



Indice

Carta del Presidente

Capítulo 1

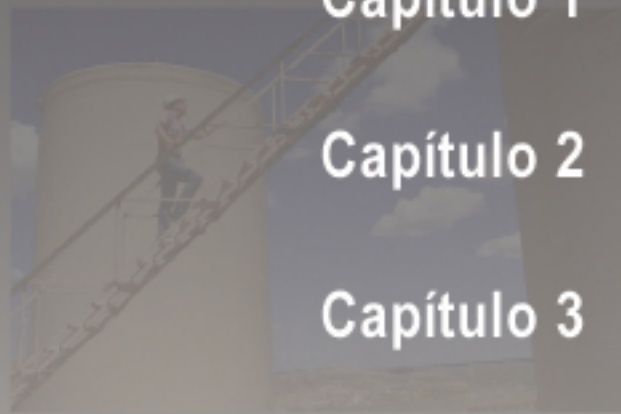
Capítulo 2

Capítulo 3

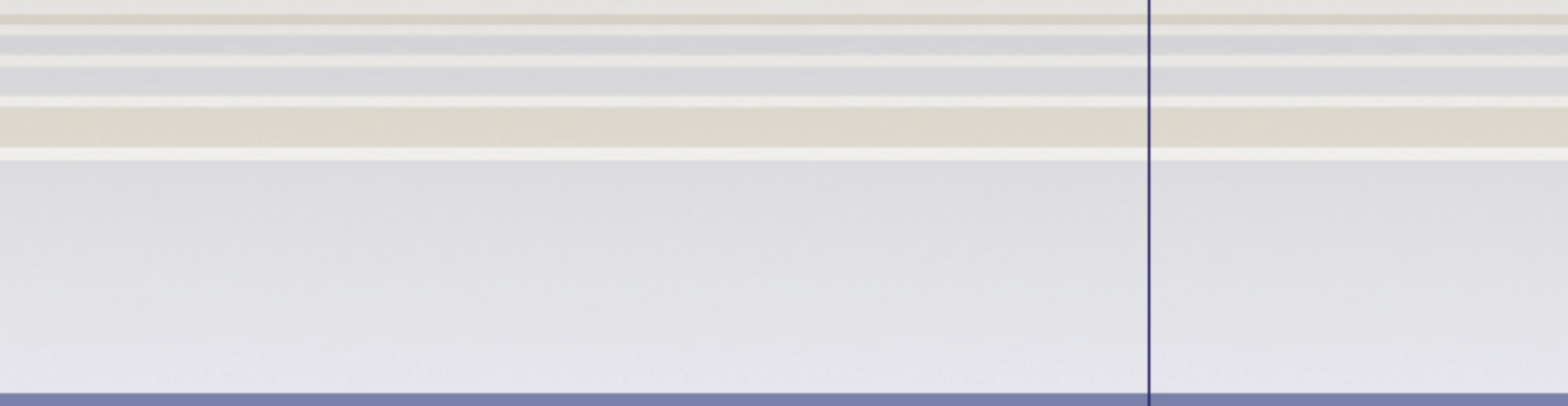
Capítulo 4

Capítulo 5

Anexos



INFORME QUINQUENAL
2001-2005



CONTENIDO

CARTA DEL PRESIDENTE	5		
RESUMEN DE RESULTADOS 2001-2005	7		
1 VISIÓN ESTRATÉGICA	12		
1.1 Quiénes somos			
1.2 Productividad			
1.3 Transparencia			
1.4 Calidad			
1.5 Desarrollo tecnológico			
2 CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN ELECTRICIDAD	20		
2.1 Antecedentes			
2.2 Permisos de generación e importación otorgados			
2.3 Administración de permisos			
2.3.1 Sanciones			
2.4 Instrumentos de regulación			
2.5 Retos			
3 CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN GAS NATURAL	38		
3.1 Antecedentes			
3.2 Permisos otorgados			
3.2.1 Distribución de Gas Natural			
3.2.2 Transporte para acceso abierto			
3.2.3 Almacenamiento de gas natural			
3.3 Administración de permisos			
3.3.1 Cumplimiento de obligaciones			
3.3.2 Modificaciones			
3.3.3 Revisiones quinquenales			
3.3.4 Acuerdos interinstitucionales			
		3.4 Instrumentos de regulación	
		3.4.1 Regulación económica	
		3.4.2 Regulación técnica	
		3.4.3 Ventas de Primera Mano	
		3.4.4 Esquemas de mitigación de precios	
		3.4.5 Directivas	
		3.4.6 Acuerdos de coordinación	
		3.5 Retos	
		4 CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN GAS LICUADO DE PETRÓLEO	78
		4.1 Antecedentes	
		4.2 Introducción	
		4.3 Reglas de participación privada del sector	
		4.4 Instrumentos de regulación	
		4.5 Evolución de los precios de vpm	
		4.6 Resultados	
		4.7 Retos	
		5 DESARROLLO INSTITUCIONAL	86
		5.1 Recursos humanos	
		5.2 Capacitación	
		5.3 Presupuesto	
		ANEXOS	90
		Anexo 1. Registro general de permisos 2001-2005	
		Anexo 2. Procedimientos para solicitud de permisos	
		Electricidad	
		Gas Natural	
		Gas L. P.	
		Anexo 3. Características de los permisos otorgados por la CRE 2001-2005	
		Electricidad	
		Gas Natural	
		Gas L. P.	



CONTENIDO

CARTA DEL PRESIDENTE	5		
RESUMEN DE RESULTADOS 2001-2005	7		
1 VISIÓN ESTRATÉGICA	12		
1.1 Quiénes somos			
1.2 Productividad			
1.3 Transparencia			
1.4 Calidad			
1.5 Desarrollo tecnológico			
2 CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN ELECTRICIDAD	20		
2.1 Antecedentes			
2.2 Permisos de generación e importación otorgados			
2.3 Administración de permisos			
2.3.1 Sanciones			
2.4 Instrumentos de regulación			
2.5 Retos			
3 CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN GAS NATURAL	38		
3.1 Antecedentes			
3.2 Permisos otorgados			
3.2.1 Distribución de Gas Natural			
3.2.2 Transporte para acceso abierto			
3.2.3 Almacenamiento de gas natural			
3.3 Administración de permisos			
3.3.1 Cumplimiento de obligaciones			
3.3.2 Modificaciones			
3.3.3 Revisiones quinquenales			
3.3.4 Acuerdos interinstitucionales			
		3.4 Instrumentos de regulación	
		3.4.1 Regulación económica	
		3.4.2 Regulación técnica	
		3.4.3 Ventas de Primera Mano	
		3.4.4 Esquemas de mitigación de precios	
		3.4.5 Directivas	
		3.4.6 Acuerdos de coordinación	
		3.5 Retos	
		4 CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN GAS LICUADO DE PETRÓLEO	78
		4.1 Antecedentes	
		4.2 Introducción	
		4.3 Reglas de participación privada del sector	
		4.4 Instrumentos de regulación	
		4.5 Evolución de los precios de vpm	
		4.6 Resultados	
		4.7 Retos	
		5 DESARROLLO INSTITUCIONAL	86
		5.1 Recursos humanos	
		5.2 Capacitación	
		5.3 Presupuesto	
		ANEXOS	90
		Anexo 1. Registro general de permisos 2001-2005	
		Anexo 2. Procedimientos para solicitud de permisos	
		Electricidad	
		Gas Natural	
		Gas L. P.	
		Anexo 3. Características de los permisos otorgados por la CRE 2001-2005	
		Electricidad	
		Gas Natural	
		Gas L. P.	

El 31 de octubre de 1995 se publicó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; como consecuencia, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se transformó de un Órgano Técnico Consultivo en materia de energía eléctrica dentro de la Secretaría de Energía a un Órgano Desconcentrado de la misma dependencia con autonomía técnica y operativa, y con la responsabilidad de regular diversas actividades en las industrias de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo.

Desde su creación, la CRE ha trabajado en la formación y consolidación de un marco regulatorio claro, transparente y predecible, a través del desarrollo institucional y la aplicación de la normatividad existente dentro de un contexto de mejora continua. Ello ha permitido cumplir con los objetivos que fueron trazados desde sus orígenes y generar oportunidades de inversión en el sector energético del país, permitir un mayor crecimiento de las industrias reguladas y buscar el beneficio de los usuarios finales.

En este segundo quinquenio de la CRE, es motivo de orgullo y satisfacción para quienes trabajamos en la Comisión hacer un recuento de los resultados obtenidos hasta ahora.

En materia de electricidad, la CRE autorizó, de diciembre de 2000 a junio de 2005, 157 permisos de generación e importación de energía eléctrica, de los cuales 4 fueron terminados por renuncia o por caducidad y 153 se encuentran vigentes. Estos últimos representan inversiones por más de 6,666 millones de pesos y han permitido la construcción y operación de 11,192 mw de capacidad. Del total, el 66% consiste en proyectos bajo la modalidad de producción independiente para su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La infraestructura de gas natural también se ha visto beneficiada por la madurez de sus proyectos y de las instituciones, así como por la evolución del marco que la reglamenta. En este sentido, una actividad que ha crecido en importancia es la verificación del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los permisos y disposiciones legales aplicables, con lo que la CRE se asegura de llevar a cabo una supervisión estrecha de los aspectos técnicos, comerciales y económicos con

el objeto de promover el desarrollo eficiente de las industrias reguladas y proteger los intereses de los usuarios.

Actualmente, la CRE regula y administra los 21 permisos de distribución que se han otorgado, mismos que representan compromisos de inversión que superan los 1,438 millones de dólares y que han permitido la construcción y operación de 26,098 kilómetros de ductos. Esto ha facilitado que 1.75 millones de usuarios cuenten con el servicio.

En cuanto al transporte y almacenamiento de gas natural, los proyectos que se han desarrollado en el país reflejan la solidez del sistema regulatorio del que la CRE forma parte. Durante el segundo quinquenio, la CRE otorgó 60 permisos de transporte y 5 de almacenamiento de gas natural licuado que significan compromisos de inversión de 723 y 1,438 millones de dólares, respectivamente. El desarrollo de esta infraestructura contribuirá a diversificar las fuentes de energía para el país, así como a reducir los costos inherentes al transporte del energético.

En suma, el desarrollo de estos proyectos contribuirá a satisfacer la creciente demanda de energía en el país de una manera confiable, estable y segura en su suministro, lo que resultará en una mayor competitividad de la planta productiva y en la creación de un mayor número de empleos y de una mejor calidad de vida.

A pesar de los avances obtenidos durante el segundo quinquenio, se debe reconocer la necesidad de continuar la transformación institucional y normativa del sector energético del país pues, para alcanzar los objetivos de desarrollo económico, resultada necesario contar con un sector energético moderno que garantice condiciones de suficiencia, eficiencia y competencia.

Para ello, la CRE continuará trabajando para brindar seguridad, transparencia y certidumbre jurídica a los inversionistas, al tiempo que protegerá los intereses de los usuarios. La tarea, no obstante, no será fácil, pues es necesario continuar trabajando en la adecuación del marco institucional y normativo para permitir que el sector energético en México se modernice de acuerdo con las condiciones imperantes.

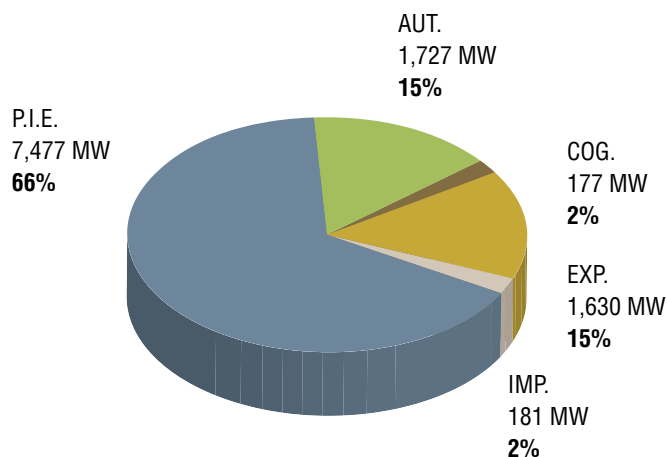
DIONISIO PÉREZ-JÁCOME FRISCIONE
Presidente

Electricidad

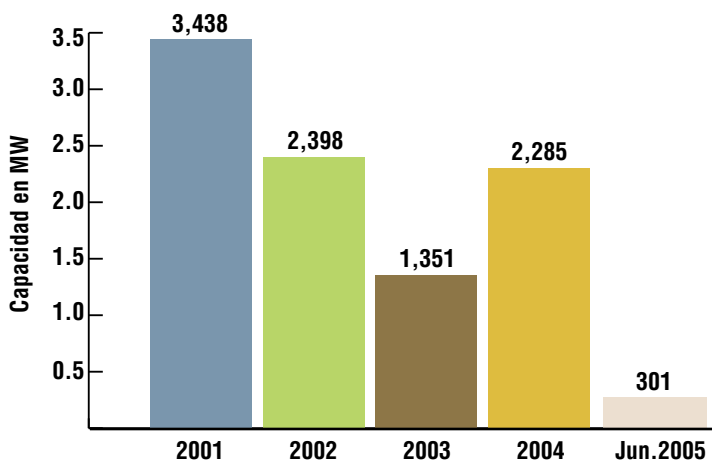
Permisos de generación e importación de energía eléctrica otorgados de diciembre de 2000 a junio de 2005 vigentes

Modalidad	Permisos	Capacidad (MW)	Inversión (millones de dólares)
Autoabastecimiento	104	1,727	1,306
Cogeneración	10	177	140
Producción independiente	10	7,477	4,112
Exportación	5	1,630	1,092
Importación	24	181	16
TOTAL	153	11,192	6,666

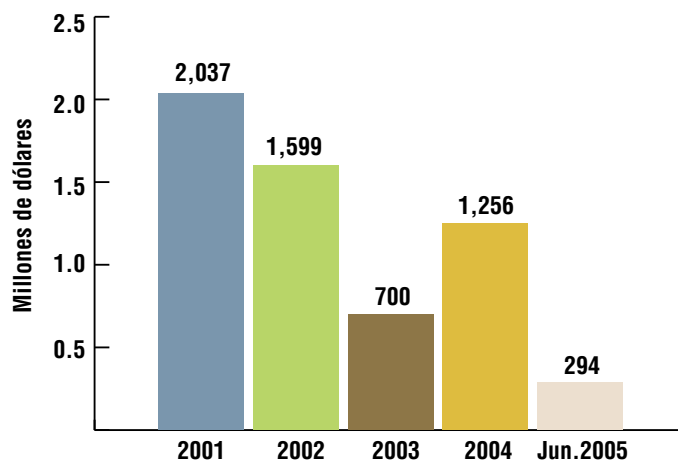
Capacidad autorizada vigente de los permisionarios por modalidad (MW)



Capacidad autorizada anual de los permisos de generación de energía eléctrica vigentes (MW)



Inversión anual estimada de los permisos de generación de electricidad

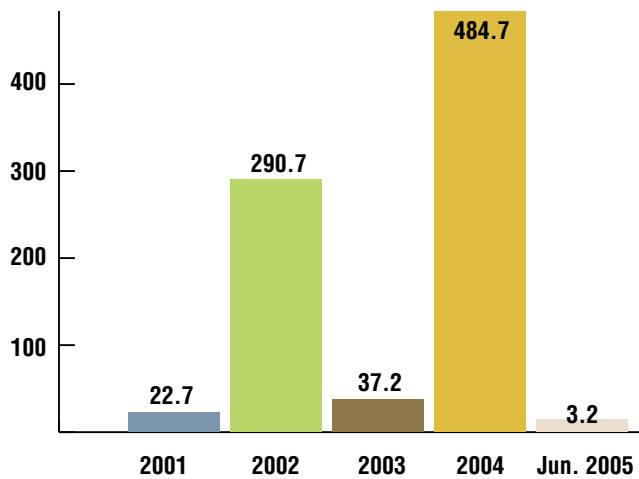


Gas natural

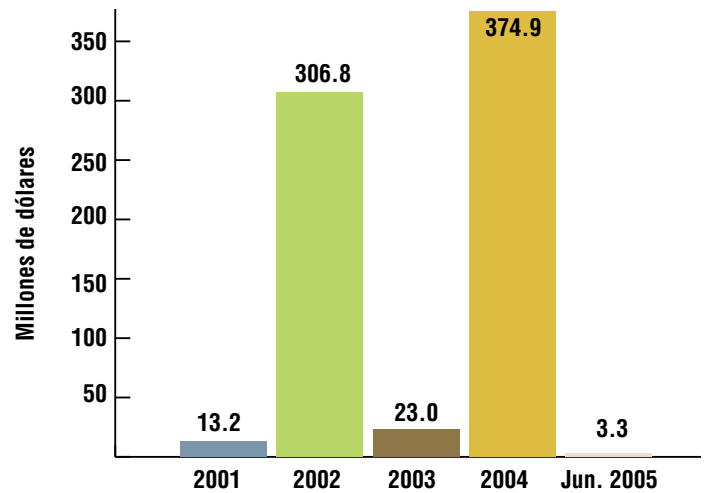
Permisos de transporte y distribución de gas natural otorgados de diciembre de 2000 a julio de 2005

Modalidad	Permisos	longitud (km)	Inversión (millones de dólares)
Transporte	60	849	723
<i>Acceso abierto</i>	6	619	651
<i>Usos propios</i>	54	231	72
Almacenamiento	5	1.5 (MMm ³)	1,438
Distribución	0	0	0
TOTAL	65	849	2,161

Longitud de gasoductos de transporte aprobados anualmente



Inversión estimada anual a partir de los gasoductos de transporte aprobados







1. VISIÓN ESTRATÉGICA

1.1 Quiénes somos

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) fue creada mediante Decreto Presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de octubre de 1993, mismo que entró en vigor el 3 de enero de 1994. Por virtud de este decreto de creación, la CRE se constituyó como un órgano administrativo desconcentrado de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, encargada de resolver las cuestiones derivadas de la aplicación de las disposiciones reglamentarias del artículo 27 constitucional en materia de energía eléctrica.

No fue sino hasta octubre de 1995, cuando se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, que modificó su naturaleza jurídica y le confirió atribuciones que previamente se encontraban dispersas en la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Economía (SE). Todo ello con objeto de que la CRE tuviera la capacidad de implementar de manera eficiente el marco regulatorio en los sectores de gas y electricidad.

A partir de lo anterior, la CRE es un órgano desconcentrado de la SENER, con autonomía técnica y operativa, que tiene por objeto promover el desarrollo eficiente, en la industria eléctrica, del suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público, de la generación, exportación e importación de energía eléctrica realizada por permisionarios privados, así como la prestación de servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica a los permisionarios privados. Por otro lado, en el sector de gas, la CRE promueve el desarrollo eficiente de las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo, el transporte y el almacenamiento de gas natural que no sean indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, la distribución de gas natural, y por último, el transporte y la distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos.

La CRE está integrada por cinco comisionados quienes deliberan en forma colegiada y deciden los asuntos por mayoría de votos. La integración interdisciplinaria de los comisionados y su vasta experiencia en el sector energético, tanto en el sector público y privado como en la academia, fortalece a la CRE. Los comisionados son designados por el Titular del Ejecutivo Federal, a propuesta del Secretario de Energía, por períodos escalonados de cinco años y tienen la posibilidad de ser ratificados por períodos adicionales.

Adicionalmente, la CRE cuenta con un equipo de trabajo altamente calificado, principalmente en áreas de ingeniería, economía y derecho. La innovadora estructura organizacional de la CRE le permite aprovechar de una manera más eficiente sus recursos humanos y financieros. Existen dos áreas sustantivas, Electricidad y Gas, que son responsables de la implementación del marco regulatorio en cada uno de estos sectores. Adicionalmente, existen diversas áreas de apoyo que ofrecen respaldo técnico, en aspectos de análisis regulatorio y en cuestiones legales, que permiten a las áreas sustantivas desarrollar su trabajo de forma eficiente. Estas áreas son: Asuntos Jurídicos, Política Económica y Reestructuración Eléctrica. Por último, la CRE cuenta con un área encargada de la administración de los recursos financieros y humanos y de una Secretaría Ejecutiva encargada de darle seguimiento a los acuerdos de la Comisión.

Es importante destacar el grado de especialización y experiencia que cuenta el personal de la CRE. La antigüedad promedio del equipo de la CRE es de 5.3 años y el 50% del personal cuenta con más de 5 años de laborar en la Comisión. Esto refleja una baja rotación del personal, con lo que se garantiza una mayor experiencia acumulada. Por otro lado, el equipo de la CRE está integrado por un 34.9% de mujeres y el resto de hombres.

En este segundo quinquenio, la CRE ha alcanzado importantes logros y ha podido impulsar una cultura regulatoria en sectores que tradicionalmente habían sido concebidos como sectores monopolísticos. En materia de electricidad, la CRE ha otorgado 153 permisos para el desarrollo de proyectos de generación bajo las modalidades de producción independiente de energía, pequeña producción, autoabastecimiento, cogeneración y exportación, así como para el desarrollo de proyectos de importación. Lo anterior, se puede traducir como el desarrollo de inversiones por más de 6,666 millones de dólares. Por otro lado, la CRE continúa implementado mecanismos regulatorios previamente diseñados e instrumentados como el contrato de interconexión entre CFE y los permisionarios, la metodología para determinar el cargo por servicios conexos del contrato de interconexión, la metodología para la determinación del costo total de corto plazo (CTCP) para el pago de la energía eléctrica que entregan los permisionarios a Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). Adicionalmente, la CRE apoyó el desarrollo de proyectos a partir de fuentes renovables de generación a través del contrato de interconexión especial para fuentes intermitentes de generación.



Por otro lado, en materia de gas natural la CRE ha alcanzado grandes logros, habiendo otorgado 60 permisos de transporte y 5 permisos para almacenamiento. Todos estos permisos representan compromisos de inversión por más de 2,161 millones de dólares. Asimismo, la CRE administra 21 permisos de distribución y lleva a cabo las revisiones quinquenales correspondientes para ajustar los términos económicos durante los nuevos períodos de prestación de servicio de los distribuidores.

