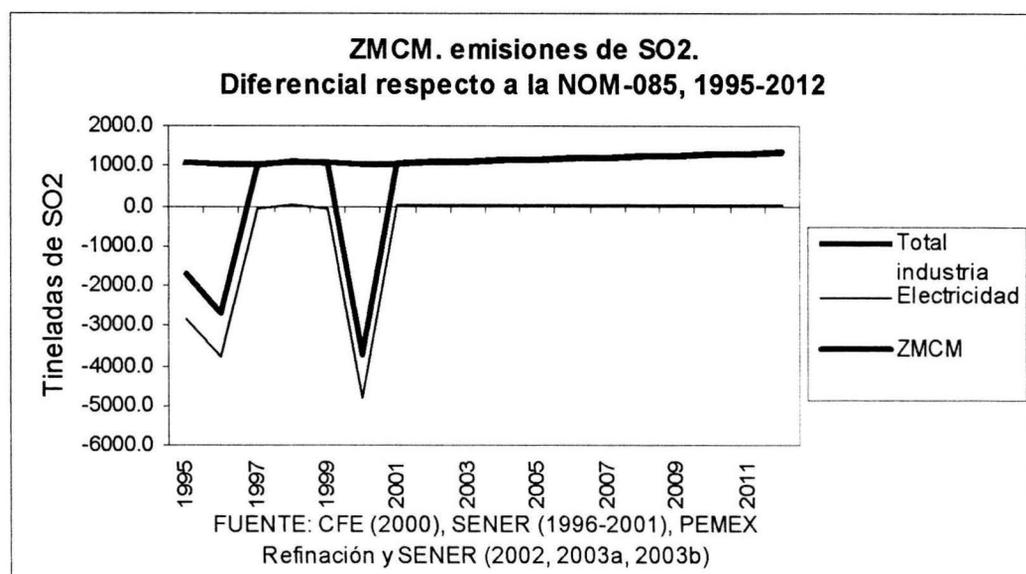
Pr_k : promedio real de emisiones de la k-ésima fuente fija, en kg de SO₂/Gcal

El signo negativo indica que la fuente tiene emisiones excedentes respecto al límite de la norma, convirtiéndola en comprador potencial de certificados de emisión. Por el contrario, el signo positivo indica las toneladas de SO₂ por las que una fuente fija se sitúa por debajo del límite de la norma, convirtiéndose en un vendedor potencial de certificados de emisión.

Esta situación, coloca a la generación de electricidad como una baja emisora de SO_2 en la zona, más que por un proceso de sustitución de combustibles, el cual terminó en 1996, por una política tendiente a minimizar las actividades de generación eléctrica; así, para 2009 se calculó un diferencial de emisiones de 10.1 toneladas de SO_2 . (ver apéndice C)

Por su parte, el diferencial promedio para toda la zona es de 1354.9 toneladas, volumen muy similar a la industria

Gráfica 4-1

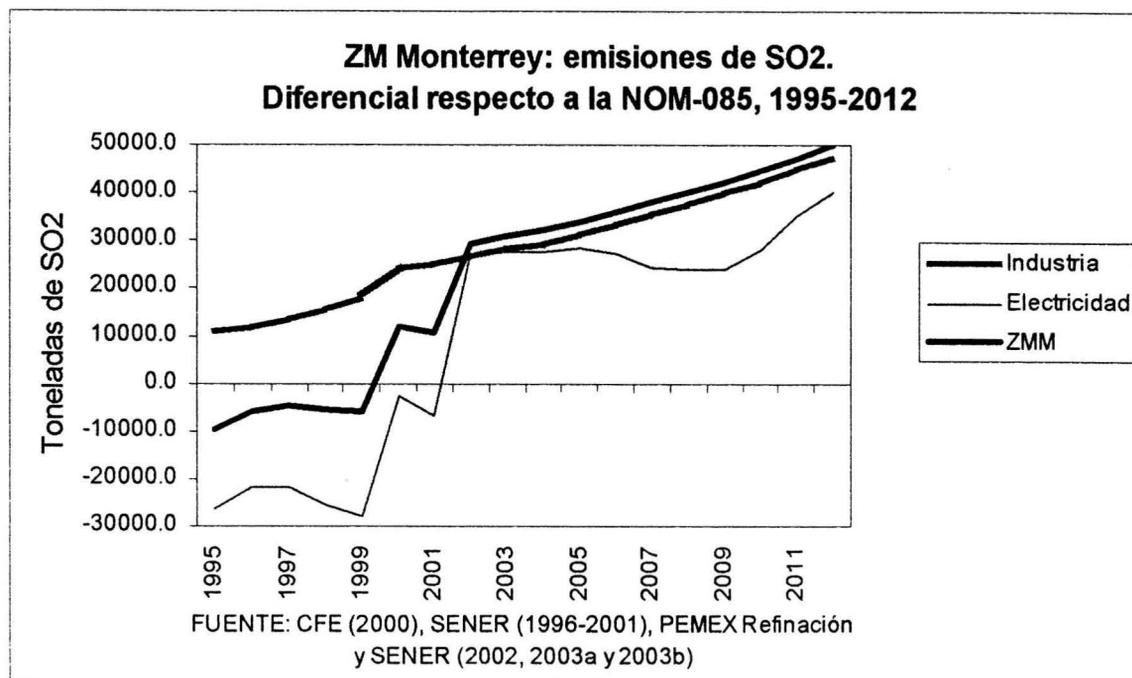


El diferencial de emisiones en toda la zona tiene signo positivo durante el período de análisis, lo que indica que la zona en su conjunto se ubica por debajo del promedio fijado por la normatividad. El hecho de que sólo una fuente industrial haya sido identificada como emisora de SO_2 en la zona no posibilita la creación de un mercado de emisiones a nivel regional, pero sí permite que, a excepción de la fuente industrial mencionada, los demás establecimientos participen como vendedores de certificados comerciables de emisión en un mercado que involucre a todas las regiones críticas.

4.3.2 Zona Metropolitana de Monterrey

Como lo indica la gráfica 4-2, el diferencial de emisiones de SO_2 correspondiente a la industria pasa de tener signo negativo a signo positivo, lo que indica la paulatina adopción del gas natural en los procesos de combustión. De esta forma, el diferencial proyectado para 2012 se ubica en 47466 toneladas, colocándose muy por encima de la NOM-085-ECOL-1994. (ver apéndice C). La magnitud de este diferencial se debe, por una parte a la intensidad en el consumo energético de algunas de las industrias detectadas en la zona, y al uso masivo de gas natural. Cada una de las fuentes industriales detectadas tiene un diferencial positivo, lo que las coloca como vendedoras potenciales de certificados comerciables de emisión.

Gráfica 4-2



NOTA: Incluye a Iberdrola (PEGI)

En lo que respecta al sector eléctrico, hasta 2001 las actividades de la planta de generación de Monterrey estuvieron complementadas por otras plantas de menor capacidad. A partir de ese año el servicio público de generación de electricidad ha estado a cargo de la planta de Monterrey, y es también a partir de ese año que esta planta pasó de ser una compradora potencial de certificados comerciables de emisión a ser vendedora potencial de éstos, ya que sus emisiones diferenciales pasaron de -26195.7 toneladas de SO₂ en 1995 a 27122.5 toneladas en 2012, y se espera que en 2009 el diferencial de emisiones de SO₂ se ubique en 40151.7 toneladas. . (ver apéndice C). Este drástico cambio es resultante de la sustitución de combustóleo por gas natural.

Las tendencias señaladas determinan que la ZMM en conjunto pase de tener un diferencial de emisiones negativo, de -9670.8 toneladas (ver apéndice C) a uno positivo, de 49946.3 toneladas en 2012. Si bien durante el periodo 1995-2001 los diferenciales registrados para cada fuente fija analizada permitirían considerar la posibilidad de establecer un mercado de emisiones de SO₂, a partir de 2002 esta situación cambia, y los establecimientos de la zona sólo podrían participar en un mercado de emisiones que involucrara a las demás zonas críticas.

4.3.3 Zona crítica Tula-Vito-Apasco

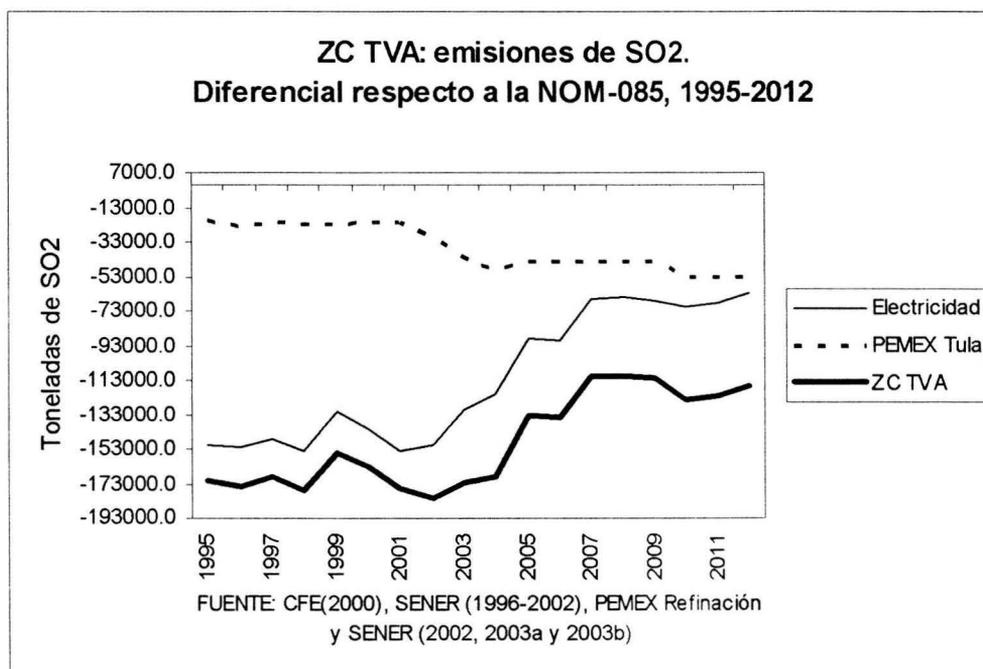
Como fue señalado en el apartado anterior, la zona crítica Tula-Vito-Apasco reviste una situación especial, ya que las únicas fuentes fijas detectadas que son susceptibles de ser reguladas por la NOM-085 son la refinería de Tula y la planta generadora de electricidad

ubicada en esa misma localidad. Cabe señalar que ambas fuentes mantienen un importante diferencial negativo de emisiones de SO_2 .

En lo referente a la refinería de Tula, la gráfica 4-3 muestra de 1995 a 2002 un diferencial negativo de emisiones de SO_2 que permanece entre -20460.3 y -30690.4 toneladas (ver apéndice C). A partir de 2003 este diferencial tiende a aumentar, para ubicarse en -53527.1 a partir en 2012, lo que implica un deterioro de la condición de comprador potencial de certificados comerciables de emisión a PEMEX en esta zona.