La CRE ha desarrollado importantes instrumentos regulatorios, como la Directiva sobre seguros para las actividades reguladas en materia de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos, la Directiva sobre la venta de primera mano de gas natural, la Directiva sobre la determinación de las zonas geográficas para la distribución de gas natural, la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural y la Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural.

Asimismo, durante este quinquenio, la CRE con base en el Reglamento Interno de la Secretaría de Energía publicado el 4 de junio de 2001 en el Diario Oficial de la Federación, fue facultada para emitir Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en materia de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos al igual que para aprobar Unidades de Verificación (UV) para la evaluación de la conformidad de dichas normas. En este contexto, la actividad de la CRE en materia de normalización ha sido muy dinámica y ha permitido que el desarrollo de la industria del gas en las áreas de transporte, almacenamiento y distribución garantice condiciones mínimas de seguridad en los sistemas y la integridad física de la población así como sus bienes y propiedades. Durante este periodo la CRE ha emitido 7 NOM y ha aprobado 15 UV.

1.2 Productividad

Durante su segundo quinquenio de vida, la CRE se ha consolidado como una de las entidades públicas de regulación más especializadas dentro de la Administración Pública Federal. Tanto su modelo de organización y administración gerencial como sus modernos sistemas informáticos le han permitido cumplir con sus múltiples objetivos y promover en el personal de la CRE una cultura laboral que fomenta la productividad y eficiencia.

El modelo de organización y administración gerencial, por un lado, se ha convertido en una valiosa herramienta que le permite aprovechar al máximo sus recursos humanos, de forma que se favorezca el cumplimiento de sus metas de forma ágil y eficaz dentro de un ambiente de mejora continua en todos sus procesos, adscritos o no, al sistema de gestión de calidad.

Por el otro, la utilización y búsqueda constante de mejores y más eficientes sistemas informáticos ha permitido complementar al modelo de organización, permitiéndole ampliar su red de comunicaciones hasta donde éstas se requieran para agilizar los procedimientos e integrar, en tiempo real, flujos de información y grupos de trabajo.

Como resultado de lo anterior, el personal ha logrado alcanzar elevados niveles de productividad y reducido sus costos de operación. Esto ha sido particularmente notorio en los últimos años, pues mien-



tras que las resoluciones emitidas por la CRE pasaron de 28 en 1995 a cerca de 260 en 2000 y la plantilla laboral se mantuvo en alrededor 150 funcionarios, de 2001 a la fecha se han emitido 1,333 resoluciones con una plantilla laboral y un presupuesto operativo cada vez más reducido. La CRE, de esta forma, ha comprobado su capacidad de respuesta en el incremento de la productividad de su planta laboral y no en el crecimiento de su estructura administrativa. Adicionalmente, el equipo de la CRE ha trabajado arduamente en el diseño de nuevos instrumentos regulatorios que permiten incrementar la eficiencia en el desarrollo de las actividades reguladas.

1.3 Transparencia

Desde su creación, uno de los factores decisivos que ha impulsado la creación de un ambiente de credibilidad y confianza entre los participantes de la industria energética ha sido la operación transparente e imparcial de la CRE. Este clima ha redundado en la introducción de nuevos participantes en los sectores de gas y electricidad. Desde entonces, y más ahora con la adopción de los objetivos de la Agenda de Buen Gobierno, la transparencia se ha convertido en uno de los pilares fundamentales en la operación diaria de la Comisión.

Consciente de la importancia que tiene la transparencia en el desarrollo del sector energético, la CRE ha instrumentado desde su creación una política de retroalimentación permanente con las empresas reguladas y los usuarios. Entre otras cosas, esta política consiste en la difusión de la información relativa al marco regulatorio y las actividades y resoluciones de la CRE a través de diversos mecanismos:

- El análisis y decisión de los asuntos de manera colegiada y la inscripción de las resoluciones en un registro público para facilitar su consulta oportuna.
- La utilización de consultas públicas para la creación, desarrollo y eventual modificación de los instrumentos de regulación.
- La tramitación de recursos de reconsideración, a través de los que se puede revisar e incluso modificar una decisión de la CRE con estricto apego a derecho.
- La participación activa en seminarios nacionales e internacionales, a fin de difundir las experiencias de la CRE y observar las de otros órganos de regulación.
- El acceso del público en general al Centro de Documentación e Información (CDI), así como al Registro Público de la CRE, comprendido por todas resoluciones emitidas a la fecha y los documentos que de ellas se derivan.
- La distribución gratuita del boletín bimestral sobre las actividades de la CRE (infoCRE) a más de dos mil quinientos suscriptores vía correo electrónico.
- La difusión del marco regulatorio por medio de publicaciones especializadas, boletines y conferencias de prensa entrevistas a medios de comunicación, y orientación a inversionistas y usuarios de las actividades reguladas.
- La actualización constante de la página electrónica (www.cre.gob.mx)



que contiene información sobre todas las actividades de la CRE, así como la atención inmediata sobre solicitudes de información mediante su buzón electrónico.

Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental

En febrero de 2002, el Congreso de la Unión aprobó la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LTAIPG) que tiene como finalidad garantizar que cualquier ciudadano tenga acceso no discriminatorio a la información en posesión de los Poderes de la Unión, los órganos constitucionales autónomos y cualquier otra entidad federal.

Los objetivos particulares de la ley son:

- Proveer lo necesario para que de manera simple y expedita, los ciudadanos puedan solicitar información a alguna entidad.
- Hacer más transparente la administración pública mediante la difusión de información.
- Favorecer a la rendición de cuentas a los ciudadanos.
- Mejorar la organización, clasificación y manejo de los documentos.
- Contribuir con la democratización de la sociedad mexicana.

En cumplimiento a lo anterior, la CRE creó la Unidad de Enlace correspondiente para responder a las solicitudes de información presentadas,

conforme a lo establecido en la legislación. A partir de la implementación de esta nueva disposición, la CRE ha recibido 192 solicitudes de información, todas ellas a través del Sistema de Solicitudes de Información (SIS). A julio de 2005, se ha concluido 191 solicitudes dentro del tiempo establecido en la legislación y una se encuentra en proceso de respuesta. De todas las solicitudes, seis han sido negadas ya que la información solicitada había sido previamente clasificada con información reservada, de conformidad al artículo 13 y 14 de la LTAIPG.

1.4 Calidad

El 7 de julio de 2005 la CRE recibió por quinto año consecutivo la certificación de su Sistema de Aseguramiento de Calidad (SAC) conforme a la norma que gestiona sus procesos con respecto a los requisitos de la norma ISO 9001:2000 y su equivalente nacional NMX-CC-9001-IMNC-2000

Desde 2000, en que la CRE se convirtió en precursora en la obtención de este reconocimiento entre las entidades reguladoras a nivel mundial, el eje central del SAC es brindar un servicio de calidad a los inversionistas potenciales, permisionarios y usuarios, quienes impulsan la inversión productiva y el funcionamiento eficiente de las industrias de gas natural y electricidad en beneficio de la sociedad en su conjunto.

Mediante el establecimiento, documentación e implementación del Sistema de Gestión de la Calidad (SGC), el cual está conformado por el personal, los procesos, procedimientos y documentos, así como por los recursos que se utilizan para asegurar la calidad de los productos, se busca el logro del mantenimiento y mejora continua de la eficacia en la administración y otorgamiento de permisos de gas natural y electricidad:

El SGC incluye los requisitos siguientes:

- Identificación de los procesos que intervienen en el SGC y su aplicación a través de la organización.
- Determinación de la secuencia e interacción de estos procesos.
- Determinación de los criterios y métodos necesarios para asegurarse que tanto la operación como el control de estos procesos sean eficaces.
- Asegurarse de la disponibilidad de recursos e información necesarios para apoyar la operación y el seguimiento de estos procesos.
- Realizar el seguimiento, la medición y el análisis de estos procesos.
- Implantar las acciones necesarias para alcanzar los resultados planificados y la mejora continua de estos procesos.



Los valores de calidad que se demuestran cotidianamente en la prestación de sus servicios han llevado a que la CRE actualice las directrices generales de su funcionamiento con relación a sus actividades de regulación. La política de Calidad ha evolucionado en forma dinámica para adaptarse a la necesidades del sector. La política de calidad actual de la CRE es:

Proporcionar servicios confiables a los solicitantes de permisos, permisionarios y usuarios de los sistemas de información, a través de una regulación que cumpla con la normatividad y que propicie una mayor eficacia dentro de un esquema de mejora continua.

El sistema de aseguramiento de calidad desarrollado por la CRE incluye 1 manual de gestión de calidad, 10 planes de calidad, 15 procedimientos, 42 instructivos de trabajo y 127 registros enfocados a dar mayor confiabilidad a quienes solicitan los servicios de la CRE, y a contar con elementos objetivos para evidenciar que el trabajo desarrollado se apega estrictamente a derecho.

A pesar de que la implementación del sistema es reciente, ya existen resultados concretos. Por ejemplo, el plazo para el otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica se ha reducido 36 días hábiles, en promedio.

1.5 Desarrollo Tecnológico

Uno de los mayores retos de la CRE es alinear las Tecnologías de Información (TI) con los objetivos y metas; es decir, que la tecnología se una herramienta que soporte la operación optimizando los procesos.

Para este efecto, se ha instrumentado una infraestructura de vanguardia sobre la que se ejecutan de manera dinámica flujos de trabajo, con lo que se han alcanzado altos niveles de productividad del personal y se ha mantenido a la CRE como una institución que hace hincapié en el desarrollo de una cultura informática avanzada, a la vanguardia de la tecnología de información, tanto a nivel público como privado. Otros beneficios son la consolidación y centralización de la información lo que facilita el intercambio de la misma entre las diferentes áreas reduciendo de manera notable los costos operativos.

Esta práctica atraído como consecuencia un marco para responder de manera ágil y progresiva a las necesidades de equipo y sistemas, con un enfoque integral.

El siguiente paso que la CRE busca dar es desarrollar una arquitectura de sistemas totalmente integrados que nos permita responder de manera proactiva y flexible a la transformación estructural de los mercados energéticos en México.







2. CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN ELECTRICIDAD

2.1 ANTECEDENTES

En 1992, el Congreso de la Unión aprobó una serie de modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) con el objeto primordial de definir actividades que no constituyeran parte del servicio público de energía eléctrica y, por ende, fueran susceptibles de participación privada. A partir de estas modificaciones, se establece que los particulares podrán realizar las siguientes actividades:

- La generación de energía eléctrica para cualquiera de los fines siguientes: para su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para consumo por parte de los mismos particulares, para su uso en emergencia derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica y para su exportación, y
- La importación de energía eléctrica, para uso exclusivo de los importadores de la misma.

Las actividades mencionadas están sujetas a permiso previo por parte de la CRE, siendo las modalidades de los permisos las siguientes:

- Autoabastecimiento (AUT).
- Cogeneración (COG).
- Producción Independiente de Energía (P.I.E.).
- Pequeña Producción (P.P.).
- Exportación de Energía Eléctrica (EXP).
- Importación de Energía Eléctrica (IMP).

La generación de energía eléctrica para el consumo del particular en caso de emergencia derivada de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica no está sujeta a permiso.

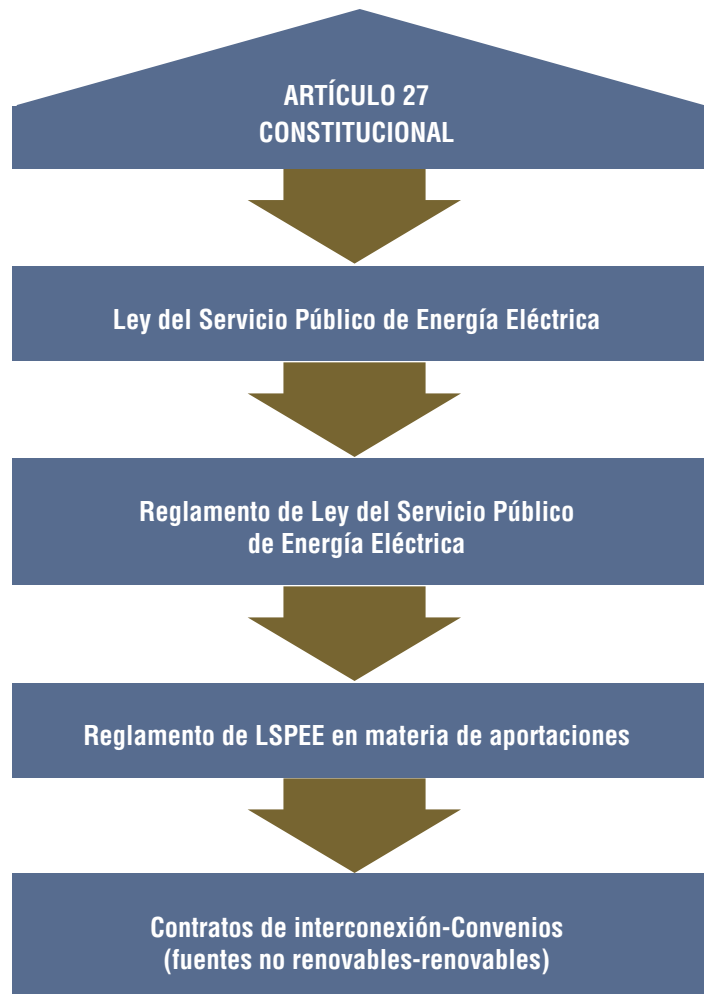
Por otro lado, el Congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (Ley de la CRE) en octubre de 1995. A partir de esa fecha, la CRE se constituyó como autoridad reguladora en la materia eléctrica e inició un proceso de definición, organización y desarrollo institucional acorde a las funciones, atribuciones y responsabilidades otorgadas por el Congreso.

Las actividades reguladas en materia eléctrica definidas en la Ley de la CRE son las siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica para el servicio público.
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.

Diseño e instrumentación del marco regulador

Con base en las reformas de 1992, en 1993 se hicieron modificaciones al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE), las cuales definieron la regulación específica aplicable a las nuevas modalidades de generación establecidas en la Ley. Se estableció que dichas actividades únicamente podrían ser desarrolladas por personas físicas o morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional. Adicionalmente se estableció que el objeto de la generación de energía eléctrica deberá ser: i) la venta exclusiva a CFE, ii) la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de una persona física o moral o una sociedad de autoabastecimiento o, iii) la exportación.



Marco regulador de la energía eléctrica

- **Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.** En el párrafo cuarto de dicho artículo se establece que la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía que tenga por objeto la prestación del servicio público será una actividad exclusiva de la Nación.
- **Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.** Como se mencionó anteriormente, en 1992, el Congreso de la Unión aprobó modificaciones a dicha ley a efecto de definir modalidades de generación que no constituyeran parte del servicio público y, por ello, son susceptibles de ser desarrolladas por los sectores privado o social. Adicionalmente, se estableció que las empresas públicas encargadas de la prestación del servicio público ofrecerán acceso abierto a las líneas de transmisión y distribución a aquellas personas que lo requirieran, siempre y cuando esto sea técnica y económicamente viable.
- **Ley de la Comisión Reguladora de Energía.** En octubre de 1995, el Congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta ley le confirió a la CRE las atribuciones para ejercer el marco regulatorio en la industria eléctrica.
- **Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.** En 1993, el Titular del Ejecutivo Federal publicó modificaciones a dicho reglamento a efecto de definir la regulación aplicable a las nuevas modalidades de generación y se estableció que estarían sujetas a un régimen de permisos administrado por la CRE.
- **Metodologías y convenios marco.** Estos nuevos instrumentos regulatorios establecen una gama de posibilidades para que, dependiendo de las características de sus proyectos, los permisionarios logren una administración más eficiente de suministro eléctrico.
- **Contrato de interconexión.** Permite la interconexión de los permisionarios con el Sistema Eléctrico Nacional y regula su relación con respecto a las características técnicas de la interconexión, características de los equipos de medición, inversiones necesarias para lograr la interconexión, provisión de los servicios y determinación de los pagos.
- **Contrato de servicio de respaldo.** El suministrador puede proporcionar el servicio de respaldo al permisionario en la fuente de energía, y los tipos de servicio que se pueden contratar son el respaldo por falla, respaldo por mantenimiento y respaldo por falla y mantenimiento.
- **Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica).** Establece las bases, procedimientos, términos y condiciones que rigen cuando el permisionario entregue energía económica al suministrador, misma que puede realizarse por medio de recepción por subasta o de recepción automática.
- **Convenio de servicios de transmisión (porteo).** Establece las bases, procedimientos, términos y condiciones para que el suministrador transporte la electricidad desde la fuente de energía del permisionario hasta sus cargas. El porteo puede realizarse en alta tensión (mayor a 69 kV) y en baja tensión (menor a 69 kV).
- **Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica.** Establece las bases, procedimientos, términos y condiciones por medio de los cuales el suministrador recuperará los costos incurridos por prestar servicios de transmisión y asegura pagos justos y proporcionales por parte de los permisionarios para transportar electricidad en alta y baja tensión.
- **Metodología para determinar el monto del cargo por servicios conexos.** Define los costos por los servicios de control de frecuencia y voltaje, entre otros, que el suministrador proporciona a los permisionarios como resultado de la interconexión.

2.2 PERMISOS DE GENERACIÓN E IMPORTACIÓN OTORGADOS

De diciembre de 2000 a junio de 2005 la CRE ha otorgado 157 permisos de generación e importación de energía eléctrica, con apego al marco jurídico vigente.

La tabla 2.1 y gráfica 2.1 siguientes muestran el número de permisos de generación e importación de energía eléctrica otorgados por año y por modalidad.

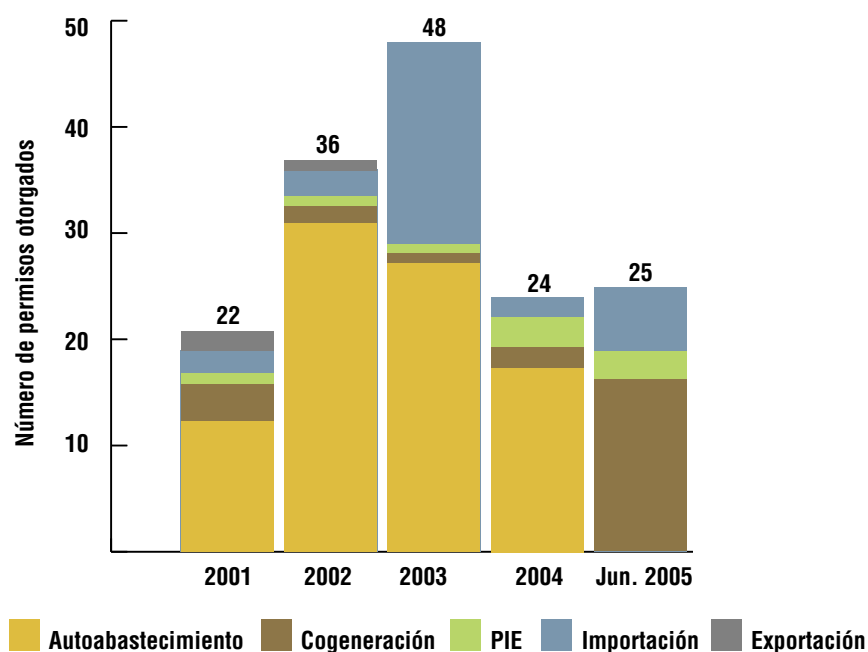
TABLA 2.1 Permisos otorgados por año y por modalidad

Año	Aut.	Cog.	Exp.	Imp.	P.I.E.	P.P.	Total gral.
Dic. 2000	0	0	1	0	1	0	2
2001	11	3	3	2	3	0	22
2002	29	2	2	1	2	0	36
2003	27	1	0	19	1	0	48
2004	17	2	0	2	3	0	24
Jun. 2005	21	3	0	1	0	0	25
Total general	105	11	6	25	10	0	157

Nota: Cuatro permisos fueron terminados por renuncia y caducidad

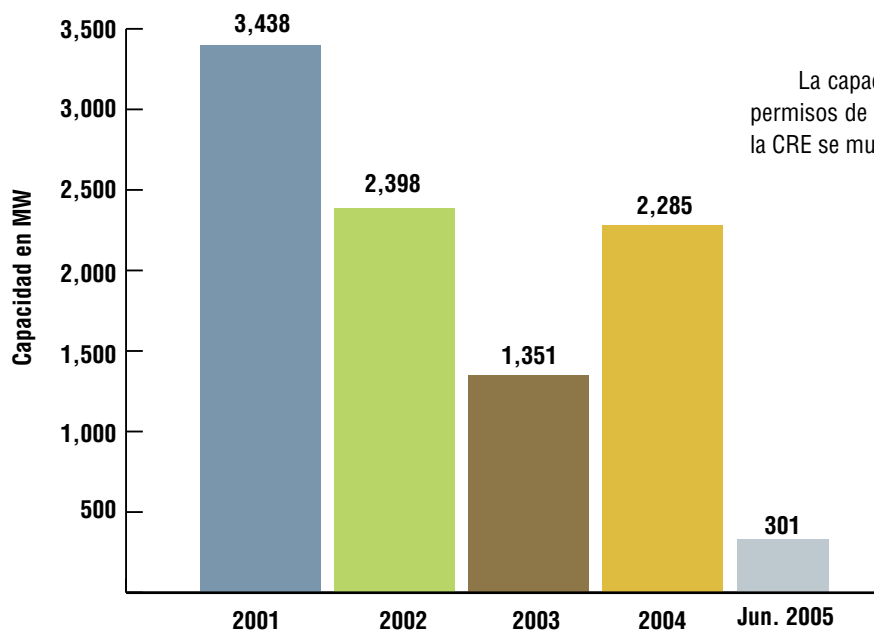
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Gráfica 2.1 Permisos otorgados por año y modalidad