Paralelamente a este cambio en el diferencial de emisiones de PEMEX, el sector eléctrico reduce su diferencial de emisiones de SO_2 de forma marcada a partir de 2002, pasando de -150482.9 toneladas en 1995 a -62483.7 toneladas en 2012.

Gráfica 4-3



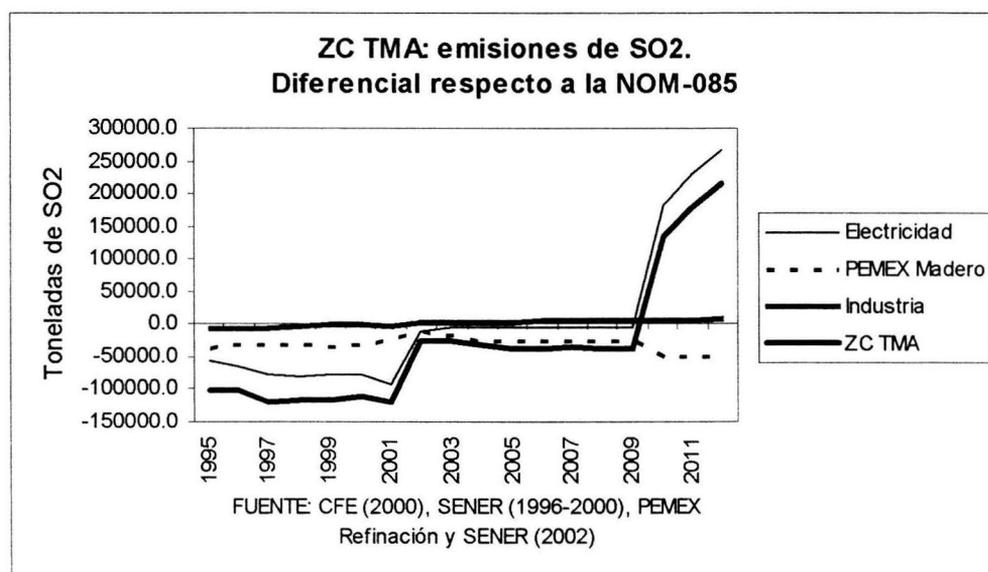
El comportamiento observado por ambas empresas en la zona en cuanto a emisiones de SO_2 sugiere que el excedente de combustóleo que resultará de la conversión parcial de la planta generadora de Tula a ciclo combinado utilizando gas natural, será absorbido por PEMEX Refinación. Por otra parte, el hecho de que no existan empresas con un diferencial positivo de emisiones de SO_2 que compensen a PEMEX y CFE imposibilita la creación de un mercado de emisiones a nivel regional. Sin embargo, la importancia de ambas empresas como emisores de este contaminante haría necesario contemplar su inserción dentro de un esquema de mercado de emisiones a nivel nacional.

4.3.4 Zona crítica Tampico-Madero-Altamira

Si bien en esta zona crítica sólo se detectó un establecimiento industrial con un diferencial negativo de emisiones, la magnitud de su consumo determina que en conjunto, el diferencial total de emisiones del sector industrial registre cifras negativas en esta zona al principio del período con un nivel de -7926 toneladas (gráfica 4-4). No obstante, la política tendiente a eliminar el consumo de combustóleo de la planta industrial establecida en las zonas críticas a partir de 2004 (SENER, 2003b) determinará que este diferencial se transforme en positivo, de forma que para 2012 se espera que se ubique en 5799 toneladas.

Por su parte, la refinería de Ciudad Madero mostró hasta 2002 un diferencial negativo de emisiones cada vez menor, lo que se atribuye a las obras de reconfiguración de las instalaciones, ubicándose en -10104.7 toneladas de SO₂ en ese año, contra -37005.5 toneladas de SO₂ en 1995. Sin embargo, para el período proyectado hasta 2012 se prevé que el diferencial negativo de emisiones aumente para ubicarse en -50523.5 toneladas de SO₂.

Gráfica 4-4



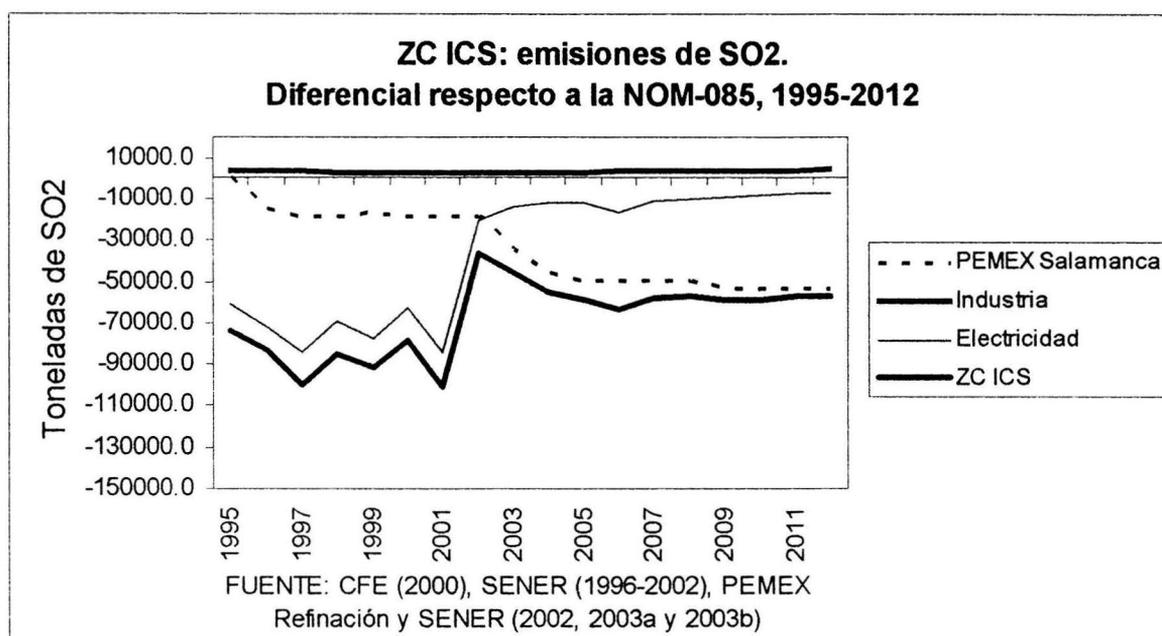
El incremento en el diferencial de emisiones de la refinería de Ciudad Madero se atribuye a la absorción de un considerable volumen adicional de combustóleo debido a la conversión a gas natural de la termoeléctrica de Altamira, la cual modificará su diferencial de emisiones de SO₂ de -56267.6 toneladas en 1995 a 266683 toneladas en 2012. Cabe señalar que la transición más acentuada en el diferencial de emisiones de la refinería de Madero y la termoeléctrica de Altamira se registra en el año 2002.

El volumen de emisiones diferenciales negativas registrado en la zona a lo largo de todo el período de análisis es revertido a partir de 2009 como resultado de la conversión de las plantas eléctricas a gas natural, a lo que se suma la capacidad adicional programada.

4.3.5 Zona crítica Irapuato-Celaya-Salamanca

Las plantas químicas intensivas en energía detectadas en esta zona consumen en su totalidad gas natural, por lo que mantienen un diferencial positivo de emisiones a lo largo del período de análisis, el cual se mantiene en aproximadamente 2700 toneladas de SO_2 , (ver apéndice C) convirtiendo a estas empresas en vendedoras potenciales de certificados de emisión (gráfica 4-5)

Gráfica 4-5



En lo referente al sector eléctrico, de 1995 hasta 2001 el diferencial se mantiene en un promedio de -80,000 toneladas de SO_2 y a partir de ese año comienza a reducirse para ubicarse en -6,991 toneladas en 2012 (ver apéndice C). Esta tendencia es resultado de la sustitución parcial de combustóleo por gas natural, y si bien no resuelve la situación del sector eléctrico como comprador potencial de certificados comerciables de emisión, sí le permite una inserción en un probable mercado de este tipo en una posición menos desventajosa que la observada antes de 2002.

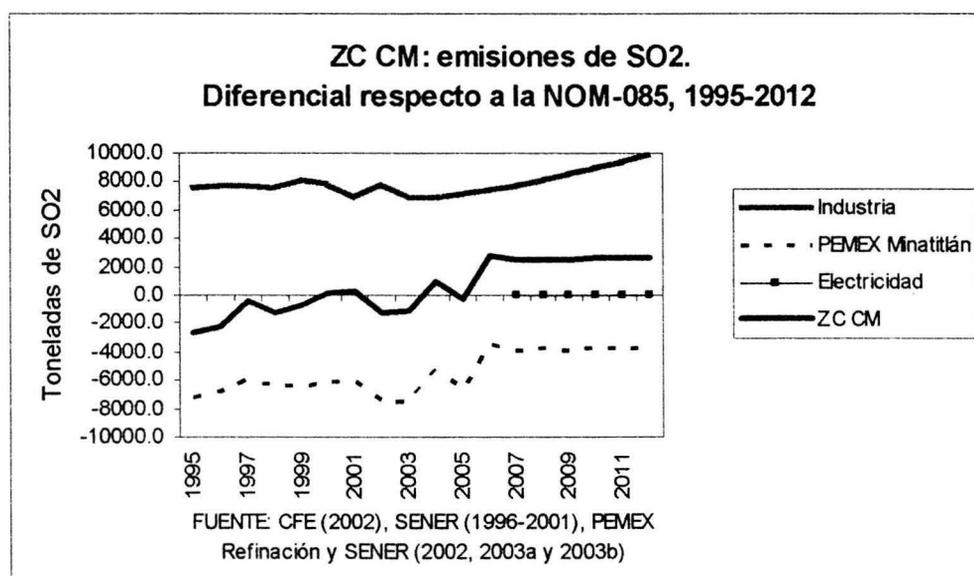
Paralelamente a la tendencia registrada en CFE Salamanca, la refinería de PEMEX ubicada en la misma ciudad muestra un acentuado aumento en su diferencial negativo de emisiones entre 2002 y 2003, al pasar de -18713.7 a -34024.9 toneladas de SO_2 , lo que representa un aumento del 82.0% (ver apéndice C). Asimismo, se espera que este diferencial tienda a ampliarse en los años subsecuentes y se ubique en -53521 toneladas de SO_2 en 2005, manteniéndose constante el resto del período analizado.