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

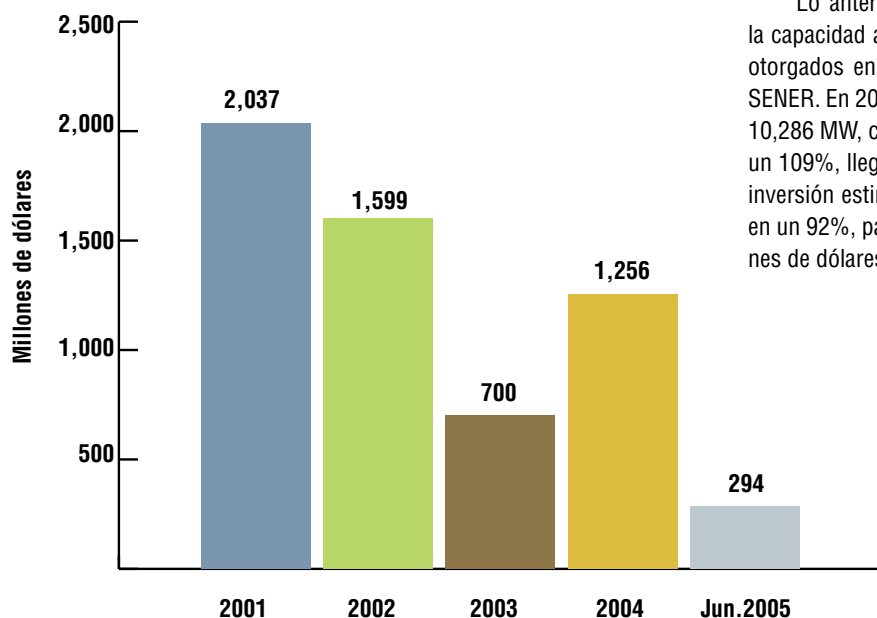
Gráfica 2.2 Capacidad autorizada anual de los permisos de generación e importación de energía eléctrica vigentes (MW)



La capacidad autorizada y la inversión estimada que representan los permisos de generación e importación de energía eléctrica otorgados por la CRE se muestran en las gráficas 2.2 y 2.3 siguientes:

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Gráfica 2.3 Inversión estimada de los permisos de generación e importación de energía eléctrica por año (millones de dólares)



Lo anterior representa un incremento muy importante en cuanto a la capacidad autorizada total y las inversiones estimadas de los permisos otorgados en el primer quinquenio de la CRE y en años anteriores por SENER. En 2000, la capacidad autorizada en proyectos privados ascendía a 10,286 MW, con lo que de 2001 a 2005, dicha capacidad se incrementó en un 109%, llegando a junio de 2005 a 21,479 MW. De la misma manera, la inversión estimada de los proyectos de generación privada se incrementó en un 92%, pasando de 7,213 millones de dólares en 2000 a 13,879 millones de dólares en junio de 2005.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

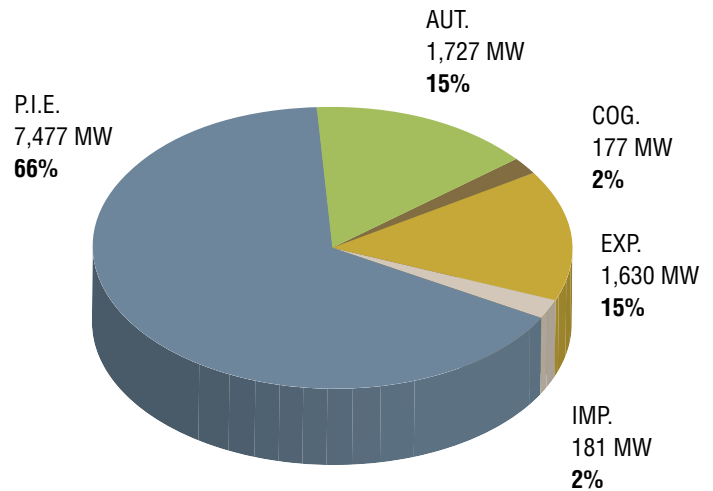
La distribución de la capacidad autorizada de los permisos vigentes otorgados por la CRE, muestra que la modalidad que tiene mayor participación es la producción independiente con el 66%, seguida del autoabastecimiento con el 15%, la cogeneración con el 10%, la exportación con el 15% y, finalmente, la generación y la importación con el 2% aproximadamente cada una. La participación de la capacidad por modalidad de los permisos se muestra en la gráfica 2.4 siguiente:

Asimismo, la distribución de la inversión estimada comprometida de los proyectos amparados por los permisos vigentes otorgados por la CRE, muestra que la modalidad que tiene mayor inversión es la producción independiente con el 62% de participación, seguida del autoabastecimiento con el 20%, la exportación con el 16%, la cogeneración con el 2% y, finalmente, la importación con casi el 0.2%.

La distribución de la inversión estimada por modalidad de los proyectos amparados por los permisos se muestra en la gráfica 2.5 siguiente:

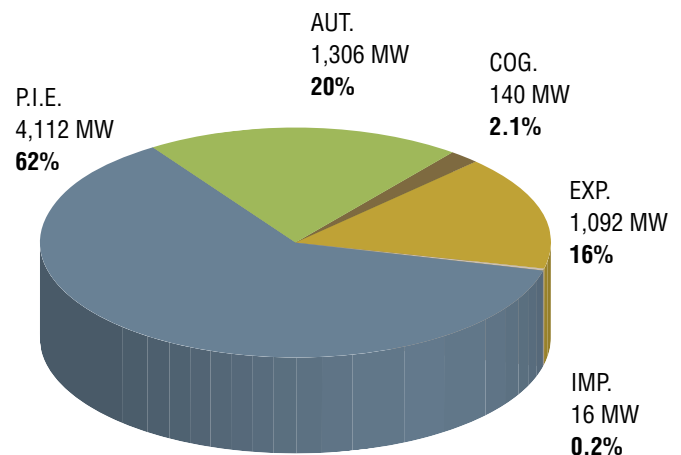
Las actividades de cogeneración y autoabastecimiento son susceptibles de ser desarrolladas por medio de fuentes renovable de energía. Desde 1995, la CRE ha otorgado 51 permisos de generación con base en este tipo de tecnologías. En la siguiente tabla se presenta un resumen de dichos permisos:

Gráfica 2.4 Capacidad autorizada vigente de los permisionarios por modalidad (MW)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Gráfica 2.5 Inversión estimada de los permisos otorgados vigentes por modalidad (millones de dólares)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Tecnología	# de permisos	Características de generación	Capacidad autorizada (MW)	Inversión estimada (MMUSD)
Biomasa	33	No intermitente	390.4	432.9
Hidroeléctrica	12	Intermitente	159.1	160.6
Eólica	6	Intermitente	656.7	608.0
Total	51		1,206.2	1,201.5

En 2001, la CRE publicó la Resolución RES/140/2001, por medio de la cual se aprobó un modelo de contrato de interconexión al sistema de transmi-

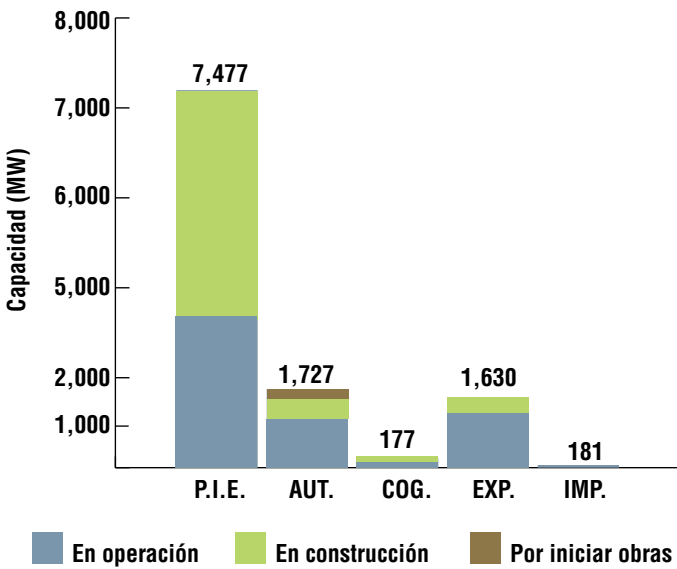
sión y distribución de CFE con condiciones especiales, el cual es aplicable a las fuentes intermitentes de generación.

En lo que respecta a la situación de los proyectos amparados por los permisos vigentes otorgados por la CRE se tiene que 6,843 MW de capacidad se encuentran en operación, 4,185 MW en desarrollo o en construcción y 164 MW están por iniciar las obras relati-

vas a la construcción de la planta eléctrica

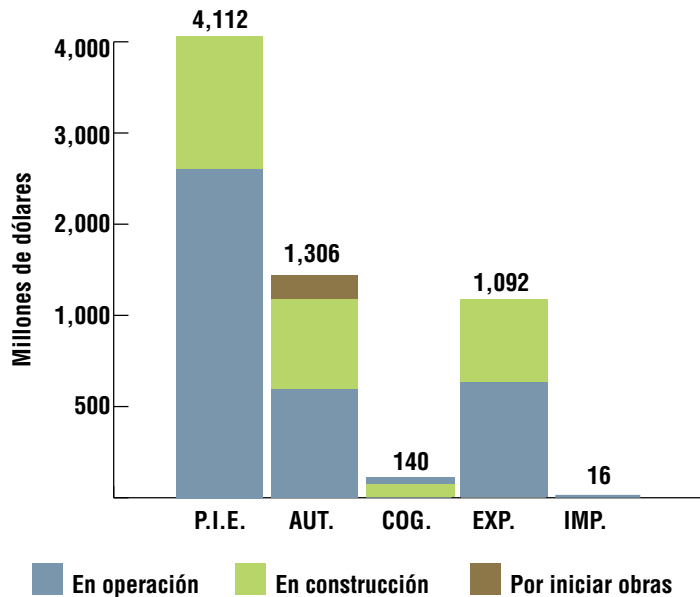
El estado de la capacidad e inversión de los proyectos por la modalidad de los permisos se muestra en las gráficas 2.6 y 2.7 siguientes:

Gráfica 2.6 Estado de los permisos otorgados vigentes por capacidad (MW)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Gráfica 2.7 Estado de los permisos otorgados vigentes



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Resultado General en Permisos de Generación e Importación de Energía Eléctrica

En resumen, y considerando la totalidad de los permisos de generación e importación de energía eléctrica vigentes administrados por la CRE, es

decir tomando en cuenta aquéllos otorgados por diversas dependencias entre 1941 a 1991, así como los otorgados por la SENER y por la CRE, de la capacidad total de los permisos administrados, el 97% ha sido otorgado en estos últimos 10 años, como se muestra en la tabla 2.2:

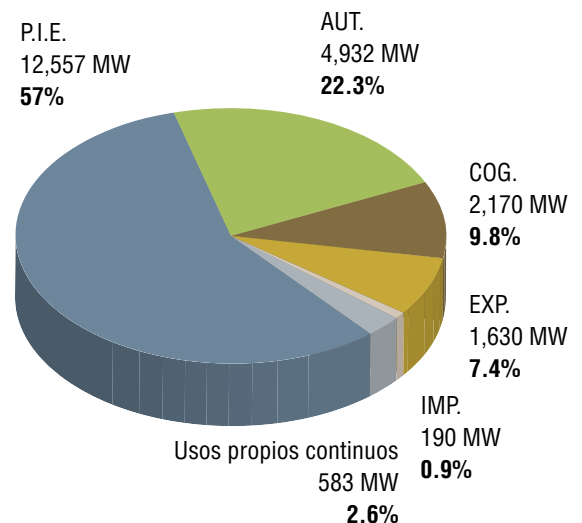
TABLA 2.2 Capacidad e inversión de los permisos otorgados por dependencias

Periodo	Otorgados por	Número de permisos vigentes	Capacidad en MW	Inversión estimada (Millones de dólares)
1941-1991	Diversas dependencias	58	583	No disponible
1994-1995	SENER	12	112	79
1996-2005	CRE	284	367	13,800
Total		354	22,062	13,879

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

La capacidad total autorizada de los permisos de generación e importación de energía eléctrica vigentes se distribuye en las siguientes modalidades: producción independiente el 57%, autoabastecimiento el 22%, cogeneración el 10%, exportación el 7%, usos propios continuos el 3%, e importación el 1%, como se muestra en la gráfica 2.8.

Gráfica 2.8 Capacidad de los permisos de generación e importación administrados por modalidad



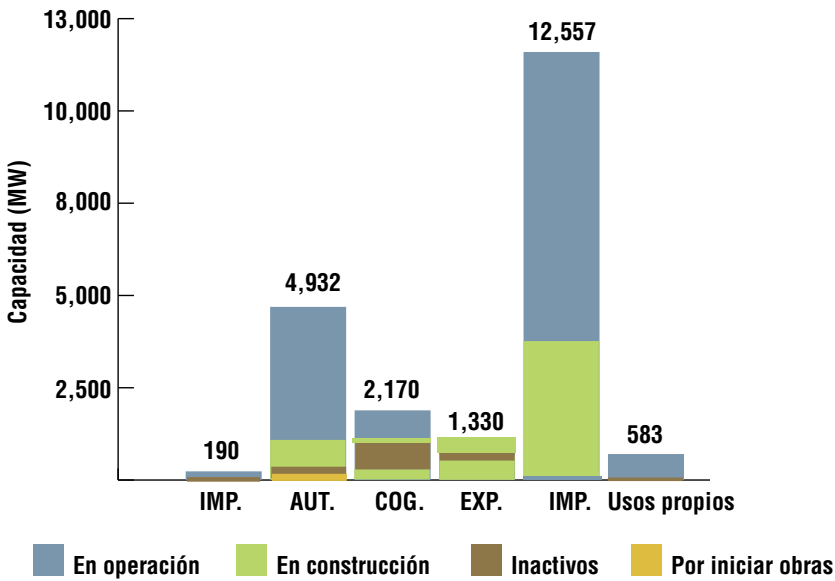
Capacidad autorizada 22,062 MW

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

A junio de 2005, más del 75% de los permisos de generación otorgados por la CRE se encuentran en operación.

Por otro lado, el 20.5% de los proyectos se encuentran en construcción, mientras que el resto de los permisos se encuentran por iniciar obras o inactivos.

Gráfica 2.9 Estado de los permisos de generación e importación administrados por modalidad

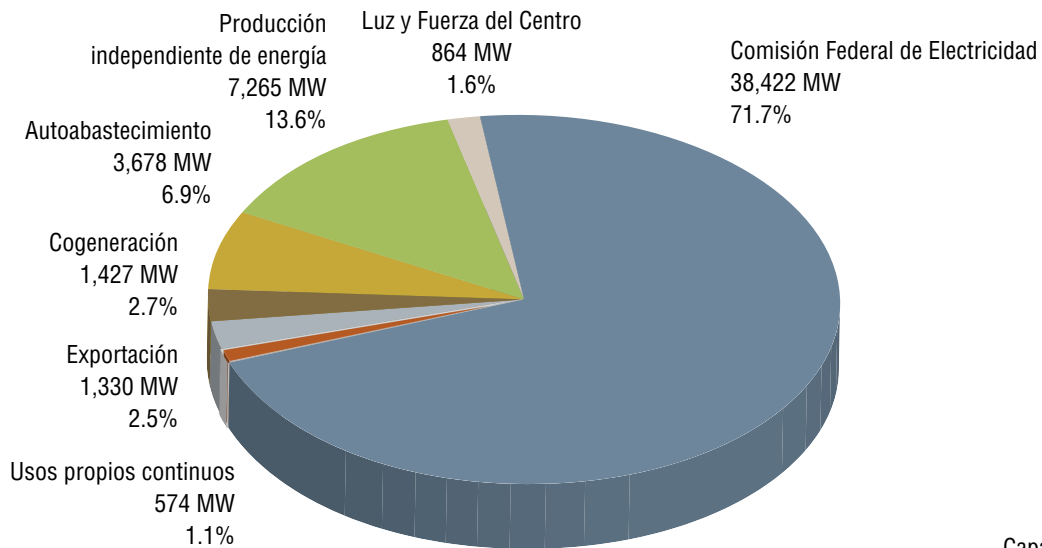


Capacidad autorizada: 22,062 MW

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Finalmente, la capacidad instalada correspondiente a los permisos de generación administrados por la CRE asciende al 26.8% de total instalada en México. (Gráfica 2.10).

Gráfica 2.10 Distribución de la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional a diciembre 2004



Capacidad 53,561 MW
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

2.3 ADMINISTRACIÓN DE LOS PERMISOS

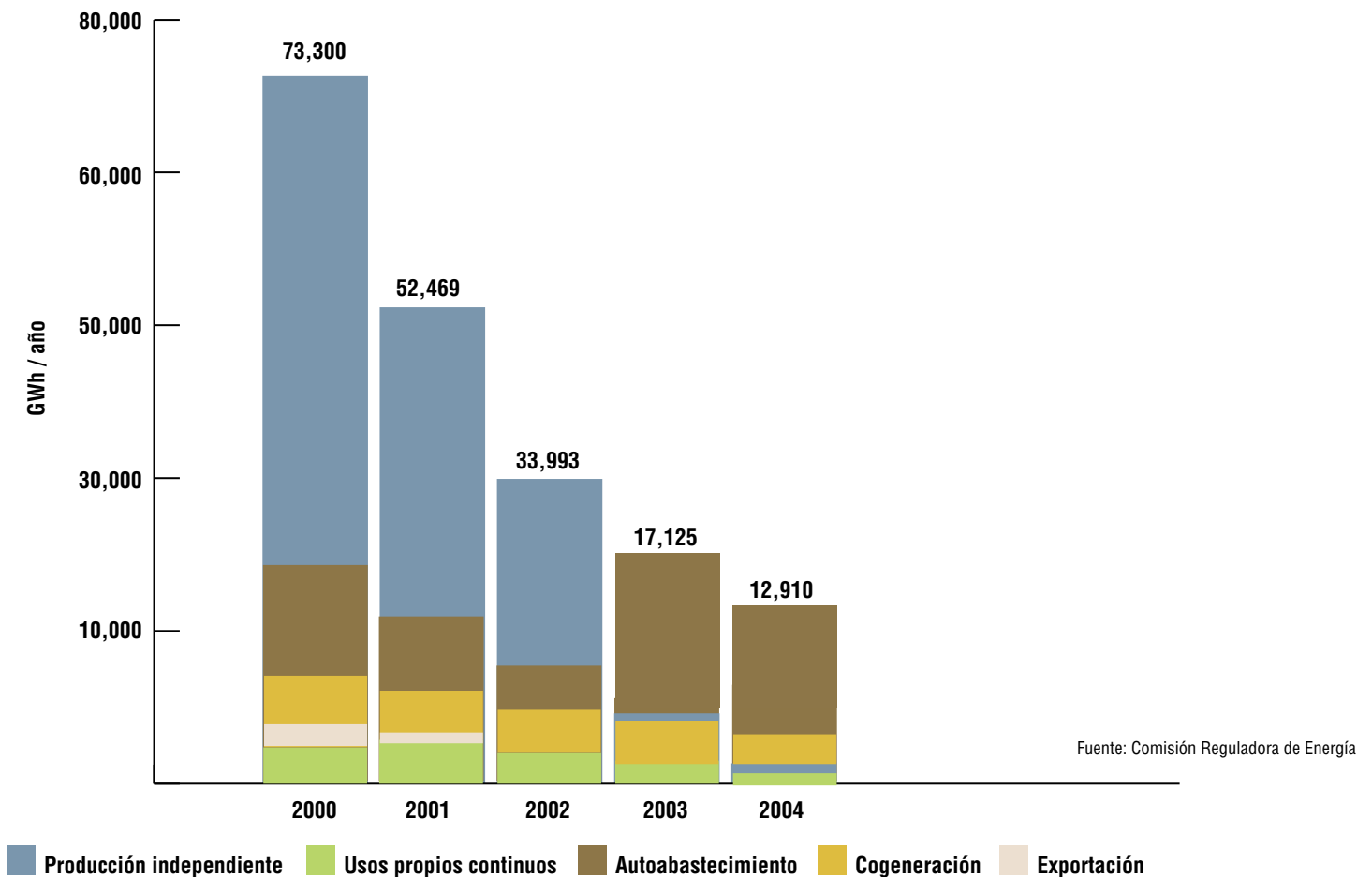
Entre 2001 y 2005, la administración de los permisos de generación e importación de energía eléctrica representó una mayor carga de trabajo. La administración de los permisos incluye las siguientes actividades específicas:

1. Seguimiento de operación de los permisionarios a través de informes que entregan trimestralmente a la CRE.
2. Visitas de verificación a las instalaciones de los permisionarios.
3. Trámite de autorización para modificar las condiciones originales de generación o el destino de la energía eléctrica, en su caso.
4. Trámite de sanción a permisionarios que no cumplen con las condiciones establecidas en los títulos de permisos, en la Ley y en su Reglamento.

Seguimiento de operación de los permisos de generación e importación de energía eléctrica

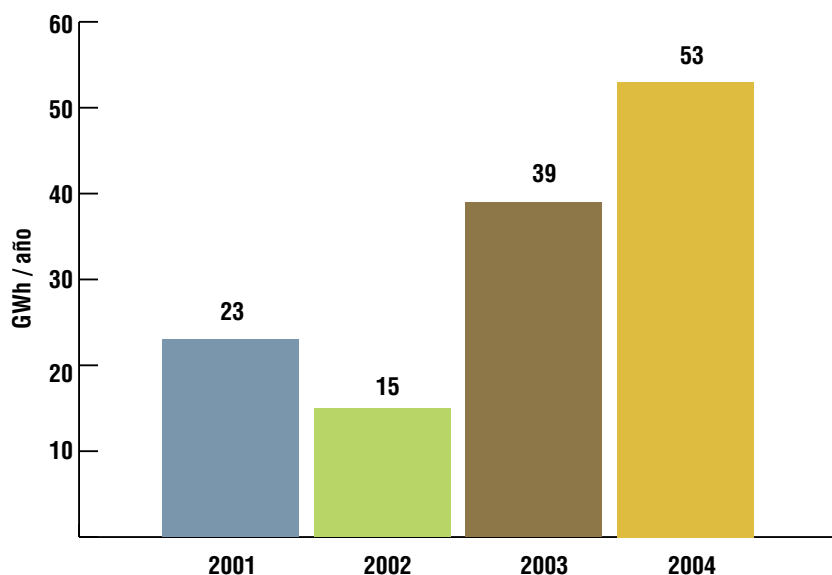
De acuerdo con el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE), una vez iniciada la operación, los permisionarios de generación e importación de energía eléctrica, deberán informar a la CRE, para fines estadísticos, el tipo y volumen de combustible utilizado, así como la cantidad de energía eléctrica generada. Al respecto, en los últimos años y conforme se reporta en los informes estadísticos de operación eléctrica recibidos en la CRE, se ha reflejado un incremento importante en cuanto al número y capacidad total instalada de los permisionarios; esto conlleva a una mayor generación de energía eléctrica por parte de los particulares. En este sentido, a diciembre de 2004, la generación eléctrica reportada por los permisionarios ascendió a 73,300 GWh. Esta generación eléctrica representa aproximadamente el 30% de la generación del Sistema Eléctrico Nacional.