4.3.6 Zona crítica Coatzacoalcos-Minatitlán

Las características que definen a la situación de esta zona crítica son, como se mencionó en el apartado anterior, la existencia de una planta industrial orientada hacia la química, altamente intensiva en energía y cuyo consumo energético se constituye exclusivamente de gas natural. Esto hace que vista en su totalidad, la planta industrial de la zona mantenga a lo largo de todo el período un alto diferencial positivo de emisiones de SO₂, de 7657.5 toneladas en 1995, proyectándose un volumen de 9947.4 toneladas de SO₂ en 2012. (ver apéndice C y gráfica 4-6)

Por lo que respecta a la generación de electricidad, si bien para 2007 se tiene proyectado el inicio de operaciones de una planta generadora en Coatzacoalcos, su consumo energético será muy inferior a los 43,000 MJ/hora, por lo que no se considera como participante potencial en un mercado de emisiones de SO₂.

Gráfica 4-6



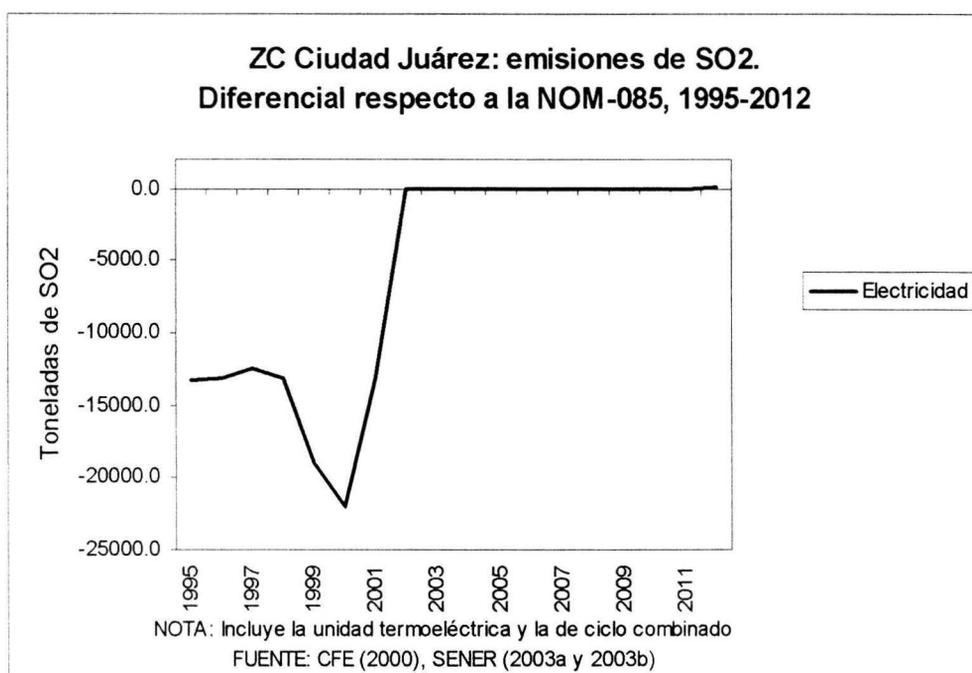
NOTA: el consumo energético correspondiente a la electricidad en esta zona es menor a 43,000 MJ/h

Por su parte, la refinería de Minatitlán muestra a lo largo de todo el período de análisis un diferencial negativo de emisiones de SO₂, el cual, sin embargo tiende a decrecer a partir de 2003 (gráfica 3-12). De esta forma, el diferencial pasará de -7257.3 toneladas en 1995 a -3742.8 toneladas de SO₂ en 2012, lo que representa un decremento de 47.2%.

4.3.7 Zona crítica Ciudad Juárez

Debido a que no se detectó ninguna planta industrial con un consumo mayor a 43,000 MJ/hora regulada por la NOM-085 en esta zona⁵, el análisis se limita únicamente a la planta de generación eléctrica de Samalayuca, cuya reconfiguración en 2001 implica la sustitución total de combustóleo por gas natural. Este proceso provoca que el diferencial de emisiones de la planta pase de una cifra negativa cuyo máximo de -13245.8 toneladas de SO₂ se registra en el año 2000 hasta 19.6 toneladas en 2002 y 26.2 toneladas en 2012 (ver apéndice C y gráfica 4-7).

Gráfica 4-7



Como puede observarse, los reducidos volúmenes de energía utilizada por esta planta a partir de 2002, si bien la colocan como un vendedor potencial de certificados de emisiones, provocan que su inserción en un mercado nacional de emisiones que involucre a las zonas críticas señaladas por la NOM-085 no sea relevante.

4.3.7 Total de las zonas.

La NOM-085 no contempla la creación de un mercado de emisiones a nivel nacional, por lo que la realización de este ejercicio es puramente especulativa. Sin embargo, dado que no todas las zonas analizadas cuentan con el suficiente número de establecimientos industriales que

⁵ Se detectaron en esta zona dos plantas cementeras, una en Ciudad Juárez y otra en el municipio de Samalayuca. Sin embargo, no están reguladas por la NOM-085.

cumplen con las especificaciones de esta norma, los resultados obtenidos pueden indicar que la implantación de un mercado de este tipo puede hacerse a nivel nacional.

La tabla 4-23 y la gráfica 4-8 muestran las tendencias generales respecto al diferencial de emisiones de todas las zonas, considerando la división entre el sector eléctrico, la refinación (PEMEX) y las diversas ramas industriales incluidas.

Tabla 4-15. Diferencial de emisiones en zonas críticas por sector industrial, 1995-2012
(toneladas de SO₂)

	Electricidad	Refinación	Industria	Total
1995	-316804	-80630	1427	-396007
1996	-333279	-77222	3843	-406657
1997	-351451	-79352	6097	-424706
1998	-352451	-80512	11705	-421258
1999	-344280	-80344	15006	-409619
2000	-321068	-77866	22321	-376613
2001	-358151	-70067	22894	-405325
2002	-166878	-66994	27650	-206223
2003	-134474	-102149	28360	-208262
2004	-119597	-124712	32535	-211774
2005	-94245	-128280	34403	-188123
2006	-100098	-125165	40762	-184501
2007	-70823	-125493	43612	-152704
2008	-68671	-125443	46008	-148106
2009	-70306	-129172	48527	-150951
2010	119574	-161314	51360	9620
2011	177033	-161314	54207	69925
2012	222443	-161314	57217	118346

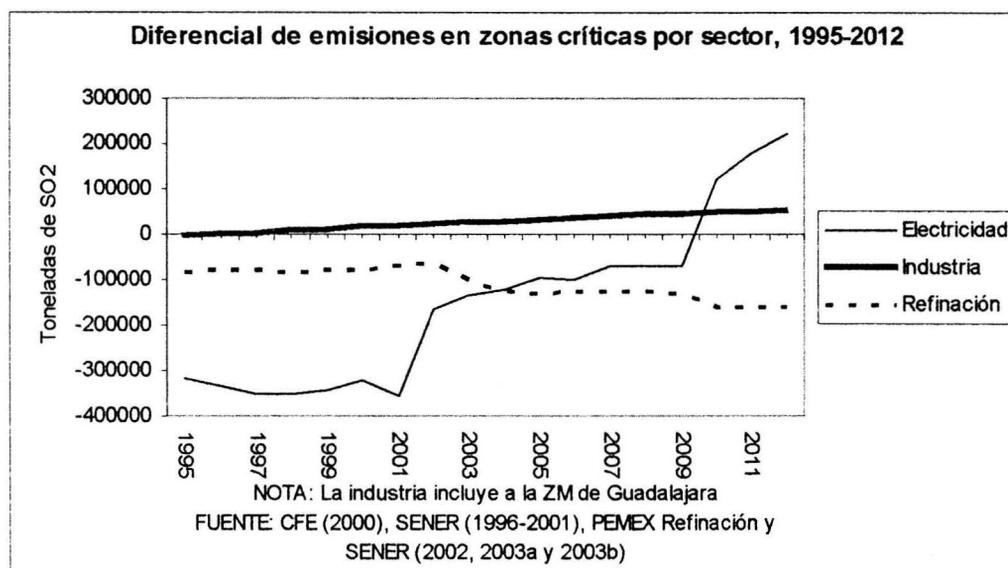
FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003^b)

Como puede observarse, durante la mayor parte del plazo analizado el diferencial de emisiones registra cifras negativas, lo que indica que el límite fijado por la NOM-085 (manifestado en un promedio de emisiones por gigacaloría de 0.36 para la ZMCM y de 1.44 para las demás zonas) es rebasado por las emisiones reales de las ramas analizadas. Sin embargo, este diferencial muestra una reducción de 50.6% en el lapso señalado, e incluso se vuelve positivo a partir de 2010, lo que indica principalmente un proceso de sustitución de combustibles hacia otros más limpios como el gas natural.

Sin embargo, este proceso no ocurriría en forma similar en cada uno de los sectores analizados. Como lo muestra la gráfica 4-14, el único sector con un diferencial total positivo de

emisiones es la industria, sin embargo la magnitud de esta cifra no es suficiente para compensar el diferencial proveniente de la generación eléctrica y la refinación.⁶

Gráfica 4-8



El análisis del sector de refinación ubicado en las zonas críticas respectivas muestra que después de una tendencia estable, el diferencial negativo de emisiones se amplía después de 2002, lo que implica un incremento de 55.6% en el período. Cabe señalar que el crecimiento más drástico del diferencial negativo tiende a coincidir con la sustitución de combustibles favorable al gas natural en las plantas de CFE correspondientes a las zonas críticas analizadas, lo que indica la absorción de una parte del combustóleo excedente resultante de este proceso.

Por su parte, puede observarse una drástica reducción del diferencial de emisiones correspondiente a la generación eléctrica partir de 2002, como resultado, de dos procesos: a) el cierre de algunas plantas ubicadas en las zonas críticas analizadas (ZMCM y ZM de Monterrey), y b) la sustitución de combustóleo por gas natural en forma parcial o total en las demás plantas, siendo este proceso el de mayor significación en la reducción de emisiones de SO₂.

La reducción resultante de este proceso aun no es suficiente para eliminar el diferencial negativo de emisiones proveniente de la generación eléctrica, por lo que tampoco en términos agregados puede considerarse que este sector sea capaz de compensar por sí mismo las emisiones de SO₂ de otros sectores. Sin embargo, con respecto a las emisiones del sector de refinación sí puede hablarse de una compensación de emisiones, ya que el diferencial

⁶ Cabe señalar que aun cuando el diferencial total de emisiones de la industria muestra una tendencia creciente entre 1995 y 2000, se optó por mantener un escenario sin cambios en la proyección realizada.

registrado por el sector eléctrico en los últimos años del período analizado se mantiene en un nivel similar al observado para la industria refinadora entre 1995 y 2001.

Esta situación si bien no permite considerar que la implantación de un mercado de emisiones es una acción viable, abre la interrogante sobre la posibilidad de desarrollar un mecanismo de este tipo con la incorporación de otros sectores industriales como el cemento, así como de industrias medianas consumidoras de energía. Asimismo, es probable que los mecanismos de comercialización intra-firma tiendan a ser más eficientes que los inter-firma, bajo un marco institucional débil, debido a los menores costos de transacción que esto implica. La actual implantación del mercado de emisiones de carbono por parte de PEMEX tiende a comprobar esta afirmación.

Por otra parte, bajo las perspectivas de una probable inelasticidad en la oferta de gas natural que pueda poner en riesgo el plan original de expansión del sector eléctrico la pertinencia de implantar un mercado de emisiones similar al establecido por la NOM-085 cobra nuevamente importancia en un contexto político internacional que tiende a privilegiar cada vez más el uso de energías limpias. De este modo, las enseñanzas derivadas de este primer intento pueden ser la base para la implantación de un mercado viable y costo eficiente de emisiones en México.

4.4 Conclusiones

Las tendencias señaladas permiten concluir el análisis precedente de la manera siguiente:

El diferencial de emisiones de SO_2 de la industria en su totalidad tiene signo positivo, lo que la ubica en su conjunto como un potencial vendedor de certificados comerciables de emisión. El volumen de energía consumida por estas industrias es, sin embargo muy reducido si se compara con la energía consumida por otras ramas como la refinación y la generación de electricidad, lo que relativiza su aporte a un mercado de emisiones.

El proceso de conversión tecnológica del sector eléctrico implicó la sustitución de grandes volúmenes de combustóleo por gas natural y la utilización de equipos más eficientes como el ciclo combinado, por lo que cabría esperar una reducción drástica de las emisiones de SO_2 a la atmósfera. Sin embargo, debido a que estos procesos tienen un carácter parcial en algunas de las zonas analizadas, el diferencial de emisiones de la totalidad del sector eléctrico en las zonas críticas permanecerá negativo.

La tendencia observada en el sector eléctrico, favorable a un menor diferencial negativo de emisiones, será contrarrestada en parte por la mayor utilización por parte del sector refinador del combustóleo desplazado en la generación de electricidad. Esto provocará un incremento del diferencial negativo de emisiones de SO_2 provenientes de la refinación. Sin embargo, debe considerarse también que el combustóleo desplazado se utilizará en procesos de coquización y gasificación, por lo que no será absorbido en su totalidad por la refinación.

Queda la cuestión de si con la incorporación de otros actores, como la industria del cemento y establecimientos industriales de mediano consumo a un mercado de este tipo puede pensarse en que este mecanismo sea viable. Este aspecto adquiere relevancia principalmente por el planteamiento de escenarios probables de una oferta restringida de gas natural que pudiera amenazar el programa de expansión del sector eléctrico a base de este combustible.

CONCLUSIONES

Dentro de las soluciones diseñadas para enfrentar el problema de la contaminación, la solución económica es la más reciente y la que ha recibido un gran impulso en algunos sectores, además de la vía tecnológica y la normativa. Esta tendencia ha determinado el diseño y la aplicación de mecanismos de mercado como instrumentos contra la contaminación

La creación de un mercado de emisiones es una de las iniciativas favorecidas por el apoyo a las soluciones económicas contra la contaminación. El fundamento de este instrumento es la asignación de derechos de propiedad, lo que se traduce en la posibilidad para las fuentes contaminantes de comprar o vender permisos para contaminar, de tal manera que se cumpla con el principio equi-marginal de optimización. Las ventajas que a nivel teórico se le han atribuido al mercado de emisiones estriban en que, al contrario de las soluciones tradicionales de fin de tubo, este mecanismo permite cumplir con una meta global de abatimiento de la manera más costo efectiva posible.

Sin embargo, la existencia de una base institucional sólida es un requisito indispensable para la implantación y el funcionamiento eficiente de un mercado de emisiones. Esta base institucional sólo es posible mediante el cumplimiento de tres condiciones básicas: a) una política de Estado sólida y coherente que facilite los arreglos institucionales necesarios; b) la promoción de la competencia a través de esquemas regulatorios claros y accesibles y c) el fortalecimiento del Estado de Derecho que garantice el cumplimiento de los preceptos y objetivos del mercado.

Además de este requerimiento, la aplicación de un mercado de emisiones no está exenta de ciertos riesgos, los cuales han sido registrados a partir de las diferentes experiencias reales y pueden resumirse en:

- La posibilidad de que la aplicación de un mecanismo de este tipo no sea necesariamente la solución más costo-eficiente, como parece demostrar el análisis de los resultados del "Programa de la Lluvia Acida" en Estados Unidos.
- La existencia de trabas de elementos de tipo institucional que impidan bajar los costos de transacción al mínimo.
- Los altos costos de transacción, derivados de los complejos procedimientos de operación del sistema y la incertidumbre del proceso de aprobación.
- Como resultado, la tendencia, bajo ciertas condiciones es hacia el fortalecimiento del comercio intra-firma por encima del inter-firma, y el importante papel desempeñado por los agentes ("brokers") en este proceso así como al control del mercado de emisiones por parte de las empresas más grandes., como lo muestra el análisis del mercado creado en Santiago de Chile para emisiones de partículas.

En lo referente al caso de México, la publicación de la LGEEPA a finales de la década de los ochenta marcó una nueva etapa al darle un sustento jurídico más sólido a la protección



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ambiental. Uno de los resultados más evidentes de la publicación de esta ley fue la tendencia a favorecer en menor medida los esquemas de comando y control que habían imperado hasta entonces, vislumbrándose la posibilidad de establecer mecanismos de mercado para la protección ambiental.

Sin embargo, la legislación ambiental y específicamente la elaboración de normas en México son procesos sumamente complicados debido, entre otras cosas, al gran número de actores involucrados, así como a las particularidades burocráticas del proceso, que se traducen en lapsos considerablemente prolongados entre el diseño y la aprobación definitiva de las normas. Esto ha ocasionado que las normas aprobadas no siempre se apeguen a la realidad bajo las que fueron concebidas y por lo tanto, la eficiencia del proceso no siempre es la idónea.

Una de las particularidades de la NOM-085-ECOL-1994, es el establecimiento de las bases para la configuración de un mercado de emisiones de SO_2 . Este aspecto se consideró muy novedoso en el momento de la publicación de la norma, y es muy probable que la experiencia exitosa del "mercado de la Lluvia Ácida" en Estados Unidos haya favorecido una perspectiva optimista sobre la implantación de un mercado similar en México, ante la falta de experiencias nacionales con mecanismos de este tipo.

El optimismo inicial, sin embargo, pronto dio paso a una realidad cada vez más evidente: la falta de un marco institucional adecuado para el desarrollo de un mercado de emisiones. El primer indicador de esta situación lo fue el hecho de que la aplicación de burbujas ambientales ni siquiera estaba reconocida en la legislación vigente, y además se detectaron numerosas lagunas en lo referente a la operación y control de un mercado de emisiones.

A pesar de que estas deficiencias institucionales fueron determinantes para suspender el intento de establecer un mercado de emisiones de SO_2 , la posibilidad de la implantación de un mecanismo de este tipo nunca ha sido descartada oficialmente, aun cuando no se han hecho más intentos por parte de las autoridades ambientales. De esta forma, el planteamiento de un mercado de emisiones de SO_2 para industrias grandes consumidoras, en los términos de la NOM-085, podría tener mayores probabilidades de éxito siempre que se establezcan los elementos institucionales que garanticen el funcionamiento adecuado del sistema. De hecho, el tema de su implantación fue ampliamente abordado y discutido principalmente en las esferas relacionadas con la política energética y ambiental de México, lo que sin embargo, no fue suficiente para consolidar el establecimiento de este sistema

Por otra parte, la información recabada tanto de las experiencias internacionales como de la nacional indica que la implantación y operación de un mecanismo de este tipo probablemente se dé manera más eficiente a nivel intra-firma que inter-firma. La evidencia más sólida para respaldar esta afirmación es la existencia de un mercado de emisiones de carbono al interior de PEMEX, cuyos primeros resultados se han calificado de exitosos.

Esta situación puede ser un tema central de debate en el contexto de la implantación de mecanismos de desarrollo limpio y el intercambio de bonos de carbono a nivel internacional. Así, las experiencias obtenidas del intento con las emisiones de SO_2 pueden ser de gran valor para la integración exitosa de México en este proyecto.

Por lo que respecta a los las industrias emisoras de contaminantes consideradas como participantes potenciales en el diseño del mercado de emisiones según los lineamientos de

la NOM-085-ECOL-1994, cabe señalar que su desempeño ambiental se ha visto fuertemente afectado por las nuevas tendencias a nivel mundial, por lo menos en lo que se refiere a industrias manufactureras y generación de electricidad.

De esta forma, las preocupaciones por el medio ambiente, la reestructuración de los mercados de gas natural, el surgimiento de nuevas tecnologías de generación eléctrica, han marcado una nueva tendencia mundial, favorable a la utilización de combustibles más limpios y tecnologías más eficientes en los procesos industriales, cuyos efectos se han reflejado en gran medida en el sector eléctrico y en el industrial. De este modo, la planeación eléctrica en la mayoría de los países se ha caracterizado por considerar la adopción de equipos de ciclo combinado, de gran eficiencia y escalabilidad, junto con la utilización de gas natural, mientras que la tendencia dominante en las industrias grandes consumidoras en México ha sido la conversión hacia gas natural.

Bajo estas tendencias en México se han observado cambios significativos en el enfoque de la planeación eléctrica durante las últimas dos décadas. Así, la electricidad dejó de considerarse un vector potencial para la diversificación de las fuentes de energía consumidas en la generación, a través del uso del carbón y la energía nuclear, para convertirse en un factor clave en la política ambiental, favoreciendo el uso de gas natural en las nuevas centrales termoeléctricas programadas, así como en las centrales existentes sujetas a una conversión tecnológica.

Si bien, dentro de las zonas críticas definidas por la legislación ambiental este proceso de adopción de gas natural no se dará totalmente, una gran parte de la capacidad instalada funcionará a base de este combustible, aun cuando existen numerosos factores que actualmente le confieren una gran incertidumbre a este proceso.

Las ramas industriales incluidas en la NOM-085 (exceptuando generación eléctrica y refinación) continuaron con el proceso de sustitución de combustóleo y diesel por gas natural durante el período 1995-2000, y este proceso puede considerarse prácticamente como concluido, si bien cabe la posibilidad de que este comportamiento se revierta por los costos del gas natural y al no existir medidas que prevengan un eventual cambio hacia otros combustibles por parte de la industria. Dentro de las ramas de gran consumo energético reguladas por la NOM-085 se incluye a la química, acero, papel, cerveza y malta, y hule. En lo referente a la industria cementera, si bien es una consumidora intensiva de energía, no se encuentra regulada por esta norma, por lo que no se incluyó en el presente estudio. Esta situación también es un factor en contra para la implementación eficiente de un mercado de emisiones, dada la magnitud de los consumos de la industria cementera y las características de sus combustibles.