La generación de energía eléctrica por año de los permisionarios se muestra en la gráfica 2.11:



En lo que respecta a la importación de energía eléctrica, ésta también ha mostrado incrementos importantes. A diciembre de 2004 la energía eléctrica importada reportada por los permisionarios a la CRE alcanzó los 53 GWh, como se muestra en la gráfica 2.12:

Gráfica 2.12 Importación de energía eléctrica reportada por los permisionarios por año



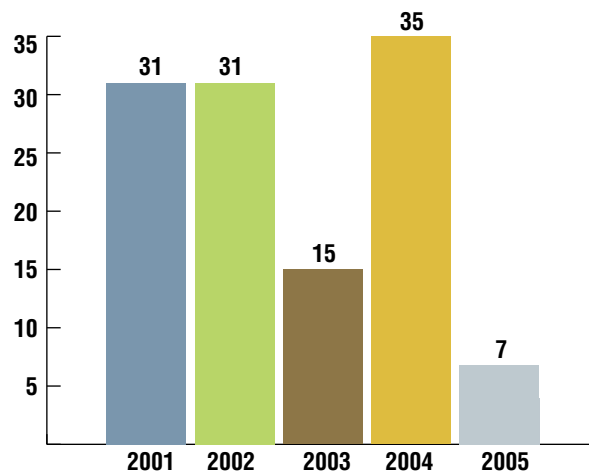
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Visitas de verificación a las instalaciones de los permisionarios de generación e importación de energía eléctrica

De diciembre de 2000 a julio de 2005, la CRE ha llevado a cabo 119 visitas de verificación a las instalaciones de los permisionarios de generación e importación de energía eléctrica con el objeto de comprobar que sus instalaciones cumplan con las condiciones establecidas en sus permisos, en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, así como en las Normas Oficiales Mexicanas y demás disposiciones legales y normativas aplicables. El número de visitas de verificación está sujeto a la disponibilidad presupuesta de la CRE.

En la gráfica 2.13 muestra el número de visitas de verificación llevadas a cabo por la CRE por año.

Gráfica 2.13 Visitas de verificación realizadas a los permisionarios de generación e importación de energía eléctrica de 2001 a junio del 2005



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Autorización para modificar las condiciones originales de generación o el destino de la energía eléctrica de los permisionarios:

Cuando las empresas permisionarias realizan cambios tanto en aspectos técnicos como comerciales, los permisos de generación e importación de energía eléctrica administrados por la CRE requieran modificarse para que dichos permisionarios operaren dentro del marco legal. En tal sentido, la CRE, en términos de la Ley y su Reglamento, autoriza modificaciones a las condiciones originales de generación o el destino de la energía eléctrica de los permisos, principalmente en los siguientes rubros:

- En el programa de obras, que consistente en la modificación de las fechas de inicio y/o término de obras del proyecto amparado por el permiso.
- En la capacidad autorizada de la planta de generación de energía eléctrica o de la demanda de importación eléctrica autorizada en el permiso.
- En la inclusión o exclusión de socios o beneficiarios de la energía eléctrica generada por la planta de generación, autorizada en el permiso.
- En los planes de expansión de los permisionarios.



2.3.1 Sanciones

Como resultado de las diversas acciones realizadas por la CRE para asegurar el desarrollo eficiente de las actividades reguladas, cuando está en presencia de elementos para considerar que un permisionario ha incurrido en un posible incumplimiento de sus obligaciones, derivadas tanto del título del permiso respectivo como del marco jurídico vigente, este órgano desahoga el procedimiento administrativo previsto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, para determinar en su caso, la imposición de las sanciones previstas en las disposiciones jurídicas aplicables.

En todos los casos, la CRE se sujeta estrictamente al principio jurídico de debido proceso, el cual consiste en el cumplimiento y respeto en favor de los particulares de las garantías individuales y procesales

establecidas en los artículos 14 y 16 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y las demás disposiciones aplicables, dentro de las que destacan la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y el Código Federal de Procedimientos Civiles.

Las sanciones impuestas por la CRE a los permisionarios son de carácter administrativo y se determinan dependiendo de la infracción cometida, los daños que hubiere causado o pudieran producirse, el carácter intencional o no de la acción u omisión constitutiva de la infracción, la gravedad de la infracción y la reincidencia del infractor.

En cumplimiento de las atribuciones que le confieren los artículos 40 a 42 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y 167 a 170 de su Reglamento, con la finalidad de asegurar un desarrollo eficiente de las actividades de generación eléctrica, la CRE llevó a cabo las acciones necesarias para imponer diversas sanciones administrativas por incumplimiento de las obligaciones establecidas en los permisos correspondientes.

Las sanciones impuestas a los permisionarios se han determinado dependiendo de la infracción cometida, los daños causados, el carácter de intencionalidad, su gravedad y, en su caso, la reincidencia del infractor.

Los montos de las sanciones se fijan con relación al salario mínimo vigente en el Distrito Federal al momento de cometer la infracción y de acuerdo con el procedimiento establecido en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

A diciembre de 2004, la CRE emitió 41 resoluciones de inicio de sanciones y 14 resoluciones de imposición de sanción. El monto total de las sanciones que la CRE impuso al 2003 ascendió a \$16,140.00.

Con este Acuerdo, cuando los permisionarios realicen conductas de acción u omisión que entrañen situaciones de riesgo, causen un trastorno al servicio permisionado o impacten la operación del mismo, comprometiendo así la seguridad de las instalaciones o las personas, la CRE iniciará y tramitará hasta su debida conclusión, el procedimiento administrativo de sanción correspondiente, sin perjuicio de que la CRE pueda, en cualquier tiempo, determinar el inicio de un procedimiento de sanción si, a su juicio, existen causas suficientes que así lo ameriten.

De esta forma, las Direcciones Generales de Electricidad y de Asuntos Jurídicos valorarán los elementos a fin de determinar la gravedad de la conducta, sustentados en las condiciones de carácter técnico-operativo en las que se realizan las actividades reguladas y las circunstancias del incumplimiento reportado.

2.4 INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN EN MATERIA ELÉCTRICA

Desde el inicio de la CRE, se han diseñado e implementado diversos instrumentos de regulación en materia de energía eléctrica, los cuales continúan siendo vigentes. A continuación se describen los principales instrumentos regulatorios:



Instrumentos de Regulación para Fuentes Firmes

En 1998 se aprobaron los modelos de Contrato de Interconexión y los Convenios de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica (Energía Económica) y de Transmisión para la aplicación de cargo mínimo o cargo normal y sus opciones de ajuste, con los anexos correspondientes. Estos instrumentos permiten a los permisionarios llevar a cabo la interconexión de la central de generación al Sistema Eléctrico Nacional para respaldar su generación de energía eléctrica, transmitirla a sus centros de consumo o para entregar sus excedentes de energía al suministrador. Los instrumentos de regulación son los siguientes:

- Contrato de Interconexión (6 de septiembre de 1996): El contrato establece, detalladamente, los términos y condiciones que deberán regir los servicios que se prestan ambas partes, buscando asegurar que los pagos entre ellas reflejen con la mayor precisión posible los costos en que se incurre en cada caso. En su contenido, se incluye lo siguiente:

- i. Condiciones de la interconexión, tales como la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones que puedan requerirse.
- ii. Las entregas de energía que se hagan las partes tanto en operación normal como en otras condiciones específicas, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía de la CFE, así como las condiciones de los medidores y equipos de medición que resulten necesarios y sus ajustes.

- iii. La interrupción de los servicios y la actuación que cada una de las partes deberá tener durante las emergencias del Sistema.

- iv. Las facultades y obligaciones de los coordinadores de cada una de las partes.

- v. La regulación de los servicios de transmisión, respaldo, compraventa de excedentes de energía eléctrica, compraventa de energía en emergencia y durante los periodos de prueba, compensación y suministro de energía.

- vi. Determinación de los pagos por cada uno de los servicios prestados así como por los servicios conexos (regulación de frecuencia y voltaje, entre otros).

- vii. Procedimiento para la facturación y estados de cuenta y de la misma manera el lugar y la forma de pago.

- viii. Disposiciones sobre fuerza mayor, legislación aplicable, arbitraje y validez del contrato.

- Contrato de servicio de respaldo (23 de enero de 1998): El contrato se realiza entre el permisionario y el suministrador con el objeto de que el suministrador respalde la central de generación de energía eléctrica en caso de falla, mantenimiento o ambos para que los consumidores de la energía eléctrica no se vean afectados por la falta de suministro de energía eléctrica. Para hacer viable a cualquier proyecto eléctrico es necesario que éste cuente con suficiente respaldo de la fuente

de energía. Este modelo prevé los términos y condiciones en que se presta el servicio de respaldo y le permite al permisionario fijar la demanda reservada y la modalidad del servicio que le parece conveniente para su proyecto.

- **Convenio de compra-venta de excedentes (20 de diciembre de 1996):** Establece las declaraciones y cláusulas necesarias para detallar los procedimientos a seguir para la venta de excedentes de energía eléctrica de los permisionarios a los suministradores. Estos procedimientos son el de recepción por subasta, recepción automática notificada y no notificada. En el primer caso, el permisionario debe programar con suficiente antelación la posible entrega de energía eléctrica así como la remuneración que pretende obtener. Para la recepción automática notificada y la no notificada, el permisionario debe prevenir al suministrador sobre su intención de entregarle energía eléctrica pero sin prever un monto determinado, ya que éste se calcula como una fracción del costo total de corto plazo (CTCP) del suministrador que corresponda. El valor de la fracción aplicable sobre el CTCP resulta de considerar los costos de redespacho en que se incurre.
- **Convenio de servicios de transmisión (30 de agosto de 2001):** Establece las bases, procedimientos, términos y condiciones para que el suministrador transporte la electricidad desde la fuente de energía eléctrica del permisionario hasta sus centros de consumo. Estos convenios contienen anexos con la finalidad de establecer los procedimientos y parámetros de cálculo para determinar los pagos que deberán realizarse entre el permisionario y el suministrador. Existen 4 modelos de convenio para servicios de transmisión (porteo) según se trate de proyectos con y sin cargo por infraestructura de transmisión y con y sin cobertura. Estos convenios, una vez realizado el cálculo de los cargos por el transporte de la energía desde la fuente de energía del permisionario hasta sus cargas, contienen las cláusulas necesarias para que pueda ocurrir el uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, ya que prevé las diferentes condiciones que se pueden presentar durante el porteo.
- **Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión (24 de abril de 1996):** Este documento tiene por objeto establecer el procedimiento que deberán seguir los suministradores para el cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de porteo de los permisionarios en tensiones diversas. Para tensiones mayores o iguales a 69 kV toma en cuenta el impacto que tiene cada servicio de porteo solicitado sobre la red en forma individual, usando un modelo de flujos de corriente alterna y debe ser aplicado en los casos con y sin el servicio solicitado en las situaciones de demanda máxima y mínima en el año en que se pretende iniciar el porteo. En cuanto a las cargas que se encuentran en tensiones menores a 69 kV, se cuenta con los procedimientos denominados de trayectoria punto a punto o de proporcionalidad de demanda según se trate de carga únicas de más de 1 MW o múltiples cargas agrupadas por tipo de tarifa,

con demandas menores a 1 MW. Es de señalarse que esta Metodología, aunque pueda parecer compleja, envía a los permisionarios una clara señal económica para incentivar una ubicación de la fuente de energía que favorezca al Sistema Eléctrico Nacional al reducir sus pérdidas.

- **Metodología para la determinación de los cargos por Servicios Conexos (9 de abril de 1999):** La conexión a la red por parte de los permisionarios implica que estos reciban servicio del suministrador tales como regulación de frecuencia y voltaje, entre otros. Con objeto de retribuir por estos servicios conexos, la metodología establece el procedimiento para determinar la contraprestación correspondiente, la cual está basada en el cargo autorizado para la demanda reservada en el caso del respaldo para falla.
- **Metodología para la determinación del costo total de corto plazo (CTCP) (24 de septiembre de 2002):** Esta Metodología debe utilizarse para el pago por la energía excedente que los permisionarios entregan a los suministradores. A su vez, el CTCP está constituido por la suma de los costos variables de generación y los costos variables de transmisión. También se prevé que para el cálculo del CTCP no se debe considerar la generación mínima de despacho por confiabilidad.

A la fecha, se han realizado 5 modificaciones a los instrumentos de regulación para fuentes firmes de generación, buscando contar con una mayor flexibilidad sobre el contenido y alcance de los aspectos técnicos del modelo de contrato de interconexión, así como brindar mayor transparencia y confiabilidad a la celebración de contratos de interconexión y a la prestación de servicio de transmisión. En la siguiente tabla se detallan dichas modificaciones:

Instrumentos de Regulación para Fuentes de Energía Renovable

El 7 de septiembre de 2001, la CRE publicó en el Diario Oficial de la Federación la resolución número RES/140/2001, por la que se aprobó la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica y los modelos de contrato de interconexión y de convenios de transmisión para fuentes de energía renovable de tipo intermitente (energéticos primarios de disponibilidad no permanente). Dichos instrumentos toman en cuenta las características de las tecnologías para la generación de energía eléctrica con tales fuentes. Los proyectos que se benefician con estos instrumentos están relacionados con el aprovechamiento de la energía eólica, solar y la hidroeléctrica con volúmenes de agua limitados y cuando no se tiene el control sobre las extracciones de agua. A la fecha se han realizado 2 modificaciones al Contrato de Interconexión, con la finalidad de brindar al permisionario una mayor claridad y flexibilidad para el manejo y operación de su proyecto.

Instrumentos de Regulación para Importadores de Energía Eléctrica

El 17 de mayo de 2005 se publicó en el Diario Oficial de la Fede-

Tabla 2.3 Modificación a las Metodologías

Fecha	Resolución	Descripción
23 / 12 / 1999	RES / 254 / 1999	Modificaciones a la metodología para la terminación de los cargos por servicio de transmisión de energía eléctrica que prestan CFE y LFC
22/ 05 / 2000	RES / 082 / 2000	Se hacen aclaraciones a la RES/255/1999 relativa a la aprobación del contrato de interconexión y convenios relacionados
19 / 09 / 2001	RES / 146 / 2001	Aprueba la metodología para la determinación de cargos por servicios de conducción de energía eléctrica, prestados por CFE y LFC
19 / 09 / 2001	RES / 147 / 2001	Aprueban aclaraciones a los modelos de contrato de interconexión y de los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica
3 / 05 / 2004	RES / 070/ 2004	Se aprueban modificaciones al modelo de contrato de interconexión y al anexo F

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

ración el modelo de contrato de interconexión para los permisionarios ubicados en el área de control de Baja California que importan energía eléctrica a través del Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (Western Electricity Coordinating Council -WECC-), de Estados Unidos, el Anexo F-IBC, y el Anexo IB-BC correspondientes, a celebrarse entre la CFE y los permisionarios de importación de energía eléctrica, con la finalidad de promover el desarrollo eficiente de la importación de la energía eléctrica que realizan los particulares ubicados en la región de Baja California. Estos instrumentos permitirán proporcionar a los usuarios de energía eléctrica, la oportunidad de contar con otra opción de suministro de energía eléctrica distinta a la que ofrece CFE.

Instrumentos de Regulación en Materia de Aportaciones

El 10 de noviembre de 1998, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones, el cual establece que la CRE aprobará los Catálogos de Precios de los suministradores y los Criterios y Bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y particulares solicitantes del servicio público de energía eléctrica para la realización de obras específicas, ampliación o modificación de las existentes solicitadas por aquellos.

Bajo este ordenamiento la CRE ha aprobado los siguientes instrumentos regulatorios en materia de aportaciones:

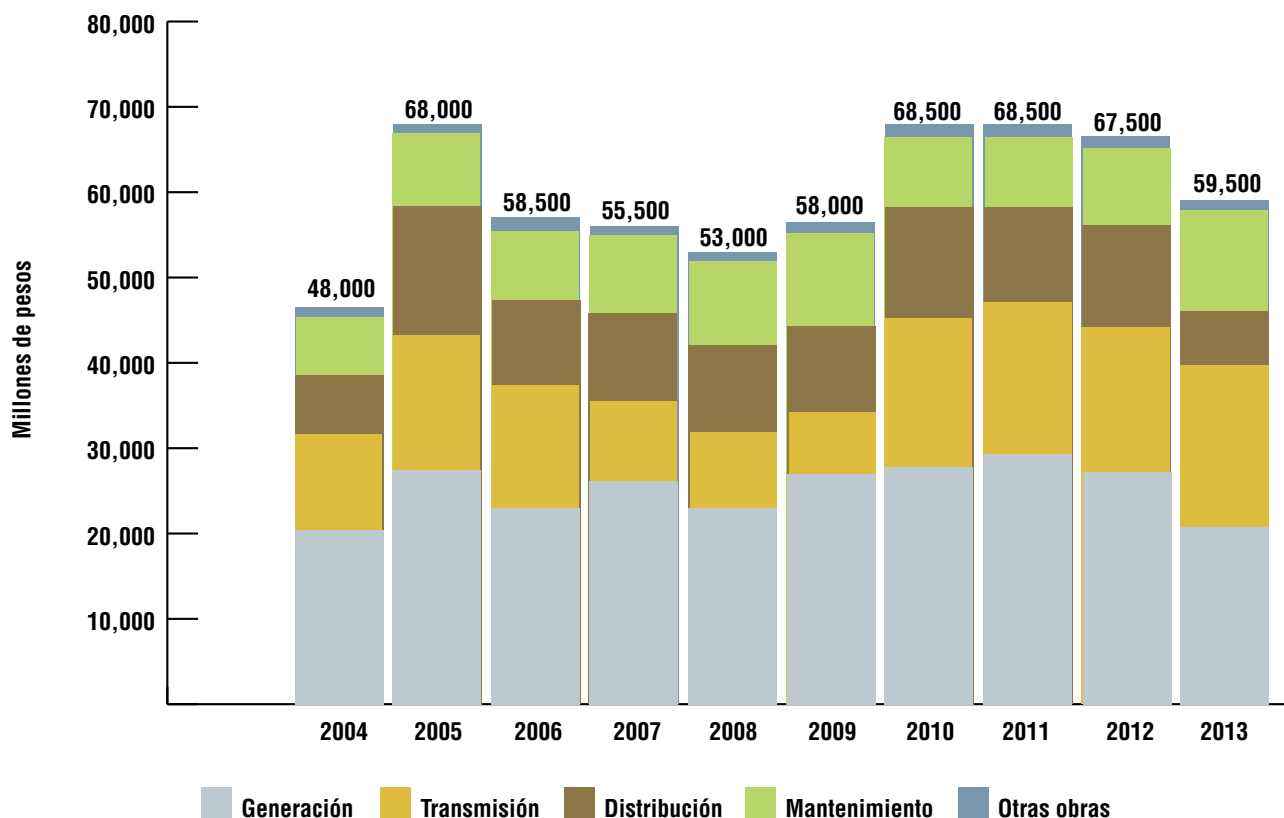
- Criterios y Bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones (18 de abril de 2000): Establece las reglas conforme a las cuales el suministrador calculará, determinará y actualizará el monto de las aportaciones a cargo de los solicitantes del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliación o modificación de las existentes.
- Catálogo de Precios de los suministradores (25 de septiembre de 2001): Lista de precios del suministrador que incluye precios unitarios de materiales, equipos y mano de obra utilizada para el cálculo y determinación de los cargos por obra específica y por ampliación. El catálogo de precios se revisa y se actualiza anualmente con los precios de equipos y materiales más recientes obtenidos a precio de mercado.
- Especificaciones Técnicas del suministrador (10 de noviembre de 1998): Los parámetros, normas técnicas y procedimientos y características que deben cumplir los equipos e instalaciones que se incorporen o interconecten al Sistema Eléctrico Nacional. Este instrumento se actualiza cada vez que lo requiera el suministrador para mantener sus especificaciones actualizadas al marco del avance de la tecnología.

- Modelos de convenio para aportaciones (9 de noviembre de 1999): Se definen tres tipos de convenios que son: Convenio de Aportación en Efectivo, Convenio de Aportación en Efectivo y en Especie y Convenio para Obra Específica a Cargo del Solicitante. Con estos convenios se formalizan los derechos y obligaciones de los solicitantes y el suministrador.
- Modelo de convenio de cesión de derechos sobre la demanda eléctrica contratada con el suministrador (19 de febrero de 2002): establece que un usuario de media tensión podrá ceder parcial o totalmente su demanda contratada a otro usuario o solicitante, dentro del área de influencia de la misma subestación, previa suscripción del convenio.
- Convenio de aportación en efectivo para obras cuyos períodos de ejecución no sean mayores de tres meses: El modelo de convenio establece la obligación del suministrador a ejecutar la obra específica o de la ampliación o modificación de las existentes en un plazo que pacte con el solicitante y que éstas no sean mayor de un período de tres meses.