En lo referente a la refinación, la mayor parte de la capacidad de destilación primaria se encuentra ubicada en las zonas críticas especificadas por la NOM-085, sin embargo, el crecimiento de esta capacidad para 2006 se registrará únicamente en refinerías ubicadas fuera de las zonas críticas

La primera caracterización del consumo energético de las grandes industrias en cada una de las zonas críticas muestra una gran heterogeneidad entre ellas. Mientras que la ZMCM contiene una mayor variedad de industrias grandes consumidoras, la magnitud de su consumo energético es muy pequeña en relación con otras zonas, como Tula-Vito-Asasco,

cuyos únicos dos sectores grandes consumidores (exceptuando al cemento) convierten a esta región en la mayor consumidora de energía de las zonas críticas. Un caso diferente es el de la ZM de Monterrey, ya que sus grandes industrias consumidoras muestran una cierta diversificación, y a la vez un consumo muy alto de energía. De este modo, las particularidades tan acentuadas de cada zona no permiten establecer un patrón general de configuración industrial ni de consumo energético, lo que necesariamente influye en la elaboración de políticas energéticas y ambientales específicas.

En lo referente al cálculo y análisis de las emisiones de SO_2 en las industrias ubicadas en las zonas críticas, se observa que el diferencial de emisiones de SO_2 de la industria en su totalidad tiene signo positivo, lo que la ubica en su conjunto como un potencial vendedor de certificados comerciables de emisión. Sin embargo, el volumen de energía consumida por estas industrias es muy reducido si se compara con la energía consumida por otras ramas como la refinación y la generación de electricidad, lo que relativiza su aporte a un mercado de emisiones.

Por otra parte, el proceso de conversión tecnológica del sector eléctrico implicará la sustitución de grandes volúmenes de combustóleo por gas natural y la utilización de equipos más eficientes como el ciclo combinado, lo que se reflejará en una reducción drástica de las emisiones de SO_2 a la atmósfera a partir de 2002. Sin embargo, debido a que estos procesos tendrán un carácter parcial en algunas de las zonas analizadas, el diferencial de emisiones de la totalidad del sector eléctrico en las zonas críticas permanecerá negativo.

No obstante, la tendencia observada en el sector eléctrico será contrarrestada en parte por la mayor utilización de combustóleo en la refinación de petróleo, como resultado de la absorción parcial de este energético al ser desplazado por la industria eléctrica. Esto provocará un incremento del diferencial negativo de emisiones de SO_2 provenientes de la refinación.

Esta situación es por sí misma un factor que permitiría cuestionar la viabilidad de implantar un mercado de emisiones como el que plantea la NOM-085, ya que la reducción del diferencial de emisiones en el total de zonas críticas implicaría, bajo las circunstancias actuales, y suponiendo un límite al proceso de sustitución de combustóleo en las otras ramas industriales, la utilización de un amplio volumen adicional de gas natural para generación eléctrica, con el consecuente desplazamiento de combustóleo, sin contar con suficiente capacidad en el sector de refinación para absorber este excedente.

Sin embargo, es pertinente cuestionar si con la incorporación de otros actores, como la industria del cemento y establecimientos industriales de mediano consumo a un mercado de este tipo puede pensarse en que este mecanismo sea viable. Este aspecto adquiere relevancia principalmente por el planteamiento de escenarios probables de una oferta restringida de gas natural que pudiera poner en jaque el programa de expansión del sector eléctrico a base de este combustible.

Si bien el análisis de la implementación de un mercado de emisiones de CO_2 en México rebasa los alcances de este trabajo, las conclusiones obtenidas de la experiencia fallida de la implantación de un mercado de emisiones de SO_2 de acuerdo con los lineamientos de la NOM-085-ECOL-1994 proporciona elementos de análisis para el diseño y aplicación de un mercado de este tipo para regular las emisiones de CO_2 que resulte más adecuado a las condiciones de la planta industrial de México, considerando los aspectos institucionales,

jurídicos y estructurales involucrados en una medida de este tipo. En este sentido, la opción más viable podría apuntar hacia el establecimiento de sistemas de comercialización de emisiones intra firma que involucren a empresas grandes consumidoras o, en otro panorama, a un mercado acotado únicamente a PEMEX y CFE, y en todo caso, a una participación marginal de la industria. Aquí la participación podría darse bajo el modelo establecido por PEMEX para las emisiones de CO₂.

REFERENCIAS

1. Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas natural en Latinoamérica y el Caribe (2002). "Desarrollo de la Capacidad para Créditos de Emisiones en América Latina y el Caribe". (Informe del Taller efectuado en la Ciudad de México, 23-25/10/01), *Informe Ambiental*, No. 12, abril. Montevideo, Uruguay, abril
2. Ayala Espino, José. (2002). *Fundamentos Institucionales del Mercado*. UNAM-Facultad de Economía, México.
3. Banque Mondiale (1997). *Rapport Sur le Développement dans le Monde 1997. L'État Dans un Monde en Mutation*. USA.
4. Belausteguigoitia, Juan Carlos et al. (2001). *La Inserción de la Gestión Ambiental en las Políticas Sectoriales de Latinoamérica y el Caribe. El Caso de los Sectores Energético e Industrial en México*. ITAM Centro de Investigación en Políticas Públicas, México.
5. Benham, Alexandra y Lee Benham (1998). *Measuring the Costs of Exchange*, Washington University, St. Louis, Missouri, USA.
6. British Petroleum (2003). *Statistical Review of World Energy*, UK, june.
7. Callan, Scott J. y Janeth M. Thomas (1996). *Environmental Economics and Management*, Irwin, USA,.
8. Carlson, Curtis et al (2000). "Sulfur Dioxide Control by Electric Utilities; What are the Gains from Trade?", *Journal of Political Economy*, vol 18, No 6, The University of Chicago, USA, pp 1292-1325.
9. CDM Watch (2003). *About CDM*, <http://www.cdmwatch.org/about-cdm.php>, 27-12-03.
10. Coase, Ronald. (1994) *El problema del Coste Social*, en *La Empresa, el Mercado y la Ley*, Alianza, Madrid.
11. Comisión Federal de Electricidad (2001a). *Qué es la CFE. Historia*, <http://www.cfe.gob.mx/>, 28-08-01, México
12. Comisión Federal de Electricidad (2001b). *Desarrollo del Mercado Eléctrico*, México
13. Comisión Reguladora de Energía (2004). <http://www.cre.gob.mx>
14. Department of Energy (2001) . *National Energy Policy*, USA.
15. Department of Energy/Energy Information Administration (2001). *International Energy Outlook*, USA.
16. Energy Information Administration (2003). *Electricity*, <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epaf4p5/html>, 08-07-03, USA.
17. Field, Barry C. *Economía Ambiental. Una Introducción*, Mc Graw Hill, Colombia, 1995.
18. Gershenson, Antonio (2001), "El Clima Bélico y Nuestro Gas", *La Jornada*, DEMOS, Desarrollo de Medios, año 18, No. 6131, 23 de septiembre, p. 17.
19. Giner de los Ríos, Francisco (1997). " Instrumentos Económicos y la Regulación Ambiental en México" , *Gaceta Ecológica*, INE-SEMARNAP, No. 43, nueva época, trimestral, verano.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

20. Giner de los Ríos, Francisco (1998), entrevistador: Gabriel Nagore. "Menores Costos Económicos, Sociales y Ambientales en los Procesos Productivos: Objetivo de las Normas Ambientales Mexicanas", *Boletín IIE*, bimestral, julio-agosto de 1998.
21. González, José Juan e Ivett Montelongo (s/d). *La Contaminación de la Atmósfera en el Derecho Mexicano*, UAM Azcapotzalco, <http://www-azc.uam.mx/publicaciones/alegatos/395.html#2.2.%20Disposiciones%20aplicables%20a%20las%20fuentes%20fijas> , 02/03/03, México.
22. Instituto Nacional de Ecología (1988). *Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente*, México.
23. Instituto Nacional de Ecología. (s/d) *La Contaminación Atmosférica de Fuentes Industriales y los Permisos Comerciables como una Posible Solución*, http://www.ine.gob.mx/dgra/econ_amb/ea_com.htm, México. 10-02-2001.
24. Instituto Nacional de Ecología. (1994) "Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994", *Diario Oficial de la Federación*, México. 2-12-1994
25. Instituto Nacional de Ecología (1997). *Programa de Normalización Ambiental Industrial, 1997-2000*. <http://www.ine.gob.mx/> , 28-09-00, México.
26. Internacional Solar Energy Society (2003). *White Paper. Transitioning to a Renewable Energy Future.*, Freiburg, Germany.
27. Islas, Jorge (1999). "Te Gas Turbina: A New Technological Paradigm in Electricity Generation", *Technological Forecasting and Social Change*, Elsevier Science, New York, USA.
28. North, Douglass C. (1994). *Institutions Matter*, EconPapers, Economic Research Institute, Stockholm School of Economics, <http://econpapers.hhs.se/paper/wpawuwpeh/9411004.htm>, 13-04-04. Suecia
29. Macías, Paloma (2000). *El Consumo de hidrocarburos en México. Análisis y Perspectivas*, tesis de licenciatura, Facultad de Economía, UNAM, México.
30. Montero, Juan Pablo *et al* (2000). *A Market-Based Environmental Policy Experiment in Chile*. Paper. Massachusetts Institute of Technology, <http://web.mit.edu/ceep/www/napap.htm>. 10-10-01, USA.
31. Páramo Figueroa, Víctor (s/d). *Normatividad Ambiental para Equipos de Generación Eléctrica*, Secretaría del Medio Ambiente del Gobierno de; Distrito Federal, Dirección General de Gestión Ambiental del Aire, <http://www>,
32. Quintanilla, Juan (1997). "La generación Eléctrica en México y sus Impactos Ambientales: Pasado, Presente y Futuro", *Energía y Medio Ambiente en México*, IEE-PUE-UNAM, México.
33. Rodríguez J. Israel (2002). "Crear Nuevos Impuestos, Respuesta de Hacienda a Demandas de Estados", *La Jornada*, DEMOS, Desarrollo de Medios, año 19, No. _____ diario, 21 de octubre, México, D.F.
34. Romero, Patricia (ca.2002). "El Peso de las Políticas Mexicanas en la 'Sustentabilidad' de las Tendencias de Desarrollo. En INE. *La Transición Hacia del Desarrollo Sustentable. Perspectivas de América Latina y El Caribe*, capítulo 4. México.
35. Salazar, Francisco Xavier (s/d). "Instrumentos Económicos Ambientales: la Implementación Pendiente". <http://www.segam.gob.mx/memorias/normativ/ponenci1.html>, 02-03-03. México.

36. Secretaría de Desarrollo Social (1993). "NOM-040-ECOL-1993, que Establece los Niveles Máximos Permisibles de Emisión a la Atmósfera de Partículas Sólidas, así como los Requisitos de Control de Emisiones Fugitivas, Provenientes de las Fuentes Fijas Dedicadas a la Fabricación de Cemento". *Diario Oficial de la Federación*, Diario, México, 22 de octubre de 1993.
37. Secretaría de Economía (2001). "Suplemento del Programa Nacional de Normalización", *Diario Oficial de la Federación*, Diario, México, 3 de agosto de 2001.
38. Secretaría de Energía (2000a). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*, México
39. Secretaría de Energía (2002). *Prospectiva del Mercado de Petrolíferos 2002-2011*, México.
40. Secretaría de Energía (1995-2000). *Cuestionario para Establecer el Consumo de Energía en la Industria*. Documentos internos, México.
41. Secretaría de Energía (2001). *Balance Nacional de Energía 2001*, México.
42. Secretaría de Energía (2002). *Balance Nacional de Energía 2002*, México.
43. Secretaría de Energía (2002a). *Cambio Climático*, <http://www.energia.gob.mx/work/secciones/217/imagenes/cambioclimatico2.doc>, 12/04/03. México.
44. Secretaría de Energía (2002b). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011*, México
45. Secretaría de Energía (2003a). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012*, México.
46. Secretaría de Energía (2003b). *Prospectiva del Mercado de Petrolíferos 2003-2012*, México.
47. Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (1997). "Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación Atmosférica- Fuentes fijas. *Diario Oficial de la Federación*, diario, México, martes, 11 de noviembre de 1997.
48. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2002a). "NOM-040-ECOL-2002. Protección Ambiental-Fabricación de Cemento Hidráulico-Niveles Máximos Permisibles de Emisión a la Atmósfera". *Diario Oficial de la Federación*, diario, México, 29 de octubre de 2002.
49. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2002b). *Semarnat Impulsa un Proyecto de Norma para Controlar la Emisión de Compuestos de Azufre*. Comunicado de prensa, México, 23 de diciembre de 2002, <http://www.semarnat.gob.mx/> 24-12-02.
50. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2003). Sitio web <http://www.semarnat.gob.mx/> 24-12-02.
51. Smith, Anne E. *et al*, (1998), *The Costs of Reducing Utility SO₂ Emissions -Not as Low as You Might Think*. Paper. Massachusetts Institute of Technology, <http://web.mit.edu/ceepr/www/napap.htm>. 10-10-01, USA
52. Tietenberg, Tom (1997), *Tradable Permits and the Control of Air Pollution in the United States*, paper, Colby College, <http://www.colby.edu/personal/t/thtieten/> 06-11-01. USA
53. Turner, Kerry R. *et al* (1994). *Environmental Economics, an Elementary Introduction*. Harvester Wheatsheaf, London.

54. Urquidi, Víctor L. (1999) "Instrumentos Económicos para la Política Ambiental: Estructura Industrial y Comportamiento Empresarial en los Países en Vía de Desarrollo, con Referencia a México", en Mercado, Alfonso (coordinador), *Instrumentos Económicos para un Comportamiento Empresarial Favorable al Ambiente en México*, COLMEX-FCE, México.
55. Woerdman, Edwin (2000). "Implementing the Kyoto Protocol: Why JI and CDM Show more Promise Than International Emissions Trading". *Energy Policy*. Elsevier Science, England.

Entrevistas y comunicados:

Barojas Weber, Luis, Director General de Industria de la SEMARNAT Entrevistador: Gabriel Haddad. Tema: *Perspectivas sobre la creación de un Mercado de Emisiones en México*. SEMARNAT, junio de 2003, apuntes en manuscrito.

Robles Cázares, Alberto. CANACEM, Tema: *Normatividad de la industria cementera*. Comunicación por correo electrónico. arobles@canacem.org.mx, 24 de febrero de 2003.

Mata Sandoval, Juan Cristóbal, entrevistadora: Paloma Macías, Tema: *NOM 085 ECOL 1994*, SENER, junio de 2004.

APÉNDICE A

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS, REFINERÍAS Y ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES EN ZONAS CRÍTICAS



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



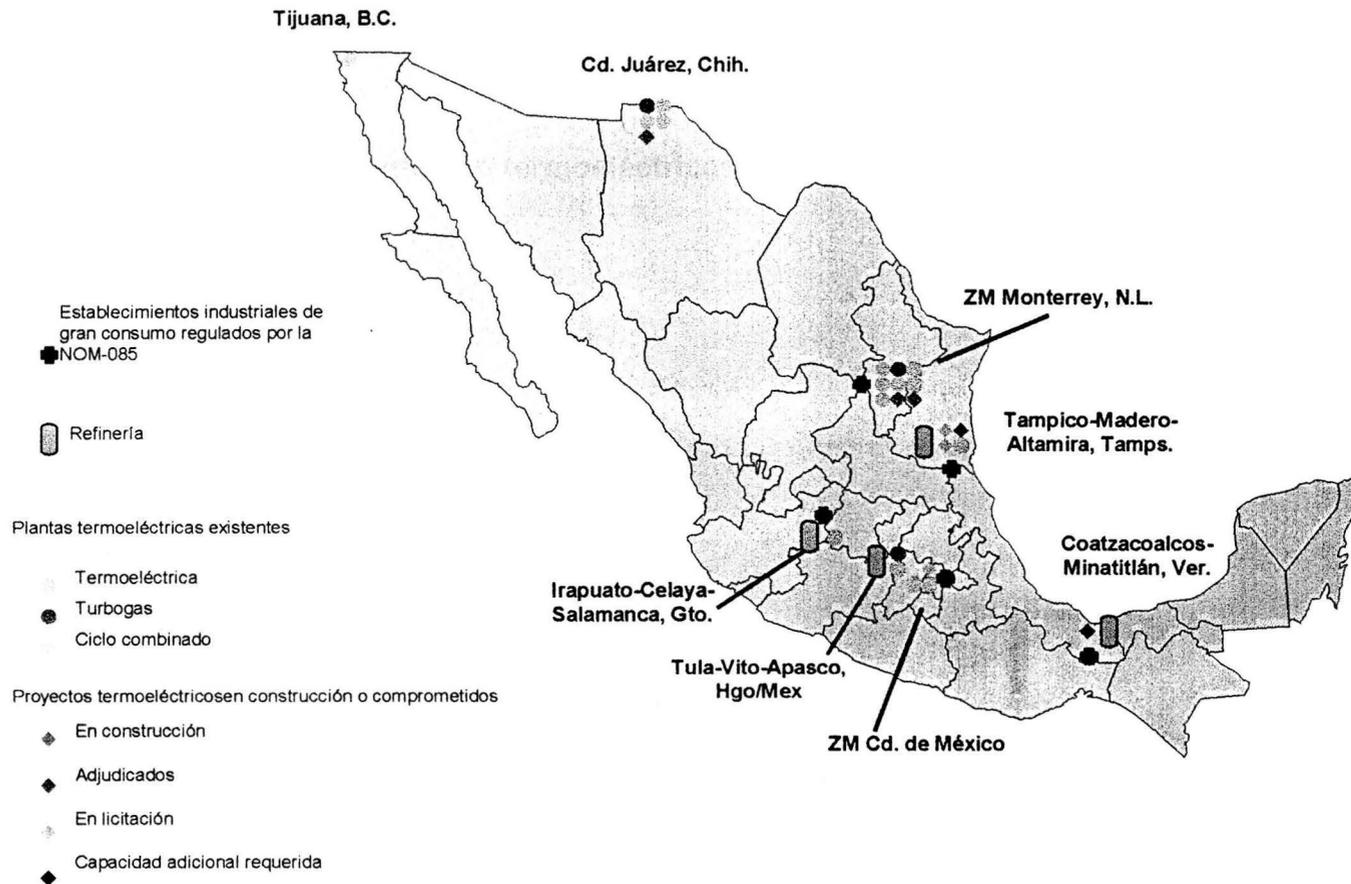
UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

APÉNDICE A: Centrales termoeléctricas, refinerías y establecimientos industriales en zonas críticas



NOTA: La unidad de turbogás registrada en Guadalajara no reporta capacidad instalada

FUENTE: CFE, datos a diciembre de 2000 (plantas existentes) y datos a 2009 para capacidad programada SE. Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009

APÉNDICE B

PRINCIPALES CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DEL CONSUMO DE ENERGÍA

APÉNDICE B. PRINCIPALES CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DEL CONSUMO DE ENERGÍA

Industria

La estimación del consumo de energía y las emisiones de SO₂ de la industria se realizaron con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía (SENER, 1995-2000) y por las prospectivas de petrolíferos y de gas natural (SENER (2003^a y 2003b)). La selección de las industrias incluidas en el cálculo se realizó estimando el consumo promedio por hora de energía de cada una de ellas, descartando a aquéllas cuyo resultado era inferior a 43,000 MJ. Cabe señalar que debido a algunas inconsistencias de la información disponible, algunos de los datos entre 1995 y 1999 tuvieron que ser estimados y la información para el periodo 2000-2002 fue estimada casi en su totalidad.

Por otra parte, existe la posibilidad de que se haya omitido a alguna empresa del cálculo, especialmente en la rama química y papelería, sin embargo, la confrontación de la información disponible con los directorios de las diversas cámaras industriales sugiere que las posibles omisiones no son significativas y que no afectan gravemente los resultados globales del cálculo.

Las ramas industriales incluidas son: química, papel, cerveza y malta, hule y acero. Si bien se considera que los procesos relacionados con la producción de vidrio y de cemento requieren de equipos de combustión mayores que 43,000 MJ/hora, la naturaleza de estas ramas industriales no las hace susceptibles de ser incluidas en la NOM-085 ECOL 1994 debido a que ésta sólo contempla los procesos industriales por calentamiento indirecto.

Plantas refinadoras

La estimación correspondiente al consumo energético y las emisiones de las plantas refinadoras de petróleo se realizó con base en datos reales proporcionados por PEMEX Refinación para el año 2002 en lo referente a destilación atmosférica. El criterio aplicado para el caso del consumo de combustóleo fue estimar la proporción de combustóleo consumido respecto al producido (la cual permanece constante), y posteriormente, la proporción entre el consumo de combustóleo y el de gas natural (el cual es marcadamente minoritario en estas plantas).

Cabe señalar que la NOM-085-ECOL-1994 no regula las emisiones de las plantas desulfuradoras ni endulzadoras, por lo que éstas quedaron omitidas del cálculo.

Electricidad

El consumo de combustibles de las plantas ubicadas dentro de las zonas críticas se obtuvo directamente de información de la empresa (CFE, 2000) y de las prospectivas de SENER (2003^a y 2003b). El consumo energético de PEGI se estimó a partir de información de la CRE (2004).