2.5 RETOS

De acuerdo con la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013, publicada por la SENER, en los próximos diez años la demanda de electricidad crecerá a una tasa promedio de 5.6% y será necesario la instalación de 25,018 MW adicionales de capacidad de generación. Esto, aunado a los requerimientos en transmisión, distribución y mantenimiento de los equipos, implica inversiones que ascienden a 593 mil millones de pesos, lo cual representa un enorme reto para las empresas públicas encargadas de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

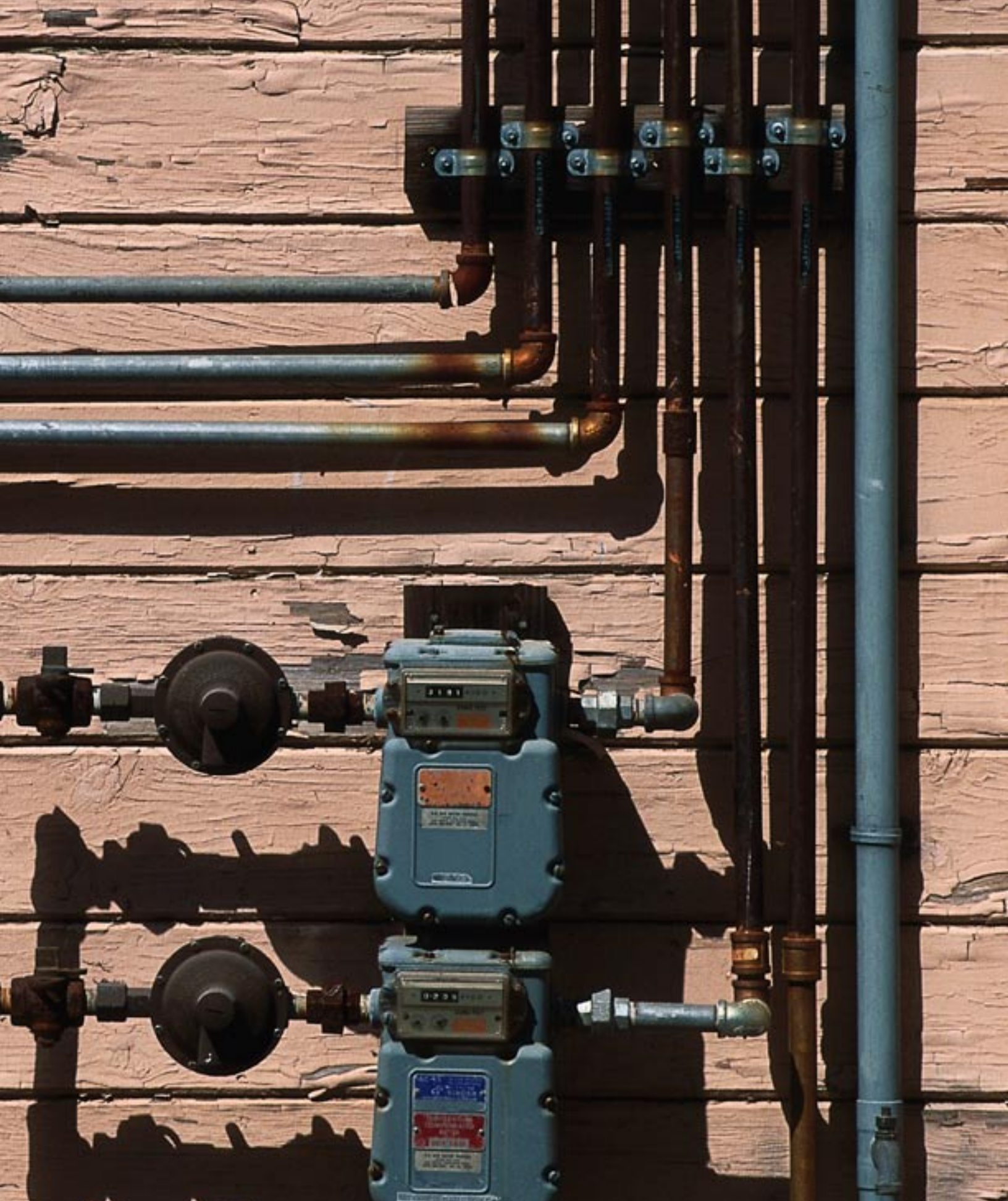
Requerimientos de inversión del sector eléctrico nacional 2004 – 2013



En la siguiente figura se presentan los retos puntuales que enfrentará el marco regulatorio de la industria eléctrica y las estrategias que se han planteado para enfrentarlos.

Retos	Mecanismos posibles
Satisfacer la demanda nacional de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Promover inversión privada que no requiere garantías financieras del estado • Promover el desarrollo de infraestructura suficiente de transmisión y distribución • Desarrollar nuevas interconexiones internacionales • Impulsar la oferta de energéticos en México
Sistema de tarificación eficiente	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la CRE para conferirle la atribución para que pueda determinar las tarifas para el suministro de energía eléctrica, con base en criterios de eficiencia económica.
Calidad de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la CRE para conferirle la atribución para que pueda emitir los términos y condiciones para la prestación de los servicios de transmisión, conducción, distribución y suministro de energía eléctrica, y que éstos se realicen conforme a elevados estándares de calidad.
Despacho de generación	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la CRE para conferirle la atribución para que pueda emitir de las reglas y criterios para el despacho de generación.
Promover las fuentes renovables de generación	<ul style="list-style-type: none"> • Diseñar e implementar mecanismos regulatorios que fomenten las fuentes renovables de generación. • Dentro de estos posibles mecanismos destacan la creación del banco de energía y el sistema para reconocer el aporte de energía al sistema de las fuentes intermitentes de generación.





3. CINCO AÑOS DE REGULACIÓN EN GAS NATURAL

3.1 ANTECEDENTES

Con objeto de impulsar una política de aprovechamiento de un combustible limpio, eficiente y seguro como el gas natural, en 1995 el gobierno mexicano emprendió una Reforma Estructural de esta industria. Ello permitiría maximizar los beneficios de este combustible y desarrollar una infraestructura de gasoductos acorde con las necesidades del país.

En esencia, dicha reforma consistió en permitir la participación privada en actividades que previamente estaban reservadas al Estado a través de PEMEX, tales como:

- Transporte de gas natural.
- Almacenamiento de gas natural.
- Distribución de gas natural por medio de ductos.
- Comercio exterior y comercialización de gas natural en territorio nacional.

La reforma de 1995 se diferenció de la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores en que, en vez de privatizar totalmente las actividades de la industria, ésta buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público (PEMEX) y el privado, dentro del marco constitucional vigente. Como resultado, la empresa estatal participaría en la cadena de suministro del combustible como oferente de gas mediante las ventas de primera mano, permisionario de transporte del SNG y comercializador.

Reforma Legal

De conformidad con la visión de largo plazo de la industria de gas natural, se introdujeron las reformas pertinentes a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria) y se expidió el Reglamento de Gas Natural (RGN). Lo anterior, con el fin de redefinir el ámbito de la industria petrolera y establecer los lineamientos generales del marco regulador de la industria de gas natural, así como brindar certidumbre jurídica a los inversionistas interesados en incursionar en este sector.

Reforma Institucional

Para dar credibilidad y operatividad a la organización industrial planteada, se requirió fortalecer la capacidad rectora del Estado mediante un esquema de regulación eficiente, aplicable de manera imparcial tanto a los operadores públicos como privados, a fin de cumplir el objetivo de promover el desarrollo competitivo de este sector.

Para estos efectos, se determinó que era necesario definir claramente las atribuciones y funciones de las entidades involucradas en el proceso de reestructuración, de manera que éstas tuvieran objetivos específicos y realizaran sus acciones de manera congruente y coordinada, lo que evitaría acciones contradictorias que pudieran poner en riesgo el éxito de la reforma.

Para ello se fortalecieron las funciones de propietario de la SENER, la cual es la encargada de definir la política energética del país y de supervisar las operaciones de las entidades del sector. Por su parte, PEMEX conservó su función de operador, mientras que la CRE se constituyó como la única autoridad reguladora tras la expedición de la Ley de la CRE en octubre de 1995.

Como resultado de la redistribución de funciones entre las distintas dependencias y entidades, la CRE se transformó, de ser un órgano únicamente consultivo en materia de electricidad, a uno dotado con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de las industrias eléctrica, gas natural y gas L.P. por medio de ductos.

Esta separación y definición de funciones permitió que las instituciones gubernamentales involucradas en el sector desempeñaran sus actividades de manera clara y transparente, evitando conflictos de interés al contar con objetivos definidos. De esta manera, los nuevos participantes en la industria operan en un ambiente de certidumbre, puesto que conocen las funciones y objetivos de cada entidad gubernamental. Lo anterior les permite a comprometer importantes inversiones en el sector.

Diseño e instrumentación del marco regulador

Con estricto apego a los tiempos establecidos en el RGN, la CRE expidió los instrumentos básicos de regulación necesarios para dar inicio al desarrollo de nueva infraestructura.

Uno de los grandes logros de la CRE en el desarrollo del marco regulador es asegurar que los bloques fundamentales del modelo básico de regulación, se caractericen por brindar certidumbre, flexibilidad y capacidad de predicción a los inversionistas y usuarios.

Durante los primeros 5 años, la CRE participó en el desarrollo de los siguientes instrumentos de regulación para la industria de gas natural:

Marco Regulator de la Industria de Gas Natural



- **Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.** Las modificaciones a esta Ley, aprobadas en mayo de 1995, redefinieron el ámbito de la industria petrolera y establecieron los lineamientos generales de la estructura reguladora de la industria. Dichas modificaciones definieron las actividades consideradas como estratégicas y reservadas al Estado (exploración, explotación, producción y ventas de primera mano) y las separó de aquéllas abiertas a la participación del sector privado (construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como el comercio exterior y la comercialización de gas natural).

- **Ley de la CRE.** En octubre de 1995, el Congreso de la Unión promulgó la Ley de la CRE. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, a un organismo desconcentrado de la SENER, dotado con autonomía técnica y operativa, y encargado, además, de la regulación en materia de gas natural.

- **Reglamento de Gas Natural.** El Ejecutivo Federal publicó el RGN en noviembre de 1995. Este Reglamento estableció disposiciones que rigen la participación de PEMEX y de los particulares en las actividades reguladas en materia de gas natural.

- **Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.** Publicada el 20 de marzo de 1996, esta directiva estableció las metodologías, criterios y bases que deben utilizar PEMEX y los permisionarios para el cálculo de sus precios y tarifas, los requerimientos de información de éstos y demás disposiciones de carácter general que la CRE aplica como autoridad en el sector.

- **Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.** Ésta se publicó el 3 de junio de 1996 y estableció los principios contables de aplicación general para los permisionarios, además de conformar un catálogo de cuentas que éstos deben utilizar acorde con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por la Comisión de Principios de Contabilidad y difundidos por el Comité Ejecutivo del Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP).

- **Directiva sobre la Determinación de Zonas Geográficas para Fines de Distribución de Gas Natural.** Esta directiva, publicada el 27 de septiembre de 1996, establece los lineamientos generales que la CRE utiliza en el proceso de determinación de zonas geográficas para la distribución de gas natural.

- **Directiva sobre la venta de primera mano (vpm) de gas natural.** Esta directiva se publicó el 23 de febrero de 2000 con el objeto de establecer los criterios y lineamientos que deberán ser observados por PEMEX y sus organismos subsidiarios en las vpm de gas natural, así como las obligaciones de información y contabilidad sobre dichas ventas. En esencia, con ella se buscó introducir los principios siguientes en la realización de las vpm de dicho combustible:

- Transparencia, proporcionalidad y equidad en las relaciones contractuales entre PEMEX y los adquirentes, de manera que se asegure el suministro eficiente de gas natural.
- Vigilancia para que PEMEX no imponga condiciones contractuales unilaterales o discriminatorias.
- Establecimiento de condiciones de reciprocidad entre PEMEX y los adquirentes de gas natural.

- **Términos y Condiciones Generales para las vpm de gas natural.** El 23 de agosto de 2000 fueron publicadas en el DOF, los Términos y las Condiciones Generales para las vpm de gas natural presentados por PGPB, mismos que fueron aprobados por parte de la CRE.

La finalidad de los Términos y Condiciones Generales es que PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) realice las vpm de gas natural conforme a principios de eficiencia, continuidad, uniformidad, homogeneidad, regularidad y seguridad, sin incurrir en prácticas indebidamente discriminatorias. En este contexto, los Términos y Condiciones Generales permitirán a la CRE regular todos los requisitos, actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del gas natural, los cuales son acordes con los usos comerciales, nacionales e internacionales, observados por las empresas dedicadas a la compra-venta de este combustible.

Asimismo, los Términos y Condiciones Generales permitirán a los adquirentes y los usuarios del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) llevar a cabo la contratación de vpm de gas natural y la reserva-ción de capacidad en el sistema de PGPB en condiciones de eficiencia, transparencia, competencia, continuidad y certidumbre conforme a lo que más convenga a sus intereses, ya que éstos podrán contratar la vpm a la salida de las plantas de proceso (contratación desagregada) o en el punto de entrega que determine el adquirente (contratación agregada).

En resumen, los Términos y Condiciones Generales permitirán a la CRE regular los requisitos, actos y servicios involucrados en la contrata-ción, enajenación y entrega del gas natural, los cuales son acordes con los usos comerciales, nacionales e internacionales observados por las empresas dedicadas a la compra-venta de este combustible.

Dentro de la visión del México actual, la CRE ha continuado im-pulsando el cambio estructural iniciado en 1995 basado en el apro-vechamiento del gas natural como combustible abundante, limpio, económico, eficiente y seguro.

Antes de la reforma de 1995, PEMEX era la única entidad autoriza-da para construir, operar y ser propietaria de gasoductos en México, así como la única con facultades para importar, exportar y comercializar gas natural en territorio nacional. Con el proceso de reforma se buscó promo-ver un desarrollo a largo plazo de la industria de gas natural acorde con las necesidades del país. Esta reforma, permitió la participación privada en las actividades del transporte, la distribución y almacenamiento de gas natural, así como las actividades de comercio exterior y comercialización de este combustible en territorio nacional y generar nuevas fuentes de empleo permanente.

Así, se sentaron las bases para que la participación del sector priva-do complementara los esfuerzos del Estado en el desarrollo de la infra-estructura del gas natural, a fin de ofrecer a las industrias y hogares, una fuente de energía compatible con la preservación del medio ambiente y, sobre todo, a precios competitivos respecto de otros combustibles, tales como gas L.P., combustóleo y diesel.

Normalización

El artículo 34, fracciones XIX y XXV del Reglamento Interior de la Se-cretaría de Energía, faculta a la CRE para expedir Normas Oficiales Mexica-nas (NOMs) en materia de gas natural y gas L.P. por ductos. Con base en lo anterior, la CRE preside el Comité Consultivo Nacional de Normalización en gas natural y gas L.P. por medio de ductos, el cual está conformado por los sectores público, privado, académico y social. Dicho Comité aprueba la revisión, modificación y expedición de las NOM en la materia.

Durante el período 2001 a 2005, la CRE ha expedido las siguientes NOMs:

- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas na-tural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural). Publicada en el DOF el 29 de marzo de 2004.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de apro-vechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-002-SECRE-1997, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural). Publicada en el DOF el 8 de diciembre de 2003.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas L.P. por ductos (cancela y sustituye a la NOM-003-SECRE-1997, Distribución de gas natural). Publicada en el DOF el 12 de marzo de 2003.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y, en ductos. Publicada en el DOF el 8 de febrero de 2002.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-010-SECRE-2002, Gas natural compri-mido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para esta-ciones de servicio. Publicada en el DOF el 23 de octubre de 2002.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-011-SECRE-2000, Gas natural compri-mido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instala-ciones vehiculares. Publicada en el DOF el 23 de octubre de 2002.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de se-guridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural. (Sustituye a la NOM-EM-001-SECRE-2002, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conduc-ción, regasificación y entrega de dicho combustible). Publicada en el DOF el 8 de noviembre de 2004.

Otro aspecto importante que se llevó a cabo dentro de las activida-des de normalización fue la incorporación de los Procedimientos de Eva-luación de la Conformidad en las Normas Oficiales Mexicanas en materia de gas natural, cuyo objetivo es proporcionar la metodología que deberán seguir las Unidades de Verificación para evaluar la conformidad de las NOMs por parte de los permisionarios.

3.2 PERMISOS OTORGADOS

Durante los últimos cinco años, se desarrolló la infraestructura de los sistemas de distribución de gas natural correspondiente a los 21 permisos otorgados al cierre de año 2000, los cuales co-rresponden a 20 zonas geográficas. Lo anterior se refleja en el creciente número de usuarios que consumen gas natural en las distintas zonas geográficas, donde todos los sistemas actualmente son operados y ad-ministrados por empresas privadas las cuales representan una inversión comprometida al término de su segundo período de cinco años de 1,996 millones de dólares, de la cual se concretaron 1,377 millones de dólares al término de su primer quinquenio de operaciones.

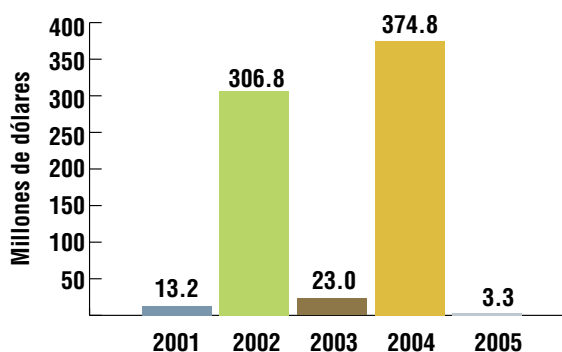
• Aunado a lo anterior, la CRE otorgó en este periodo quinquenal 6 permisos de transporte de acceso abierto, 54 de usos propios y 5 de almacenamiento de gas natural licuado, alcanzando en conjunto una inversión comprometida de 3,825 millones de dólares. Así, el otorgamiento de los permisos de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y su respectiva administración, constituyen la consolidación del proceso de cambio estructural iniciado en 1995.

Los tres tipos de actividades de la industria de gas natural antes descritas requieren de permiso previo por parte de la CRE: el transporte, la distribución y el almacenamiento. Los permisos para esas actividades son otorgados por la CRE por un periodo inicial de 30 años, el cual puede renovarse por uno o más periodos de 15 años adicionales.

3.2.1 Distribución de Gas Natural

Con anterioridad a la reforma reglamentaria de 1995, la infraestructura de distribución estaba concentrada y no respondía a las demandas del mercado. Hasta ese momento, existían diez operadores de sistemas que distribuían gas natural a usuarios finales, de los cuales siete eran operados por el sector privado y los otros tres eran operados por CFE y dos empresas afiliadas a PEMEX.

Inversión estimada anual a partir de los gasoductos de transporte aprobados



Longitud de gasoductos de transporte aprobados anualmente

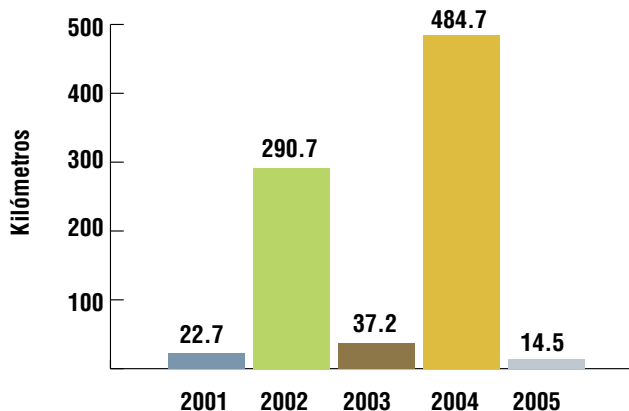


Tabla 3.1 Clientes, volumen manejado y longitud de la red utilizada por las distribuidoras en 1995

	Núm. Clientes	Volumen (MMpcd)	Ductos (km)
CFE	321,000	31.4	6,208
Cia. Mex. de Gas	350	53	245
Gas Natural de Juárez	49,933	13.6	1,201
Diganamex	133,000	8.3	1,015
Repsol	15,933	4.1	305
Cía. Nal de Gas	13,406	3.1	195
Juárez Gas Co.	12,994	2.8	260
Dist. Gas Saltillo	7,982	1.7	178
Cía. Gas. Cananea	5,201	1.6	80
Digaqro	11,011	1.3	198
Total	570,810	151	9,885

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Estos sistemas alcanzaban una longitud de 9,885 km, se encontraban operando en el área metropolitana de Monterrey, Querétaro, Cd. Juárez, Chihuahua, Saltillo, Nuevo Laredo, Piedras Negras, Matamoros, el norte de la zona conurbada de la Cd. de México y el sur del Distrito Federal y prestaban el servicio 570 mil usuarios, concentrando Monterrey el 65% de la infraestructura, el 56% de los usuarios y 76% del volumen distribuido.

Después de la aprobación de las reformas de 1995, la CRE reguló las actividades que desarrollaban estas empresas, otorgándoles su permiso correspondiente y, por otra parte, atendió las manifestaciones de interés para desarrollar nuevos sistemas, determinando las zonas geográficas y convocando a los procesos de licitación para el otorgamiento de nuevos permisos de distribución.

Determinación de Zonas Geográficas para fines de distribución de gas natural

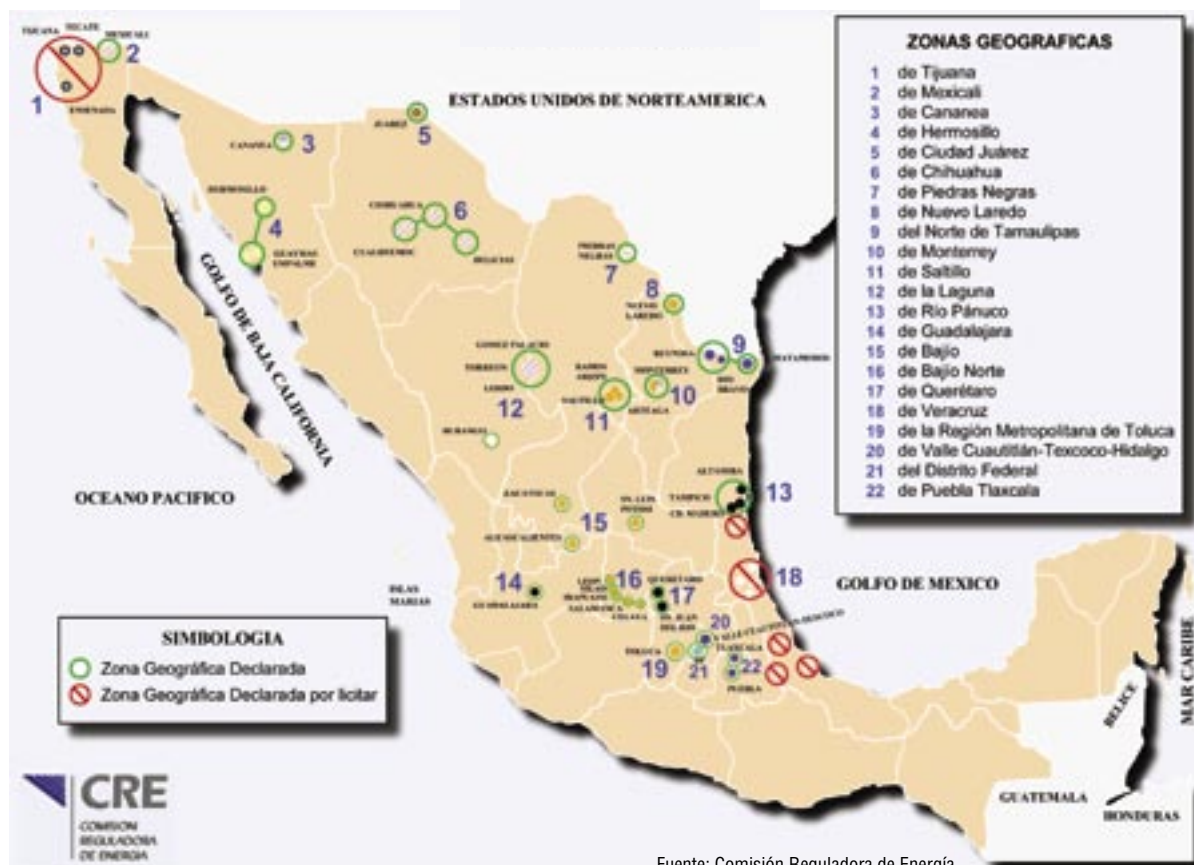
La CRE publicó en el DOF, el 27 de septiembre de 1996, la Directiva para la Determinación de las Zonas geográficas para fines de Distribución

de Gas Natural, DIR-GAS-003-96, con la finalidad de establecer los criterios y lineamientos que se utilizarían para determinar zonas geográficas con fines de distribución de gas natural y que estuvieran al alcance de los interesados en desarrollar estos sistemas.

En la determinación de cada zona geográfica de distribución, la CRE revisó y analizó las manifestaciones de interés, comunicó a las autoridades locales la intención de determinar una zona geográfica para fines de distribución de gas natural, evaluó que se cumpliera con los criterios establecidos en el capítulo 3 de la Directiva y publicó la delimitación de cada Zona geográfica determinada en el DOF. A la fecha, la CRE ha determinado 22 zonas geográficas y en 20 de ellas se han construido y operado sistemas.

En los últimos cinco años han sido modificadas las Zonas Geográficas de Bajío Norte, Monterrey, Querétaro, y Puebla-Tlaxcala, con el objeto de ampliar el servicio a un mayor número de municipios o centros de población. A continuación se detalla, la situación actual de las Zonas geográficas de distribución.

Figura 3.1 Definición de las Zonas Geográficas para Distribución



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Mexicali, integrada por el centro de población de la Mexicali, BC;

Chihuahua, integrada por los centros de población de Chihuahua, Ciudad Cuauhtémoc, Anáhuac y Delicias, en el Estado de Chihuahua;

Hermosillo, Guaymas y Empalme, integrada por los centros de población del mismo nombre, en Sonora;

Región Metropolitana de Toluca, integrada por el municipio de Toluca y los municipios conurbados de Lerma, Metepec, Ocoyoacac, San Mateo Atenco, Xonacatlán y Zinacantepec en el Estado de México;

Del Río Pánuco, que incluye los centros de población de Tampico, Ciudad Madero y Altamira, en el Estado de Tamaulipas;

Norte de Tamaulipas, que incluye los Centros de Población Reynosa-Río Bravo, Matamoros y Valle Hermoso, en el Estado de Tamaulipas;

Área Metropolitana de Monterrey, incluye los municipios de Monterrey, San Nicolás de los Garza, Apodaca, Guadalupe, San Pedro Garza García, Santa Catarina, General Escobedo, García y Juárez, Ciénega de Flores, General Zuasua, Pesquería, Marín, Dr. González y Cerralvo, en el Estado de Nuevo León;

Distrito Federal, integrada por las 16 delegaciones políticas: Álvaro Obregón, Azcapotzalco, Benito Juárez, Coyoacán, Cuajimalpa, Cuauhtémoc, Gustavo A. Madero, Iztacalco, Iztapalapa, Magdalena Contreras, Miguel Hidalgo, Milpa Alta, Tláhuac, Tlalpan, Venustiano Carranza y Xochimilco;

Valle Cuatitlán-Texcoco, integrada por los 27 municipios del Estado de México que conurban el Distrito Federal: Acolman, Atenco, Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán, Cuautitlán Izcalli, Chalco, Chicoloapan, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, Jaltenco, La Paz, Melchor Ocampo, Naucalpan, Nextlalpan, Nezahualcóyotl, Nicolás Romero, Tecamac, Teoloyucan, Tepotzotlán, Texcoco, Tlalnepantla de Baz, Tultepec, Tultitlán, Valle de Chalco-Solidaridad y Zumpango;

Querétaro, integrada por la Zona Metropolitana de Querétaro (incluye los municipios de Querétaro, Corregidora, El Marqués y Huimilpan), los municipios de Colón, Pedro Escobedo, y el centro de población de San Juan del Río, en el Estado de Querétaro;

Bajío, integrada por los centros de población de Celaya, Salamanca, Irapuato y Silao, así como el municipio de León, en el Estado de Guanajuato;

La Laguna-Durango, incluye los Centros de Población de Torreón, en el Estado de Coahuila, y Gómez Palacio, Ciudad Lerdo y Victoria de Durango, en el Estado de Durango;

Tijuana, que incluye los Centros de Población de Tijuana, Ensenada y

Tecate, en el Estado de Baja California;

Bajío Norte, integrada por los Centros de Población Aguascalientes-Jesús María-San Francisco de los Romo, en el Estado de Aguascalientes; San Luis Potosí-Soledad de Graciano Sánchez, en el Estado de San Luis Potosí; Zacatecas-Guadalupe, Fresnillo y los Municipios de Calera y Morelos, en el Estado de Zacatecas, y Lagos de Moreno, en el Estado de Jalisco;

Puebla-Tlaxcala, integrada por los municipios de Amozoc, Atlixco, Coronango, Cuautinchan, Cuautlancingo, Domingo Arenas, Huejotzingo, Juan C. Bonilla, Ocoyucan, Puebla, San Andrés Cholula, San Martín Texmelucan, San Miguel, Xoxtla, Santa Isabel Cholula, San Pedro Cholula y Tlaltenango en el Estado de Puebla; los Municipios Apetatitlán de Antonio Carvajal, Tepetitla de Lardizabal, Chiautempan, Panotla, Tlaxcala, Totolac, Amaxac de Guerrero, Apizaco, Mazatecochco de José María, Magdalena Tlalelulco, Acuamanala de Miguel Hidalgo, Tenancingo, Teolocholco, Tepeyanco, Tetla de La Solidaridad, San Pablo del Monte, Sta. Catarina Ayometla, Santa Cruz Quilehtla, Santa Isabel Xiloxotla, San Lorenzo Axocomanitla, San Jerónimo Zacualpan, San Juan Huactzinco, Santa Ana Nopalucan, Nativitas, San Damián Texoloc, Santa Apolonia Teacalco, Tetlatlahuca, Contla de Juan Cuamatzi, San Francisco Tetlanohcan, Ixtacuixtla de Mariano Matamoros Xalostoc, Papalotla de Xicohténcatl, Xicotzingo, Yauhquemehcan y Zacatelco en el Estado de Tlaxcala;

Guadalajara, conformada por el Centro de Población de la Zona Conurbada de Guadalajara, integrado por los municipios de Guadalajara, El Salto, Ixtlahuacán de los Membrillos, Juanacatlán, Tlaquepaque, Tonalá, Tlajomulco de Zúñiga y Zapopan, en el Estado de Jalisco;

Veracruz, incluye las zonas conurbadas de Córdoba, excepto el municipio Camerino Z. Mendoza, Orizaba, Veracruz, Xalapa y los municipios de Poza Rica, Tihuatlán, Cazones de Herrera, Papantla, Tuxpan, Pueblo Viejo y Pánuco, en el Estado de Veracruz.

Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga, integrada por los límites del Centro de Población de Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga, en el Estado de Coahuila;

Nuevo Laredo, integrada por el Centro de Población de Nuevo Laredo, Tamaulipas;

Piedras Negras, integrada por los límites del Centro de Población de Piedras Negras (incluye la ciudad de Piedras Negras y la localidad conurbada de Nava) en el Estado de Coahuila;

Cananea, constituida por la poligonal que delimita el área urbana de Cananea, en el Estado de Sonora, y

Ciudad Juárez, conformada por los límites del centro de población de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua.

3.2.1.1 Otorgamiento de permisos de distribución

La CRE otorgó 21 permisos de distribución, los cuales operan en 20 zonas geográficas. El otorgamiento de estos permisos se llevó a cabo, para el caso de los sistemas que operaban previo a los cambios legales de 1995, después de haber sido analizadas las solicitudes y cumplidos todos los requisitos reglamentarios, con excepción de los sistemas que eran operados por CFE, Distribuidora de Gas del Estado de México, S.A. de C.V. (DIGANAMEX), y Distribuidora de Gas de Querétaro, S.A. de C.V. (DIGAQRO), en donde el otorgamiento de los permisos se llevó a cabo a través de licitación. Los permisos para las zonas geográficas nuevas donde no operaba ningún sistema de distribución se otorgaron por medio de procesos de licitación de conformidad a lo establecido en el RGN.

Todos los permisos se han otorgado por un primer período de 30 años, el cual es renovable por períodos subsecuentes de 15 años. Los permisos de distribución han sido otorgados para una zona geográfica delimitada por la CRE y se les confirió una exclusividad de 12 años, con excepción de aquellos sistemas que ya operaban con anterioridad a las reformas de 1995, en donde la exclusividad se otorgó sólo por los primeros 5 años de operación bajo la nueva regulación.

En los 17 procesos de licitación a los que convocó la CRE, participaron diversos consorcios integrados por empresas mexicanas y extranjeras, todos ellos líderes en la industria del gas natural y en el desarrollo de este tipo de infraestructura. Como resultado de estos procesos fueron otorgados 15 permisos ya que dos procesos fueron declarados desiertos: Tijuana, Baja California, y Veracruz, Veracruz.

En once de las zonas geográficas cuyos permisos fueron otorgados

mediante un proceso de licitación, al establecerse los límites de las respectivas zonas, cierta infraestructura propiedad de PEMEX y PGPB era utilizada para entregar gas natural a usuarios finales localizados dentro de las mismas, lo que hizo necesario determinar la naturaleza del servicio que se prestaba. Por esta razón, la CRE emitió las resoluciones que determinan cuáles de estos ductos eran utilizados por PGPB para distribuir gas natural a usuarios finales. Estos activos, de conformidad con los acuerdos tomados por los consejos de Administración de PEMEX y PGPB, fueron valuados por la Comisión de Avalúos y Bienes Nacionales (CABIN) para su desincorporación. En las Bases de Licitación para el otorgamiento de los respectivos permisos de distribución, se estableció la obligación del licitante ganador de adquirir dichos activos de distribución al valor determinado por CABIN (hoy INDAABIN).

Las zonas geográficas en las que se siguió este procedimiento son las de Querétaro, Bajío Norte, La Laguna-Durango, Chihuahua, Distrito Federal, Valle Cuatitlán-Texcoco, Norte de Tamaulipas, Guadalajara, Río Pánuco, Puebla-Tlaxcala y Toluca.

El desarrollo de la distribución de gas natural en las diversas zonas geográficas durante el período 2001-2005 mostró avances importantes, aunque se ubicó por debajo de las expectativas propuestas por las empresas en sus planes quinquenales.

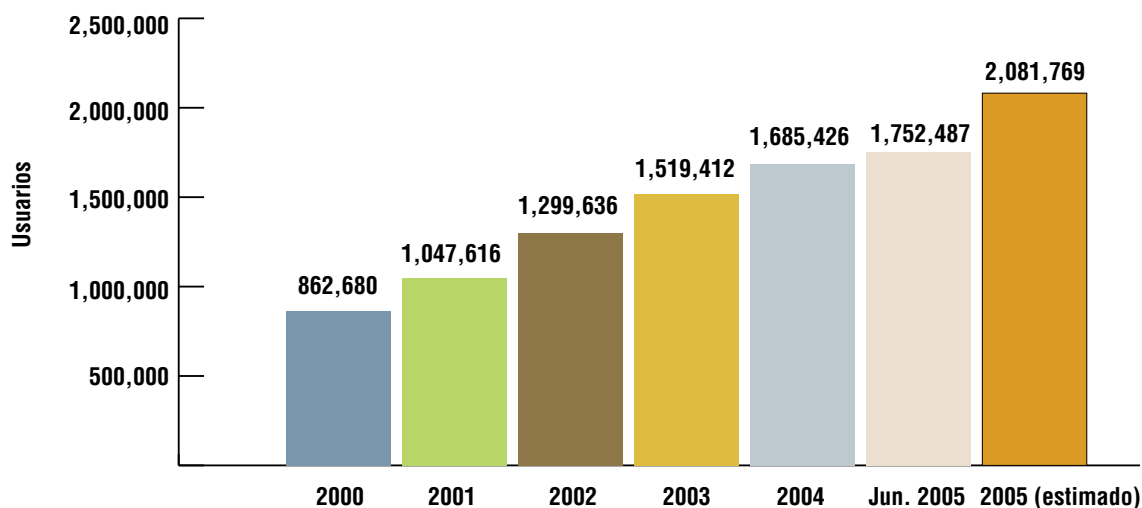
En cuanto a la cobertura del servicio se estima que, para el término de 2005, se alcance la cifra de cerca de 2.1 millones de usuarios, que representa un incremento de 141.3% con respecto a lo alcanzado en el año 2000.

Tabla 3.2 Cobertura de usuarios 2001-2005

2000	2001	2002	2003	2004	JUN-05	DIC-05
862,680	1,047,616	1,299,636	1,519,412	1,685,426	1,752,487	2,081,769
	21.4%	24.0%	16.9%	10.9%	4.0%	23.5%
						141.3%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Figura 3.2 Sistemas de Distribución de Usuarios



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Tabla 3.3 Cobertura de usuarios por permisionario en Distribución de Gas Natural (2000-2005)

Permisionario	Usuarios Totales						
	2000	2001	2002	2003	2004	Jun-2005	2005e
Compañía Nacional de Gas S.A. de C.V.	24,133	22,871	22,689	23,661	24,633	21,843	25,605
Consorcio Mexi-Gas S.A. de C.V.	42,581	55,459	84,700	105,866	125,478	126,464	197,735
Gas Natural de Juárez S.A. de C.V.	95,841	109,456	130,168	140,438	152,601	159,644	165,734
Natgasmex S.A. de C.V.	79	339	3,951	17,475	32,674	36,164	45,929
Tamauligas S.A. de C.V.	2,429	8,384	15,371	21,348	21,945	22,218	31,744
DGN Chihuahua S. de R.L. de C.V.	31,168	43,649	53,959	50,433	55,155	61,099	64,157
Tractebel DGJ S.A. de C.V.	99	99	2,187	6,452	9,786	12,326	14,128
DGN de La Laguna-Durango S. de R.L. de C.V.	3,362	8,461	14,710	23,911	29,370	31,142	30,810
Distribuidora de Gas Natural de Mexicali	10,212	13,017	16,151	15,654	11,158	15,938	18,937
Tractebel GNP S.A. de C.V.	3,684	8,461	20,873	27,328	31,135	27,757	28,580
Tractebel Digagro S.A. de C.V.	15,109	22,053	31,911	50,017	53,671	55,628	57,314
Gas Natural México S.A. de C.V. Toluca	3,429	9,812	14,653	18,083	21,025	22,857	43,120
Gas Natural México S.A. de C.V. Nvo.Laredo	23,723	25,930	29,222	32,764	34,085	34,863	37,007
Gas Natural México S.A. de C.V. Saltillo	32,880	42,532	51,583	60,535	67,604	68,240	76,162
Gas Natural México S.A. de C.V. Monterrey	409,311	460,210	519,235	577,230	620,210	655,278	641,482
Gas Natural México S.A. de C.V. Bajío	822	3,839	15,295	26,591	37,765	38,485	50,228
Gas Natural México S.A. de C.V. Bajío Norte	25	2,445	11,544	22,102	33,115	33,636	44,824
Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	106,207	140,433	188,225	229,413	251,790	253,729	410,866
Distribuidora de Gas de Occidente S.A. de C.V.	5,812	5,507	4,935	4,718	4,615	4,769	4,765
Compañía Mexicana de Gas S.A. de C.V.	46,236	50,163	51,072	48,209	50,427	53,096	65,548
Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.	5,538	14,496	17,202	17,184	17,184	17,311	17,184

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

En los últimos cinco años, la ampliación de la red destinada al servicio de distribución registró un incremento muy importante al pasar de 17,235 km

en 2000 a un estimado de 34,436 km a diciembre de 2005. Del total, 25,160 km corresponden a la red principal y, el resto, a las conexiones de usuarios.

Tabla 3.4 Ampliación de la red de distribución de gas natural

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Longitud Total (km)	17,253	20,867	24,104	27,580	31,347	34,436
Crecimiento anual		20.9%	15.5%	14.4%	13.7%	9.9%
Crecimiento 2000-2005						99.6%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Figura 3.4 Incremento en la longitud de tubería total en sistemas de distribución de gas natural (2000-2005)

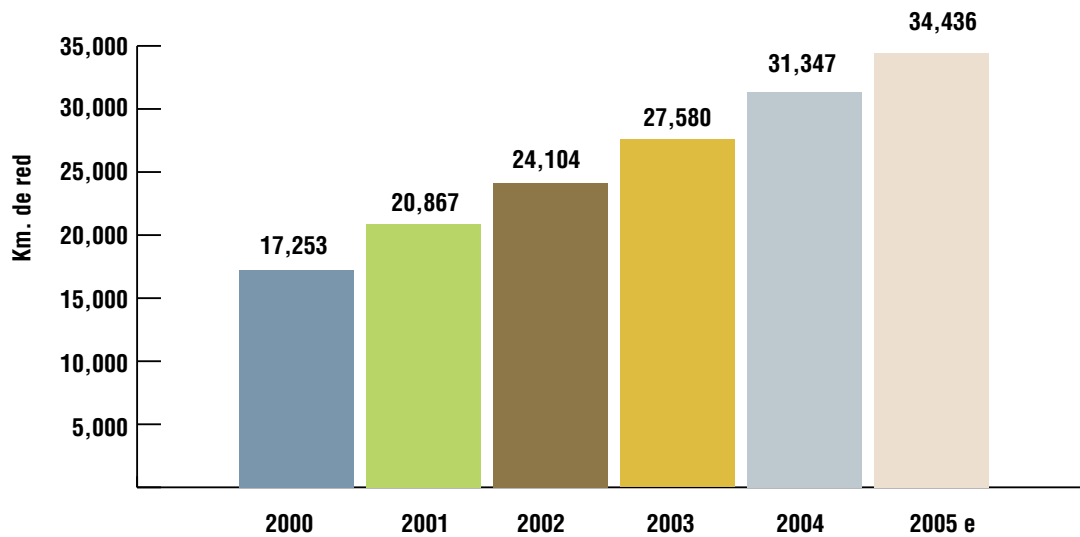


Figura 3.5 Incremento en la longitud de tubería en conexiones (2000-2005)

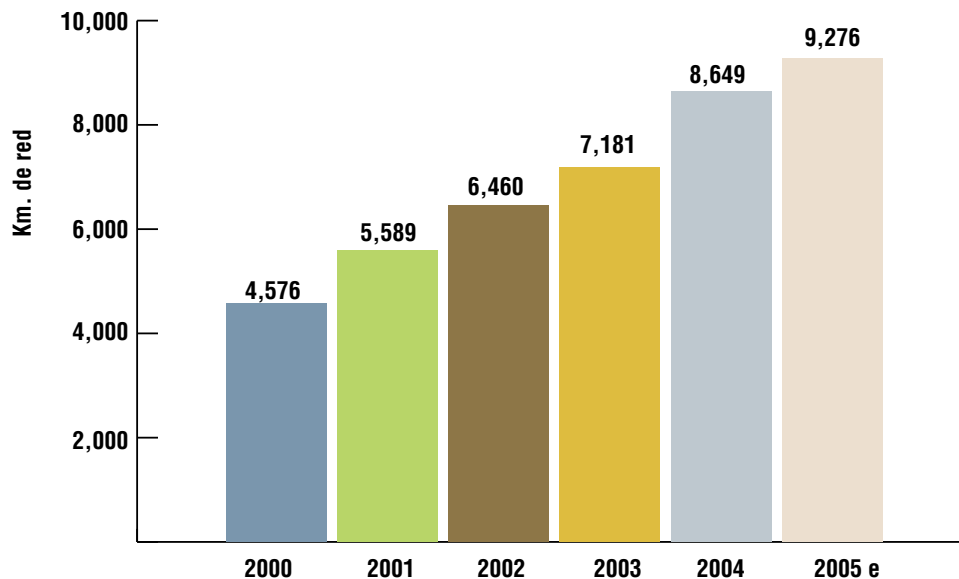
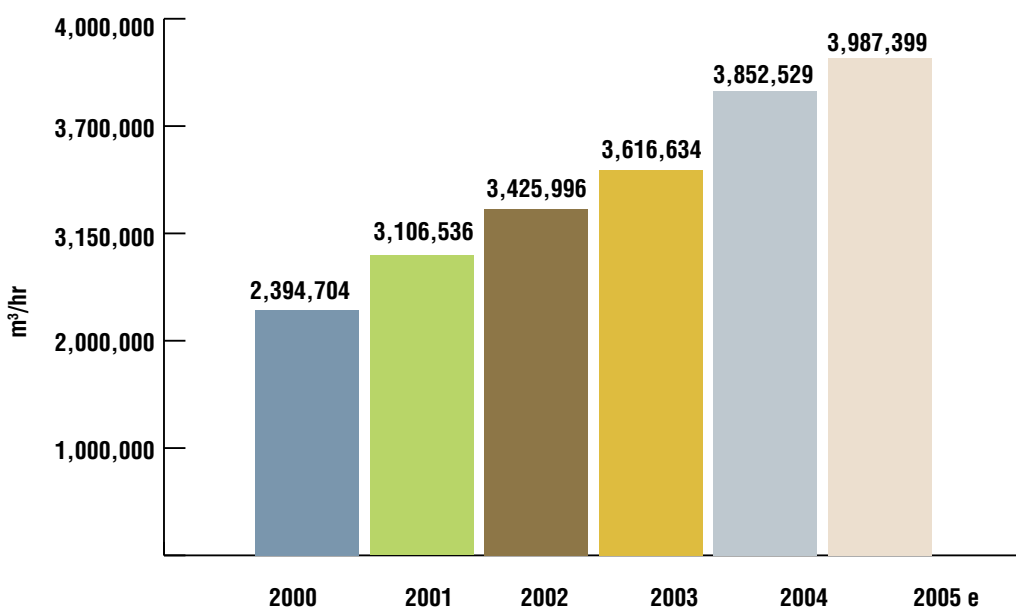


Tabla 3.5 Capacidad de conducción 2000-2005 (metros cúbicos)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad total	2,364,014	3,075,848	3,395,308	3,585,946	3,821,841	3,956,711
Crecimiento anual		30.1%	10.4%	5.6%	6.6%	3.5%
Crecimiento 2000-2005						67.4%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

La expansión de la red primaria implicará que se alcance una capacidad de conducción de 3,956,711 m³/hr, superior en 63.4% con respecto a la que se tenía instalada en el 2000.