¹ Las cifras presentadas sobre consumo de energía corresponden a las calculadas con los poderes caloríficos del BNE (SENER, 2000), mientras que las cifras correspondientes a emisiones son las calculadas con los poderes caloríficos y factores de emisión correspondientes a la NOM-085-ECOL-1994. Lo anterior, con el fin de facilitar las comparaciones de los consumos energéticos por zona crítica con los consumos totales del BNE, y en lo referente a las emisiones, para facilitar el análisis respecto a los límites regionales de emisión establecidos por la mencionada norma oficial.

APÉNDICE C

DIFERENCIAL DE EMISIONES RESPECTO A LA NOM-085-ECOL-1994

APÉNDICE C: DIFERENCIAL DE EMISIONES RESPECTO A LA NOM-085-ECOL-1994

NOTA METODOLÓGICA

El cálculo del diferencial de emisiones respecto a la NOM-085-ECOL tuvo como objetivo determinar el monto en el que las emisiones de una fuente fija determinada se alejan del límite planteado por la norma y, por lo tanto, conocer si esta fuente se ubica como compradora o vendedora potencial de certificados de emisión en el caso hipotético de la existencia de un mercado de emisiones.

A un nivel más agregado, este indicador muestra en qué medida las plantas de la CFE consideradas en este estudio tiene la capacidad para compensar las emisiones de SO₂ de otras fuentes analizadas, como las refinerías y algunos establecimientos industriales. Cabe señalar que los cálculos se realizaron únicamente en unidades físicas, omitiéndose el cálculo en unidades monetarias debido a que no se cuenta con información suficiente para hacer una estimación fundamentada.

El método de cálculo del diferencial consistió en aplicar la siguiente ecuación:

$$DE_k = \sum_i^j E * (PRN - Pr_k)$$

en donde :

DE_k : diferencial de emisiones de la k-ésima fuente fija, en toneladas de SO₂

$\sum_i^j E$: suma de las fuentes energéticas utilizadas en Gcalorías

PRN : promedio regional de emisiones fijado por la NOM-085-ECOL-1994, en kg de SO₂/Gcaloría utilizada

Pr_k : promedio real de emisiones de la k-ésima fuente fija, en kg de SO₂/Gcaloría utilizada

El signo negativo indica que la fuente tiene emisiones excedentes respecto al límite de la norma, convirtiéndola en comprador potencial de certificados de emisión. Por el contrario, el signo positivo indica las toneladas de SO₂ por las que una fuente fija se sitúa por debajo del límite de la norma, convirtiéndose en un vendedor potencial de certificados de emisión.

APÉNDICE C-1: Zona Metropolitana de la Ciudad de México. Diferencial de emisiones de SO2 respecto a la NOM-085-ECOL-1994, 1995-2002

	Electricidad		E 1-P	E 2-P	E 3-P	E 4-P	E 5-P	E 6-P	E 7-P	E 8-P	E 1-CM	E 2-CM	E 1-H	E 2-H	E 3-H	Industria		
	J. Luque	V. de M.														d	a	ZMCM
1995	-7.37	7.80	-7.48	0.36	0.36	0.36	0.36	0.29	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.338	0.00	0.36	0.36	0.29	-0.40
1996	-7.04	7.80	-7.58	0.36	0.36	0.36	0.36	0.35	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.335	-0.02	0.36	0.36	0.28	-0.62
1997	0.36	7.80	-3.13	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.26
1998	0.36	-0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.28	0.28
1999	0.36	7.80	-2.97	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.26
2000	0.36	7.80	-7.56	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	-0.87
2001	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.29
2002	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.29
2003	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.29
2004	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.29
2005	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.29	0.29
2006	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.30	0.30
2007	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.30	0.30
2008	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.30	0.30
2009	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	-1.68	0.36	0.360	-0.04	0.36	0.36	0.30	0.30
2010			0.36														0.30	0.30
2011			0.36														0.30	0.30
2012			0.36														0.30	0.30
1995	-303.4	2520.3	-2819.2	78.0	0.0	47.0	142.6	112.3	94.9	264.2	-143.9	28.2	254.7	0.2	69.8	33.7	1122.3	-1696.9
1996	-216.2	3563.2	-3775.7	77.1	0.0	45.3	130.4	146.1	91.8	222.2	-165.1	33.8	266.0	-3.3	71.3	37.8	1083.0	-2692.8
1997	0.8	86.9	-81.5	90.2	12.5	39.9	125.5	155.5	98.3	70.8	-165.9	35.5	298.3	-4.9	74.6	42.4	1071.4	989.9
1998	1.5	0.0	6.3	89.6	29.0	47.8	125.9	155.6	95.4	78.4	-184.0	36.9	304.0	-5.3	80.4	45.7	1099.8	1106.1
1999	1.5	86.9	-81.1	95.4	32.4	46.7	122.9	151.8	93.1	76.6	-179.6	38.7	278.3	-4.9	74.7	42.5	1121.1	1040.0
2000	1.2	4823.4	-4816.7	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1073.2	-3743.5
2001	1.7		6.2	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1070.8	1077.0
2002	0.4		3.9	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1093.3	1097.2
2003	0.2		3.9	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1116.2	1120.1
2004	0.3		4.5	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1139.6	1144.1
2005	0.4		2.1	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1163.5	1165.6
2006	0.4		3.1	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1187.8	1190.9
2007	0.4		4.5	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1212.7	1217.2
2008	0.4		5.6	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1238.0	1243.7
2009	0.4		7.2	78.6	26.7	38.4	101.2	125.0	76.6	63.0	-147.8	40.0	287.2	-5.3	79.8	45.3	1263.9	1271.0
2010			7.4														1290.3	1297.7
2011			8.6														1317.3	1325.8
2012			10.1														1344.8	1354.9

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003b)

APÉNDICE C-2: Zona Metropolitana de Monterrey. Diferencial de emisiones de SO2 respecto a la NOM-085-ECOL-1994, 1995-2002

	Monterrey	Tecnológico	Leona	Fundidora	S. Jerónimo	Electricidad	E 1-A	E 2-A	E 3-A	E 1-Q	E 2-Q	E 3-Q	E 4-Q	E 1-P	E 2-P	Industria	ZMM
1995	-5.77	1.44	0.00	0.53	1.44	-5.77	1.20	1.44	1.44	-0.47	1.32	1.44	1.44	1.44	1.44	0.89	-0.79
1996	-5.60	1.42	0.00	0.53	1.44	-5.60	1.15	1.44	1.44	1.09	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.02	-0.50
1997	-5.53	1.43	0.00	0.53	1.44	-5.53	1.14	1.44	1.44	1.43	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.07	-0.36
1998	-5.53	1.42	0.00	0.53	1.44	-5.53	1.18	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.11	-0.40
1999	-5.65	1.42	-0.91	0.53	1.44	-5.65	1.26	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.17	-0.38
2000	-0.13	0.53	-0.91	0.53	1.44	-0.13	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.26	0.61
2001	-0.39	0.53	-0.91	0.53	1.44	-0.39	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.27	0.53
2002	1.44	1.44	0.00	0.00	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.28	1.39
2003	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.28	1.39
2004	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.26	1.37
2005	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.28	1.38
2006	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.29	1.39
2007	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.31	1.39
2008	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.31	1.39
2009	1.44	1.44	0.00	0.00	0.00	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.33	1.44	1.44	1.44	1.44	1.32	1.39
2010						1.44										1.32	1.40
2011						1.44										1.33	1.40
2012						1.44										1.33	1.40
1995	-26195.7	324.1	0.0	9.1	4.9	-26195.7	9684.7	76.3	169.0	-914.1	413.4	194.4	1805.3	615.3	139.3	10854.8	-9670.8
1996	-21584.9	457.1	0.0	21.3	11.5	-21584.9	8223.0	99.6	187.4	2224.9	390.1	205.5	1918.7	635.5	113.1	11762.5	-5770.4
1997	-21675.5	1037.9	0.0	45.6	24.7	-21675.5	8391.4	124.9	215.3	3092.7	410.5	237.8	2019.3	667.9	122.7	13491.9	-4509.7
1998	-25319.1	1877.3	0.0	164.1	88.8	-25319.1	10218.2	120.4	216.8	3225.3	425.8	273.7	2129.9	704.9	124.0	15620.9	-5638.4
1999	-27750.5	1223.3	-6497.3	100.3	7831.1	-27750.5	12659.6	95.9	243.8	3068.2	405.0	260.4	2026.2	670.1	140.9	18160.8	-5912.0
2000	-2484.0	60.8	-1116.8	294.8	2155.2	-2484.0	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	24277.6	11717.5
2001	-6973.2	15.2	-438.4	127.7	538.0	-6973.2	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	25290.2	10488.5
2002	27122.5	0.0	0.0	0.0	493.6	27122.5	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	26776.8	29190.6
2003	27780.5	0.0	0.0	0.0	0.0	27780.5	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	28350.8	30765.1
2004	27517.3	0.0	0.0	0.0	0.0	27517.3	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	29407.6	32140.0
2005	28617.9	0.0	0.0	0.0	0.0	28617.9	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	31382.7	34006.0
2006	27056.7	0.0	0.0	0.0	0.0	27056.7	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	33462.3	35923.1
2007	24202.3	0.0	0.0	0.0	0.0	24202.3	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	35652.5	37936.1
2008	23761.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23761.4	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	37750.2	40010.6
2009	23761.4	0.0	0.0	0.0	0.0	23761.4	17688.2	119.5	324.4	3462.6	457.1	293.8	2286.6	551.7	116.0	39972.6	42218.6
2010						27958.4										42327.3	44641.0
2011						34909.7										44822.4	47239.5
2012						40151.7										47466.6	49946.3

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003^b)

APÉNDICE C-3: Zona Crítica Tula-Vito-Apasco. Diferencial de emisiones de SO₂ respecto a la NOM-085-ECOL-1994, 1995-2002

	CFE	PEMEX	ZC TVA
1995	-6.72	-6.71	-6.72
1996	-6.72	-6.71	-6.72
1997	-6.72	-6.71	-6.72
1998	-6.72	-6.71	-6.71
1999	-6.71	-6.71	-6.71
2000	-6.72	-6.71	-6.71
2001	-6.71	-6.71	-6.71
2002	-6.71	-6.71	-6.71
2003	-6.71	-6.71	-6.71
2004	-6.71	-6.71	-6.71
2005	-6.70	-6.71	-6.71
2006	-6.70	-6.71	-6.71
2007	-6.70	-6.71	-6.70
2008	-6.70	-6.71	-6.71
2009	-6.70	-6.71	-6.70
2010	-6.70	-6.71	-6.71
2011	-6.70	-6.71	-6.70
2012	-6.69	-6.71	-6.70
1995	-150482.9	-20460.3	-170943.2
1996	-151606.8	-23526.7	-175133.5
1997	-147488.5	-21516.6	-169005.2
1998	-154600.3	-22756.4	-177356.7
1999	-131760.1	-22954.5	-154714.6
2000	-141868.6	-21949.5	-163818.1
2001	-154592.2	-21296.3	-175888.6
2002	-150468.7	-30690.4	-181159.1
2003	-130245.7	-42295.9	-172541.6
2004	-120514.0	-48660.2	-169174.2
2005	-89064.8	-44916.5	-133981.3
2006	-89812.9	-44916.5	-134729.4
2007	-66227.5	-44916.5	-111144.0
2008	-65480.1	-44916.5	-110396.7
2009	-66976.5	-44916.5	-111893.0
2010	-70344.7	-53527.1	-123871.8
2011	-68092.4	-53527.1	-121619.5
2012	-62843.7	-53527.1	-116370.7

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003^b)

APÉNDICE C-4: Zona Crítica Tampico-Madero-Altamira. Diferencial de emisiones de SO2 respecto a la NOM-085-ECOL-1994, 1995-2002

	Electricidad	PEMEX Madero	E 1-Q	E 2-Q	E 3-Q	E 4-Q	E 5-Q	E 6-Q	Industria	ZC TMA
1995	-6.72	-6.71	-4.52	1.23	1.44	1.44	1.44	1.44	-2.24	1.07
1996	-6.72	-6.71	-4.69	1.43	1.44	1.44	1.44	1.44	-2.06	1.11
1997	-6.72	-6.71	-5.28	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-2.28	1.17
1998	-6.72	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-1.45	1.26
1999	-6.72	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-1.38	1.27
2000	-6.72	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-1.21	1.28
2001	-6.72	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-1.84	1.28
2002	-6.67	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.37	1.28
2003	-6.58	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.02	1.28
2004	-6.49	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.42	1.28
2005	-6.53	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.84	1.28
2006	-6.52	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.18	1.28
2007	-6.50	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.28
2008	-6.51	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.28
2009	-6.51	-6.71	-6.39	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.28
2010	1.39	-6.71							1.44	1.28
2011	1.41	-6.71							1.44	1.28
2012	1.41	-6.71							1.44	1.28
1995	-56267.6	-37005.6	-9775.3	711.1	213.0	378.6	0.0	497.2	-7926.0	-101248.6
1996	-64204.4	-32062.7	-8794.3	773.1	221.8	459.2	0.0	528.4	-6762.4	-103078.8
1997	-78916.2	-33055.7	-10226.4	817.0	297.6	460.0	82.3	556.1	-7984.1	-119985.3
1998	-80264.9	-32702.6	-6170.3	847.3	299.9	458.2	151.8	576.8	-3796.9	-116803.8
1999	-78056.3	-33982.4	-5869.7	806.1	285.3	435.8	144.4	560.0	-3516.8	-115676.9
2000	-77082.9	-31025.5	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	-3189.8	-112214.2
2001	-91309.1	-23756.0	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	-3675.5	-119170.9
2002	-11515.5	-10104.7	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	962.9	-25726.0
2003	-4662.3	-18372.2	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	47.0	-27140.3
2004	-4576.6	-24802.5	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	1001.6	-33484.8
2005	-5810.6	-26902.1	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	2193.7	-36818.5
2006	-5921.2	-26902.1	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	3333.6	-36929.1
2007	-5470.9	-26902.1	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	4274.0	-36478.8
2008	-5919.6	-26902.1	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	4492.7	-36927.5
2009	-5807.3	-26902.1	-6624.2	909.7	321.9	491.9	163.0	632.0	4792.5	-36815.2
2010	183701.1	-50523.5							5150.1	133177.6
2011	231079.1	-50523.5							5467.1	180555.5
2012	266383.3	-50523.5							5799.0	215859.8

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003b)

APÉNDICE C-5: Zona Crítica Irapuato-Celaya-Salamanca. Diferencial de emisiones de SO2 respecto a la NOM-085-ECOL-1994, 1995-2002

	Electricidad	PEMEX				E 1-Q	E 2-Q	E 3-Q	E 4-Q	Industria	ZC ICS
		CFE Salamanca	CFE Celaya	Salamanca	Salamanca						
1995	-6.60	-6.72	-6.65	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.72
1996	-6.54	-6.72	-6.06	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.72
1997	-6.49	-6.72	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.72
1998	-5.13	-6.72	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.72
1999	-5.28	-6.72	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.72
2000	-5.04	-6.72	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2001	-5.87	-6.72	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.72
2002	-3.13	-6.71	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2003	-2.06	-6.70	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2004	-1.96	-6.70	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2005	-1.21	-6.70	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2006	-1.39	-6.70	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2007	-1.16	-6.70	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2008	-1.44	-6.70	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2009	-0.99	-6.69	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	-6.71
2010	-0.88			-6.71					1.44		-6.71
2011	-0.72			-6.71					1.44		-6.71
2012	-0.70			-6.71					1.44		-6.70
1995	-60346.8	-60536.0	-2020.0	-15906.9	965.1	138.6	650.0	1019.2	2772.9		-73480.5
1996	-71726.1	-72.1	-222.8	-14763.0	1059.8	148.8	750.6	1038.1	2975.1		-83514.0
1997	-84260.7	-84.8	0.0	-18783.0	1115.3	145.2	518.7	1084.3	2969.0		-100074.6
1998	-68963.2	-72.7	0.0	-18609.7	1156.7	184.6	28.1	1124.6	2600.2		-84972.7
1999	-77575.8	-81.3	0.0	-17050.2	1100.4	175.6	26.7	1069.8	2591.5		-92034.5
2000	-62926.8	-66.6	0.0	-18748.3	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2612.6		-79062.5
2001	-83950.5	-86.1	0.0	-18921.6	1241.8	198.1	30.2	1207.3	1983.3		-100888.8
2002	-20421.2	-24.6	0.0	-18713.7	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2382.0		-36752.8
2003	-14224.3	-19.9	0.0	-34024.9	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2291.7		-45957.4
2004	-11706.8	-16.7	0.0	-45933.6	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2317.7		-55322.7
2005	-11860.9	-21.4	0.0	-49822.1	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2466.1		-59216.9
2006	-16686.7	-27.9	0.0	-49822.1	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2627.1		-63881.7
2007	-10558.3	-19.5	0.0	-49822.1	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2765.2		-57615.2
2008	-10468.9	-17.3	0.0	-49822.1	1241.8	198.1	30.2	1207.3	2903.3		-57387.7
2009	-8646.9	-17.5	0.0	-53521.1	1241.8	198.1	30.2	1207.3	3079.8		-59088.2
2010	-8315.9			-53521.1					3295.8		-58541.2
2011	-6973.8			-53521.1					3471.3		-57023.6
2012	-6991.6			-53521.1					3671.7		-56841.0

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003b)

APÉNDICE C-6: Zona Crítica Coatzacoalcos-Minatitlán. Diferencial de emisiones de SO2 respecto a la NOM-085-ECOL-1994,1995-2002

	Coatzacoalcos 1/	Minatitlán	E 1-Q	E 2-Q	E 3-Q	E 4-Q	E 5-Q	E 6-Q	E 7-Q	E 8-Q	Industria	ZC CM
1995	0.00	-6.71	1.44	0.00	0.00	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.06
1996	0.00	-6.71	1.44	0.00	0.00	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.14
1997	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
1998	0.00	-6.71	0.00	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.19
1999	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.27
2000	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.00	1.44	0.29
2001	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2002	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2003	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2004	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2005	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2006	0.00	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2007	1.44	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2008	1.44	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2009	1.44	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2010	1.44	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2011	1.44	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
2012	1.44	-6.71	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	0.29
1995		-7257.3	829.3	0.0	0.0	2439.2	191.0	1173.3	2407.1	617.6	7657.5	-2624.5
1996		-6869.5	854.8	0.0	0.0	2375.1	192.2	1207.5	2642.9	525.6	7740.8	-2239.8
1997		-5996.9	881.3	87.5	667.1	2405.2	202.3	1270.9	1726.2	306.3	7822.9	-482.6
1998		-6443.6	0.0	94.0	645.2	2957.8	209.8	1318.1	1964.7	167.9	7668.3	-1218.8
1999		-6357.0	82.1	634.7	613.7	2813.7	199.6	1253.9	1865.4	0.6	8154.1	-759.4
2000		-6142.4	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1	0.0	7984.8	159.7
2001		-6093.5	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		6949.6	208.6
2002		-7485.5	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		7953.4	-1183.5
2003		-7455.7	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		6933.1	-1153.6
2004		-5315.5	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		6882.9	986.6
2005		-6639.4	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		7176.0	-337.3
2006		-3523.8	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		7527.7	2778.3
2007	23.0	-3852.3	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		7804.0	2472.8
2008	27.9	-3802.5	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		8138.9	2527.5
2009	27.9	-3832.4	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		8591.0	2497.7
2010	32.9	-3742.8	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		9018.1	2592.3
2011	41.2	-3742.8	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		9503.6	2600.5
2012	47.5	-3742.8	77.5	716.3	692.6	3175.4	225.3	1415.0	2105.1		9947.4	2606.8

1/ El consumo energético de esta planta no rebasa los 43,000 MJ/hora, por lo que no puede incluirse en el mercado de emisiones

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003^b)

APÉNDICE C-7: Zona Crítica Ciudad Juárez. Diferencial de emisiones de SO2 respecto a la NOM-085-ECOL-1994, 1995-2002

	Electricidad	ZC CM
1995	-6.70	-6.70
1996	-6.70	-6.70
1997	-6.70	-6.70
1998	-6.69	-6.69
1999	-6.69	-6.69
2000	-8.73	-8.73
2001	-6.67	-6.67
2002	1.44	1.44
2003	1.44	1.44
2004	1.44	1.44
2005	1.44	1.44
2006	1.44	1.44
2007	1.44	1.44
2008	1.44	1.44
2009	1.44	1.44
2010	1.44	1.44
2011	1.44	1.44
2012	1.44	1.44
1995	-13245.8	-13245.8
1996	-13171.2	-13171.2
1997	-12497.2	-12497.2
1998	-13092.3	-13092.3
1999	-18965.2	-18965.2
2000	-22039.0	-22039.0
2001	-13086.1	-13086.1
2002	19.6	19.6
2003	16.2	16.2
2004	16.2	16.2
2005	16.5	16.5
2006	16.6	16.6
2007	16.3	16.3
2008	16.2	16.2
2009	16.4	16.4
2010	19.2	19.2
2011	22.2	22.2
2012	26.2	26.2

FUENTE: CFE (2000), SENER (1996-2001), PEMEX Refinación y SENER (2002, 2003^a y 2003^b)