Figura 3.6 Capacidad de diseño en los ductos de distribución (m³/hr)

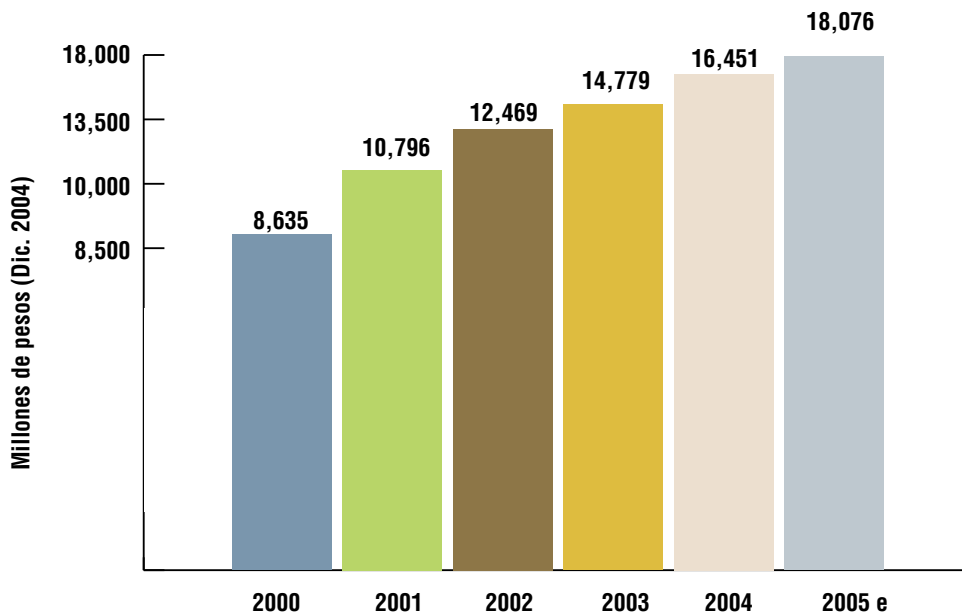
La inversión fija bruta de las empresas distribuidoras aumentó 107.9% en los últimos 5 años. Se estima que al término de 2005, la inversión realizada alcanzará un total de 17,950 millones de pesos de diciembre de 2004.

Tabla 3.6 Inversión 2001-2005 (millones de pesos de diciembre de 2004)*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Longitud total	8,635	10,796	12,469	14,779	16,451	18,076
Crecimiento Anual		25.03%	15.50%	18.66%	10.81%	9.49%
Crecimiento 2000-2005						107.87%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Figura 3.7 Inversión en sistemas de distribución (millones de pesos de 2004)



Se estima que la energía conducida a través de los sistemas de distribución registre un incremento de 57.5% de 2000 a diciembre de 2005, alcanzando un flujo de 85 millones de Gigacalorías.

Figura 3.8 Energía conducida en sistemas de distribución (Gigacalorías)

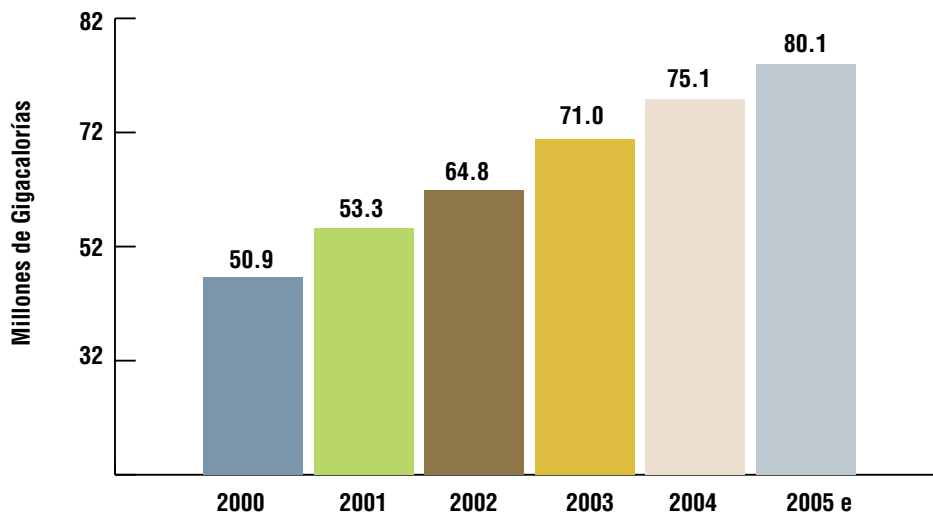


Tabla 3.8 Energía conducida 2001-2005 (Gcal)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005e
Energía total	50,888,369	53,265,775	64,794,135	71,241,056	75,820,997	80,136,707
Crecimiento Anual		4.7%	21.6%	9.9%	6.4%	5.7%
Crecimiento 2000-2005						57.5%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

En resumen, el balance de 2000 a 2005 ha sido positivo en la industria de distribución de gas natural. Los resultados permiten afirmar que se avanza hacia la consolidación de la industria y se ha contribuido a:

- La ampliación de la oferta de un combustible alternativo para los habitantes y actividades comerciales e industriales localizadas en las principales ciudades grandes y medianas;
- La atracción de inversión productiva y generación de empleos directos e indirectos permanentes;
- El desarrollo de Infraestructura básica de servicios que permita un desarrollo regional equilibrado de la actividad productiva.

3.2.2 Transporte para acceso abierto

El Transporte de acceso abierto se define como la modalidad en la cual los permisionarios están obligados a otorgar a los usuarios que así lo soli-

citen acceso abierto al sistema de transporte siempre y cuando cuenten con capacidad disponible.

3.2.2.1 Otorgamiento de permisos de transporte

Los permisos de transporte de gas natural otorgados por la Comisión, han contribuido al desarrollo de la industria que quedó fuera de las zonas geográficas de distribución de gas natural. Con esto, el servicio del transporte de gas natural ha significado una opción más para satisfacer los requerimientos energéticos de muchas empresas del sector automotriz, textil, papelerero, siderúrgico, químico, fábricas de cerámica, entre otras, así como para abastecer gas natural a plantas de generación eléctrica.

De diciembre de 2000 a la fecha, la CRE otorgó 54 permisos de transporte de usos propios. En total actualmente se tienen 105 permisos de transporte vigentes. Del total de los permisos otorgados para transporte de acceso abierto y transporte para usos propios, 79 y 77 por ciento, respectivamente, se encuentran operando.

Figura 3.8 Status de los permisos de transporte de acceso abierto.

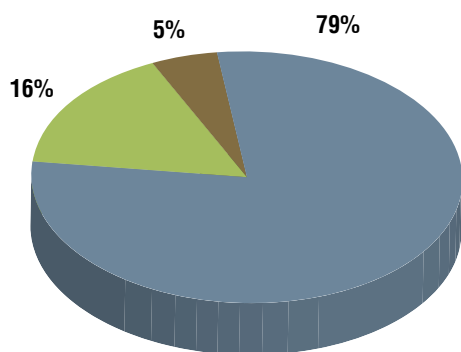
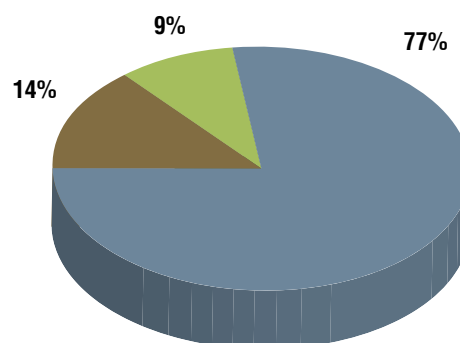


Figura 3.9 Status de los permisos de transporte para usos propios.



■ Operando
 ■ En construcción
 ■ Por iniciar obra

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

El otorgamiento de permisos así como la condición que presenta se muestra en la tabla

Tabla 3.8 Otorgamiento de permisos de transporte

Transporte de Acceso Abierto	
Permisos Activos	19
Operando	15
En construcción	1
Por iniciar obras	3
Kilómetros totales	11,316
Capacidad (miles m ³)/día	318,328
Inversión (mill. de dls)	1,807
Permisos revocados	5
Transporte para usos propios	
Permisos Activos	114
Operando	84
En construcción	16
Por iniciar obras	12
Kilómetros totales	756
Capacidad (miles m ³)/día	154,553
Inversión (mill. de dls)	231
Permisos revocados	7
Total Transporte	
Permisos Activos	133
Operando	99
En construcción	17
Por iniciar obras	15
Kilómetros totales	12,072
Capacidad (miles m ³)/día	472,881
Inversión (mill. de dls)	2,038
Permisos revocados	12

3.2.2.2 Sistema Nacional de Gasoductos, propiedad de PEMEX Gas y Petroquímica básica

En junio de 1999, mediante la Resolución RES/080/1999, la CRE otorgó el Permiso de transporte de acceso abierto a PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, denominado Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

El SNG consta de 8,704 km de gasoductos de transporte de gas natural en líneas troncales y 420 km en líneas subtroncales en diámetros que van de 4" a 48". También incluye 12 estaciones de compresión, con una capacidad instalada de más de 350 mil HP, y alrededor 500 terminales, estaciones de regulación y medición.

Para efecto de la operación, mantenimiento y aseguramiento, el SNG es atendido por 13 sectores operativos (Cárdenas, Chihuahua, Guadalajara, Madero, Minatitlán, Mendoza, Monterrey, Reynosa, Salamanca, Tlaxcala, Torreón, Venta de Carpio y Veracruz) distribuidos en 19 entidades federativas por las que cruza el SNG.

Se espera que en el primer semestre de 2006, la CRE concluya la revisión quinquenal del Sistema Nacional de Gasoductos y se establezcan las tarifas para el siguiente período quinquenal.

Sistema Naco-Hermosillo

En marzo de 1999, mediante la Resolución Núm. RES/173/1999, se otorgó el Permiso de transporte de acceso abierto a PGPB, relativo al Sistema Naco - Hermosillo (SNH).

El SNH consta de un gasoducto de 340 km de 16 pulg de diámetro, una estación de compresión de 7170 HP y una línea subtruncal de 8 pulg. de diámetro por 8 km. La operación, mantenimiento y aseguramiento está a cargo del Sector Chihuahua.

3.2.3 Almacenamiento de gas natural

De acuerdo con la Prospectiva del Mercado de Gas Natural en México 2004-2013, la diferencia entre la oferta y la demanda de gas natural va a incrementarse en los próximos diez años, de tal forma que para 2013, México requerirá importar alrededor de 3,800 millones de pies cúbicos al día.

Dado que la producción nacional de gas natural no alcanzará para cubrir la demanda interna, la manera en que México podrá cubrir este déficit será mediante el desarrollo de infraestructura de transporte con interconexiones a través de la frontera con Estados Unidos de América y mediante el desarrollo de terminales de almacenamiento de gas natural licuado (GNL).

Los últimos avances tecnológicos han redituado en la disminución de costos asociados al transporte de GNL, lo que presenta como atractiva la opción de transportar gas de grandes distancias. Por sus propiedades físico-químicas, el metano, que es el componente principal del gas natural, se licua a una temperatura de -162 °C a presión atmosférica.

Al cambiar de estado gaseoso a estado líquido, el gas natural reduce su volumen aproximadamente 600 veces, lo que hace factible su transporte en grandes cantidades mediante embarcaciones con recipientes criogénicos.

Regulación de la actividad de almacenamiento

A partir de 2002, varias empresas con amplia experiencia internacional en el desarrollo de terminales de GNL se acercaron a la CRE para presentar los proyectos que les interesaba desarrollar y exponer el impacto

positivo que tendrían las terminales de almacenamiento de GNL en el mercado nacional de gas natural.

El RGN especifica puntualmente los requisitos para obtener un permiso de almacenamiento de gas natural. Los requisitos incluyen aspectos de naturaleza legal, de ingeniería y seguridad, y económico - financieros relativos al proyecto propuesto.

Una terminal de GNL consta de varios sistemas e instalaciones. Entre los principales se encuentran: portuarias para el atraque de buques-tanque y recepción del GNL; de conducción mediante tuberías criogénicas hasta los tanques de almacenamiento; de evaporación o regasificación para obtener gas natural y de entrega de gas natural mediante la interconexión con un sistema de transporte.

Con relación a la parte técnica, la información que debe entregarse con la solicitud incluye el desarrollo de la ingeniería básica del proyecto, la selección de las NOMs y códigos que reflejen la práctica internacional en la industria que aplicarán en todas las fases del proyecto, medidas de seguridad y procedimiento de atención de emergencias aplicables por la prestación del servicio de almacenamiento, así como estudios especializados en ingeniería sobre la selección de ubicación de la planta, análisis de riesgos, estudios geológicos, batimétricos, sísmicos, meteorológicos y oceanográficos, entre otros.

El análisis de riesgos constituye un elemento sumamente relevante ya que, a partir de éste, se determina la configuración general de la terminal, la localización de los tanques de almacenamiento así como el diseño de diversos sistemas de seguridad y de emergencia.

El análisis sísmico tiene como propósito evaluar la ubicación segura de la terminal de almacenamiento de GNL, con el objeto de asegurar que el diseño y construcción de la terminal sean congruentes con la clasificación de actividad sísmica del sitio. Los estudios se enfocan a analizar información histórica sobre las aceleraciones de las ondas sísmicas de terremotos ocurridos en la región y la ubicación de fallas geológicas activas. La aplicación de normas y estándares que refleje la práctica internacional de la industria e incorpore las medidas de seguridad requeridas en el diseño sísmico de los tanques de almacenamiento es fundamental para hacer frente a un evento de esta naturaleza dentro de los parámetros del análisis de riesgos. El estudio de placas tectónicas, su movimiento relativo e impacto probable en las instalaciones forma parte de los estudios requeridos para evaluar el proyecto.

Otros estudios de gran relevancia incluyen el análisis de dispersión de vapores, la formación y concentración de mezclas inflamables de gas natural, los niveles de radiación de flamas y su impacto en las zonas denominadas de exclusión térmica, en caso de presentarse un incendio.

Como parte del análisis de riesgo y los estudios de ingeniería,

se determina la probabilidad de ocurrencia de ciertos eventos predecibles para evaluar el impacto posible dentro y fuera de los límites de la terminal de GNL.

Con el objeto de garantizar las condiciones óptimas de seguridad e incorporar los estándares más elevados de la industria internacional, la CRE determinó que todos los tanques de almacenamiento fueran del tipo *full-containment*. Éstos representan el diseño más avanzado en la industria ya que incorporan un tanque interno de acero al níquel 9%, un tanque externo de concreto pretensado con capacidad para contener todo el volumen de GNL en caso de una falla del tanque interno, y un techo de concreto reforzado que cierra herméticamente con el tanque externo, el cual es capaz de controlar la emisión del vapor del GNL generado dentro de los tanques.

Como parte del proceso de evaluación de la solicitud, la CRE aprueba las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de almacenamiento (CGPS), que contienen las obligaciones y responsabilidades que tiene el permisionario ante la CRE y los usuarios de los servicios de la terminal. Las CGPS establecen, entre otros aspectos técnicos y de seguridad, la metodología para la determinación de las tarifas reguladas por los servicios prestados por el permisionario.

De conformidad con el RGN, las tarifas no serán discriminatorias ni estarán condicionadas a la prestación de otros servicios. Asimismo, la metodología aplicada para el cálculo de las tarifas debe ser congruente con la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural (Directiva de Precios y Tarifas).

El permisionario puede ofrecer los servicios de almacenamiento mediante tarifas convencionales, las cuales no pueden ser indebidamente discriminatorias ni estar condicionadas a la prestación de otros servicios. Asimismo, dichas tarifas cobradas a los usuarios no deben ser menores al costo variable de la prestación del servicio que, en el caso del almacenamiento, es el cargo por uso, es decir, aquél que está en función del volumen de gas entregado al usuario.

La metodología de tarifas aplicada puede estar compuesta por un solo componente o cargo, en cuyo caso se les refiere como tarifas monómicas o por dos cargos, binómicas.

Uno de los aspectos más relevantes de la regulación es el acceso a los servicios. A tal efecto, el RGN establece que los permisionarios deberán permitir a los usuarios el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas. Al respecto el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible de los permisionarios, que en el caso del servicio de almacenamiento corresponde a la capacidad disponible en el sistema que no haya sido reservada por usuarios del servicio de almacenamiento en base firme.

Cabe mencionar que, una vez otorgado el permiso de almacenamiento, el permisionario debe desarrollar la ingeniería de detalle del proyecto y las especificaciones de los contratos de ingeniería, suministro de materiales y construcción (*engineering, procurement and construction*), que deberán ser evaluados y dictaminados por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista y presentarse a la CRE previo a la operación de la terminal. Igualmente los permisionarios deben actualizar los estudios preliminares de ingeniería presentados durante la tramitación del permiso, como son el estudio de riesgos, de dispersión de vapores, sistema contra incendios y sistema de monitoreo de fugas, entre otros.

3.2.3.1 Otorgamiento de permisos de almacenamiento

La CRE otorgó cinco permisos de almacenamiento de gas natural, uno en el Puerto de Altamira, Tamp., y cuatro en las costas de Baja California, en los municipios de Tijuana y Ensenada. Cabe señalar que la CRE tiene un conocimiento que, por ahora, solamente se desarrollarán dos de los cuatro permisos otorgados en Baja California

Los 5 proyectos de almacenamiento consideran en conjunto, una capacidad de regasificación entre 102 y 122 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd) que equivalen a 3,600 y 4,300 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (MMpcd) y conllevan inversiones estimadas en más de 3,100 millones de dólares. El desarrollo de proyectos de GNL en el país permitirá a México hacer frente a la demanda creciente de gas natural durante los próximos años, y diversificar las fuentes de suministro del energético y contribuir a que disminuyan los precios en México y América del Norte.

Las terminales de almacenamiento de GNL impulsarán el desarrollo de centrales de generación eléctrica así como de varios sectores industriales en diversos estados de la República Mexicana. Asimismo, estas plantas de GNL generarán nuevas inversiones y empleos en la región así como el desarrollo de una nueva actividad de ingeniería y servicios técnicos vinculados con la operación y mantenimiento de dichas terminales.

En la siguiente tabla se muestran las características principales de los permisos otorgados por la CRE.

Tabla 3.9 Características de los permisos otorgados en almacenamiento de gas natural

Empresa permisionaria	Inversión estimada [millones de dólares]	Capacidad de almacenamiento de GNL [miles de m3]	Capacidad de inyección a ductos [millones de m3/día]	Fecha de entrada en operaciones
Baja California				
Gas Natural Baja California, S. de R.L de C.V.	559	280	21.3	n.d
Energía Costa Azul, S. de R.L de C.V. *	669	330	28.3	2008
Chevron Texaco de México, S.A. de C.V.*	758	250	19.8	2011
Terminal LNG de Baja California, S. de R.L de C.V.	747	340	28.3	n.d
Altamira				
Terminal LNG de Altamira, S. de R.L de C.V.*	370	300	19	2006
* Proyectos que continúan su desarrollo				

3.3 Administración de permisos

A la fecha, la CRE administra 152 permisos de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Uno de los efectos del conocimiento y la consolidación de la industria de gas natural es el incremento de las actividades de la CRE relacionadas con la supervisión de las actividades de los permisionarios. Con cada permiso adicional otorgado, con el inicio de la construcción de los sistemas y con la entrada en operación de los mismos, la CRE adquiere la responsabilidad de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los permisionarios establecidas en los distintos ordenamientos jurídicos aplicables y el permiso, lo que constituye una actividad continua y permanente, en cuanto a aspectos tales como:

- Calidad en la prestación del servicio;
- Revisión anual del ingreso obtenido para determinar el cobro del servicio con base en las tarifas máximas y en su caso determinar el factor de corrección k;
- Actualización de tarifas por concepto de inflación, factor de eficiencia, factor de corrección k y ajustes por costos trasladables;
- Revisión de los planes de negocios de cada cinco años y aprobación del nuevo Ingreso Máximo y las Tarifas Máximas correspondientes;
- Correcto traslado del precio del gas a los usuarios de distribución con comercialización;
- Revisión anual de la información contable y financiera;
- Compromisos técnicos y de seguridad;
- Cumplimiento de la normas técnicas aplicables;

- Compromisos de inversión y cobertura, y
- Entrega de información a la CRE.

Durante los últimos cinco años se observa un incremento considerable de la carga operativa de la CRE en temas de administración de permisos de gas. Un indicador de ello es el incremento que año con año se observa en las resoluciones emitidas y su participación en el total.

3.3.1 Cumplimiento de Obligaciones

Para la evaluación del cumplimiento de las obligaciones de los permisionarios, la CRE utiliza dos instrumentos principales: (i) las visitas de verificación y (ii) la evaluación y dictaminación de los reportes e información enviada por los permisionarios.

Independientemente de la revisión de la información entregada por los permisionarios, la CRE ordena anualmente, de acuerdo con el presupuesto, la realización de vistas de verificación a las instalaciones de diversos permisionarios para verificar todos aquellos aspectos que requieren de una supervisión en sitio. La revisión documental y las visitas de verificación permiten a la CRE evaluar el cumplimiento de las obligaciones de los permisionarios de gas natural.

3.3.1.1 Verificaciones

Como parte de las atribuciones de la CRE está la de ordenar la realización de visitas de verificación a las instalaciones y oficinas de los permisionarios para supervisar el apego de los permisionarios con la normatividad y las diversas obligaciones contenidas. La verificación es una actividad continua y ordinaria de la CRE que permite supervisar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas establecida en los distintos ordenamientos y en los permisos.

Cada año, la CRE elabora un programa de visitas de verificación para llevarse a cabo en las instalaciones de determinados sistemas de transporte y distribución de gas natural. Estas visitas son ordenadas por la CRE mediante la emisión de la correspondiente resolución donde se establece el objeto y alcance de la misma. Pueden referirse a revisiones de aspectos técnicos, de seguridad, legales o económicos-financieros. Este programa de visitas puede ser modificado como resultado de alguna circunstancia que exija la realización de una inspección no programada, de acuerdo con los recursos humanos y presupuestales disponibles cada año.

Asimismo, esta actividad de verificación permite comprobar las condiciones de operación, mantenimiento y seguridad. En el caso específico de la distribución, permite comprobar el cumplimiento de los programas, compromisos de inversión y niveles de cobertura de los permisionarios.

Así, las visitas de verificación que se hacen a las instalaciones de los permisionarios permiten:

- Comprobar el cumplimiento de distintas obligaciones establecidas en el Reglamento de Gas Natural, en directivas, NOMs y en el título del permiso,

- las cuales pueden ser de carácter técnico, contable, administrativo o legal.
- Supervisar la correcta aplicación de las tarifas y la transferencia del precio del gas a los usuarios.
- Detectar cualquier irregularidad o incumplimiento a fin de prevenir al permisionario para que adopte las medidas preventivas o correctivas y, en su caso, iniciar un proceso de sanción.

Las visitas de verificación que realiza la Comisión no sustituyen la verificación a la que son objetos los diversos sistemas de gas natural por parte de las Unidades de Verificación.

Durante los últimos cinco años, la Comisión efectuó 184 visitas de verificación, es decir, un promedio de 37 visitas anuales. Éstas han tenido por objeto la revisión de aspectos técnicos, operativo administrativos y económico-financieros. De las gráficas siguientes se puede observar, por una parte, la importancia que la CRE otorga a incrementar su presencia en las zonas del país donde operan sistemas de gas y, por otra, el mayor peso que se le ha conferido a los aspectos técnicos y de seguridad de los mismos.

Figura 4.1 Visitas de verificación de permisos de gas (2001-2005)

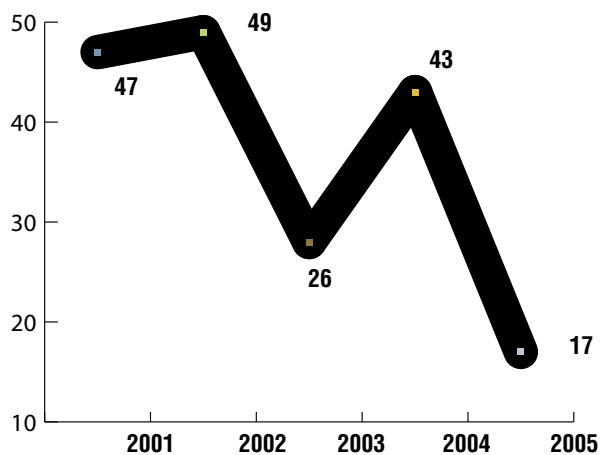
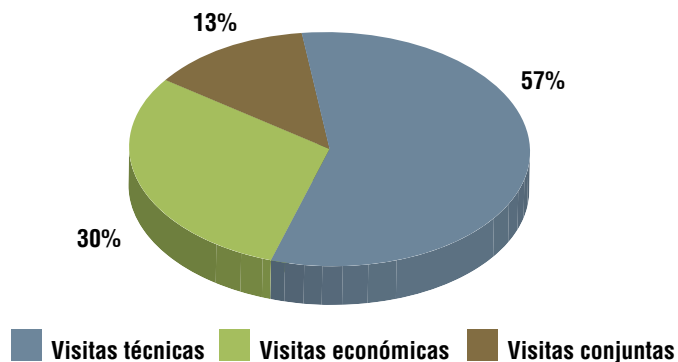


Figura 4.2 Tipos de visitas de verificación de permisos de gas (2001-2005)



Visitas de verificación al SNG

Durante el periodo 2001 - 2005, la CRE realizó 23 visitas de verificación al SNG, para inspeccionar tanto el estado físico que guardan las instalaciones, como para verificar aspectos de índole contable, financiero y administrativo. En el cuadro siguiente, se listan las visitas antes mencionadas.

TABLA 3.12 Visitas de verificación de SNG

Sector visitado	Fecha
Cárdenas	enero de 2001
Oficinas centrales	enero de 2001
Minatitlán	enero de 2001
Madero	febrero de 2001
Torreón	febrero de 2001
Venta de Carpio	marzo de 2001
Monterrey	marzo de 2001
Mendoza	abril de 2001
Tlaxcala	mayo de 2001
Salamanca	julio de 2001
Guadalajara	agosto de 2001
Chihuahua	noviembre de 2002
Chihuahua	febrero de 2003
Torreón	marzo de 2003
Monterrey	junio de 2003
Monterrey	septiembre de 2003
Reynosa	julio de 2003
Cárdenas	octubre de 2004
Reynosa, Monterrey, Venta de Carpio, Cárdenas y Minatitlán	octubre de 2004
Monterrey	abril, mayo y julio de 2005
Minatitlán	mayo de 2005
Veracruz	julio de 2005
Madero	agosto de 2005

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Unidades de Verificación

Las Unidades de Verificación realizan la evaluación de la conformidad de cada uno de los aspectos contenidos en las NOMs que en materia de gas natural y gas L.P. por ductos fueron elaboradas y aprobadas en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas L.P. por medio de ductos. Dicha evaluación se enfoca en el diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de los sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, lo cual permite a las Unidades de Verificación dictaminar el desempeño de los permisionarios.

Los dictámenes elaborados por las Unidades de Verificación son presentados por los permisionarios ante la CRE, como parte de las obligaciones contenidas en los Títulos de Permisos. Entre estos dictámenes se tienen:

- Dictamen previo al inicio de operaciones. Evalúa la conformidad con las NOMs en lo relativo al diseño, materiales, construcción de los sistemas y pruebas.
- Dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad. Evalúa la conformidad con las NOMs en lo relativo a la operación, mantenimiento y seguridad de los sistemas, del año operativo concluido.
- Dictamen de modificación. Evalúa la conformidad con las NOMs en lo relativo a diseño, materiales, construcción y pruebas.

3.3.1.2 Sanciones

De la misma manera que en electricidad, la CRE tiene la facultad de imponer sanciones de carácter administrativo que serán determinadas dependiendo la infracción cometida, los daños que hubiera causado o pudieran producirse, el carácter intencional o no de la acción u omisión constitutiva de la infracción, la gravedad de la infracción y la reincidencia del infractor.

El monto de las sanciones se determina con relación al salario mínimo vigente en el Distrito Federal en la fecha en que se incurra en la falta, a juicio de la CRE y tomando en cuenta los daños que hubiere causado o pudieran causarse, el carácter de intencionalidad, su gravedad y en su caso, la reincidencia del infractor. Asimismo, cabe mencionar que, en estricto apego al marco jurídico aplicable, la CRE determina la imposición de la sanción correspondiente a través del procedimiento previsto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Desde el año 2002 a la fecha la CRE, con la finalidad de asegurar un desarrollo eficiente de las actividades de transporte y almacenamiento de gas natural y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Reglamento de Gas Natural y demás disposiciones jurídicas aplicables dentro del proceso de administración de los permisos en materia de gas natural impuso más de 11 sanciones.

En el año 2002 la CRE impuso cinco sanciones administrativas a permisionarios por incumplimiento de las obligaciones establecidas en el título de permiso cuyo monto fue de \$198,650.00 .

En el 2003 impuso seis sanciones administrativas a permisionarios por incumplimiento de las obligaciones establecidas en el título de permiso y a las Condiciones Generales de prestación de sus servicios, que forman parte de dicho título de permiso. El monto total de las sanciones que la CRE impuso durante ese año fue de \$454,000.00.

En el año 2004 la CRE emitió 19 Resoluciones de inicio de proce-

dimiento administrativo de sanción y 32 Resoluciones de imposición de sanción.

En el 2005, la CRE implementó el Acuerdo por el cual se establecen los criterios aplicables al inicio de procedimientos administrativos de sanción, la sustanciación de los mismos y define las conductas u omisiones que no deban ser objeto de sanción administrativa en términos de la Ley de la CRE, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Reglamento de Gas Natural, el Reglamento de Gas L.P., la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

De esta forma, las Direcciones Generales de Gas Natural y de Asuntos Jurídicos valorarán los elementos a fin de determinar la gravedad de la conducta, sustentados en las condiciones de carácter técnico-operativo en los que se realizan las actividades reguladas y las circunstancias del incumplimiento reportado.

3.3.1.3 Garantías de cumplimiento

La CRE, en uso de las facultades conferidas por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y atendiendo a lo señalado por los artículos relativos del RGN, convocó, expidió bases y llevó a cabo 17 Licitaciones Públicas Internacionales, cuyo objeto fue otorgar permisos de distribución de gas natural en distintas Zonas Geográficas. Salvo en el caso de 2 licitaciones que fueron declaradas desiertas, en las 15 restantes, los ganadores de las mismas otorgaron cartas de crédito para garantizar el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los respectivos permisos, que se identificaron en los anexos de dichos permisos como compromisos económicos mínimos de cobertura de usuarios e inversión.

Antes del otorgamiento del Permiso, el licitante ganador presentó una Garantía de Cumplimiento para cumplir con los siguientes requisitos:

- Que se constituya mediante carta de crédito irrevocable expedida por una institución de crédito que opere legalmente en la República Mexicana o expedida por un banco extranjero y confirmada por una institución de crédito que opere legalmente en México, a favor de la Tesorería de la Federación, o bien, mediante un Contrato de Fideicomiso a constituirse con Nacional Financiera.
- Que tenga una vigencia de por lo menos cinco años.
- Que el permisionario acompañe un escrito mediante el cual asuma la obligación de modificar el valor de la garantía cuando sea otorgada en pesos mexicanos a fin de restituir su valor en dólares, en caso de que el tipo de cambio promedio mensual registre una modificación al alza superior a 10% con respecto al tipo de cambio utilizado para constituirlo.

En las bases de cada licitación y en el propio Permiso, adicionalmente se establece el monto y la forma de liberación parcial de la garan-



tía. En cumplimiento a lo anteriormente señalado, en su momento, los actuales permisionarios de las diferentes zonas geográficas licitadas, presentaron sus garantías a través de Cartas de Crédito. El monto de la garantía se determinó con base en la cobertura mínima requerida en las Bases de Licitación, así como en la inversión necesaria estimada para los primeros cinco años del Permiso de cada uno de los permisionarios, por lo que los montos de las garantías varían desde 5 hasta 25 millones de dólares.

A partir de 2003, año en que diversos permisos cumplieron los primeros cinco años, la CRE llevó a cabo la revisión del cumplimiento de los compromisos mínimos de cobertura de usuarios y monto de inversión para determinar el monto a ser liberado y, en aquellos casos en que los permisionarios de manera injustificada no cumplieron con dichas obligaciones, la determinación del monto remanente a ser ejecutado. Cabe señalar que algunos permisionarios presentaron argumentos y excepciones por los cuales señalan que, derivado de causas de caso fortuito y fuerza mayor, se vieron imposibilitados para llevar a cabo el cumplimiento de sus obligaciones, solicitando con ello, en algunos casos, la no ejecución de la garantía correspondiente y en otros una ampliación o prórroga del plazo originalmente establecido; solicitudes que han sido objeto, en su momento, de análisis por parte de la CRE.

En este sentido, a continuación se presentan los datos de las cartas de crédito que fueron otorgadas por los permisionarios:

Tabla 3.15 Cartas de Crédito de Permisarios

Zona	Permisario	Monto Original	Monto Actual	Observaciones
Mexicali	Distribuidora de Gas Natural de Mexicali, S. de R.L. de C.V. (ahora Ecogas, S. de R.L. de C.V.)	5'000,000.00	00.00	Se ejecutó por un monto de US\$948,867.65
Chihuahua, Cuauhtémoc Anáhuac y Delicias	DGN de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. (ahora Ecogas, S. de R.L. de C.V.)	10'000,000.00	00.00	Se liberó totalmente por cumplimiento de cobertura
Hermosillo-Guaymas-Em-palme	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C.V.	10'000,000.00	00.00	Se ejecutó / información reservada
Región Metropolitana de Toluca	Gas Natural México, S. A. de C.V.	10'000,000.00	6'433,934.73	Garantía vigente
Río Pánuco	Tractebel GNP, S. A. de C.V.	10'000,000.00	00.00	Se ejecutó por un monto de US\$264,485.85
Norte de Tamaulipas	Tamauligas, S. A. de C.V.	10'000,000.00	6'397,508.72	Garantía vigente
Monterrey	Gas Natural México, S. A. de C.V.	10'000,000.00	00.00	Se liberó totalmente por cumplimiento de cobertura
Distrito Federal	Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V.	25'000,000.00	15'126,026.89	Garantía vigente
Valle Cuautitlán-Texcoco	Consortio Mexigas, S. A. de C.V.	25'000,000.00	22'249,100.00	Garantía vigente
Querétaro	Tractebel Digaqro, S. A. de C.V.	10'000,000.00	00.00	Se liberó totalmente por cumplimiento de cobertura
Bajío	Gas Natural México, S. A. de C.V.	10'000,000.00	10'000,000.00	Garantía vigente
La Laguna-Durango	DGN La Laguna-Durango, S. de R.L. de C.V. (ahora Ecogas, S. de R.L. de C.V.)	10'000,000.00	4'015,653.70	Garantía vigente
Bajío Norte	Gas Natural México, S. A. de C.V.	10'000,000.00	10'000,000.00	Garantía vigente
Puebla-Tlax.	Natgasmex, S.A. de C.V.	10'000,000.00	5'639,773.59	Garantía vigente
Guadalajara	Tractebel DGJ, S. A. de C.V.	15'000,000.00	15'000,000.00	US\$ Dólares de los EUA

3.3.2 Modificaciones

En lo que se refiere a la autorización de modificaciones de las condiciones originales de los permisos de gas natural, durante el quinquenio se emitieron un total de 33 resoluciones de modificaciones en distribución, 47 en materia de transporte para usos propios, 8 al sistema de acceso abierto, 8 al SNG y 7 al Sistema Naco-Hermosillo (SNG). De éstos destacan los siguientes:

- Las modificaciones de las Condiciones Generales de la Prestación del Servicio de distribución;
- Las modificaciones a las revisiones quinquenales;
- Las modificaciones de los beneficiarios del permiso, y
- Las modificaciones de las zonas geográficas de distribución.

A continuación se presentan las modificaciones a los permisos de distribución y transporte en su modalidad de usos propios y SNG, y en almacenamiento de gas natural.

Modificaciones al Permiso del SNG. Dentro de las principales modificaciones que ha tenido el Permiso del SNG destacan las siguientes:

Tabla 3.18 Modificaciones de los permisos del SNG

Fecha	Descripción	Resolución
Enero de 2001	Celebración del acuerdo de inversión relativo a la estación de compresión Huimilpan.	RES/004/2001
Enero de 2003	Modificaciones relativas a garantías de pago del usuario, derecho de preferencia, definición de los conceptos caso fortuito y fuerza mayor gubernamental, acuerdos de inversión, fórmula para el cálculo de gas combustible, penalizaciones, plazos para reportar errores en la facturación; y plazos para presentar el dictamen de verificación.	RES/006/2003
Julio de 2003	Modificaciones relativas a costos por suspensión o reanudación del servicio de transporte, costos por mantenimiento fuera de programa o especial, fórmula para calcular el gas combustible y cantidad adicional no autorizada.	RES/131/2003
Julio de 2003	Instrumentación de 4 ciclos diarios para la recepción y procesamiento de pedidos diarios.	RES/132/2003
Mayo de 2004	Modificaciones relativas a garantías de pago del usuario y autorización de tarifas de transporte para punto de inyección Monterrey con punto de extracción en Monterrey.	RES/097/2004
Agosto de 2004	Modificación de la prestación del servicio en el gasoducto Venta de Carpio - Toluca.	RES/219/2004
Septiembre de 2004	Autorización de tarifas para la modalidad de servicio en base firme temporal.	RES/262/2004

Se espera que en el primer semestre de 2006 la CRE concluya la revisión quinquenal del Sistema Nacional de Gasoductos y se establezcan las tarifas para el siguiente período quinquenal.

Modificaciones al Permiso del SNH

A continuación se indican las resoluciones más relevantes que la Comisión emitió con relación a las modificaciones del Permiso del SNH

Tabla 3.19 Modificaciones de los permisos de SNH

Fecha	Descripción	Resolución
Enero de 2001	Celebración del acuerdo de inversión relativo a la estación de compresión Naco	RES/010/2001
Marzo de 2003	Modificaciones relativas a garantías de pago del usuario, derecho de preferencia para la recontractación del servicio, caso fortuito y fuerza mayor gubernamental, acuerdos de inversión, fórmula para calcular el gas combustible, penalizaciones, y plazos para reportar errores en la facturación.	RES/028/2003
Julio de 2003	Modificaciones relativas a costos por suspensión o reanudación del servicio de transporte, costos por mantenimiento fuera de programa o especial, fórmula para calcular el gas combustible y cantidad adicional no autorizada	RES/129/2003
Julio de 2003	Instrumentación de 4 ciclos diarios para la recepción y procesamiento de pedidos diarios.	RES/130/2003
Agosto de 2003	Obligación para presentar el dictamen de verificación	RES/155/2003
Diciembre de 2003	Celebración de convenios modificatorios y contrato de servicios de transporte con El Paso Energy Marketing de México.	RES/281/2003
Diciembre de 2003	Modificaciones relativas a garantías de pago del usuario.	RES/300/2003
Marzo de 2005	Revisión quinquenal	RES/032/2005

Almacenamiento

A la fecha no se cuenta con modificaciones a los permisos de almacenamiento de gas natural.

3.3.3 Revisiones quinquenales

Dentro de la administración de los permisos, una de las tareas más importantes en los cinco últimos años para la CRE consistió en realizar la primera revisión quinquenal de los planes de negocios de los permisionarios de distribución y transporte de gas natural que concluyeron su primer ciclo de cinco años. El proceso de análisis de la información proporcionada por los permisionarios es exhaustivo y detallado, por lo que se explica brevemente a continuación.

Distribución

En los últimos cinco años, la revisión quinquenal constituyó uno de los retos más importantes. Por esta razón, durante 2001 la CRE

inició los trabajos tendientes a realizar la primera revisión global del ingreso máximo y tarifas de aquellos permisos de distribución y transporte que concluirán su primer ciclo operativo quinquenal entre 2001 y 2005.

Las directivas de Precios y Tarifas y la de Contabilidad detallan las directrices y lineamientos generales a considerar durante el proceso, así como los parámetros a definir para determinar el nuevo ingreso máximo y la metodología para establecer la lista de tarifas máximas correspondiente.

Al efecto, la CRE consideró necesario hacer una revisión exhaustiva de la experiencia internacional, sobretodo la de aquellos países con marcos regulatorios similares al empleado en México y con una industria del gas natural con características de mercado y nivel de desarrollo similar.

De esta manera, dentro de las acciones previas al inicio del proceso de revisión, se integró un grupo interdisciplinario al interior de la CRE que tuvo como primera tarea detectar todos los elementos dentro del marco regulatorio que se requerían revisar y precisar, la información relativa a experiencias internacionales que era necesario conocer e identificar las necesidades de información específica que se requerían de las empresas para que la CRE llevara a cabo el proceso en términos confiables y transparentes.

Una vez identificadas las necesidades de la CRE, se procedió a realizar acciones con el objeto de desarrollar las metodologías para determinar el factor de eficiencia (Factor X) y la rentabilidad de los permisionarios de transporte y distribución de gas natural. Estos trabajos se concentraron en cinco etapas o fases:

i. Análisis de las metodologías internacionales.

En una primera etapa se analizaron, en particular, las metodologías desarrolladas en los sectores de gas en países como Reino Unido y Argentina, ya que tienen una regulación por incentivos similar a la establecida en México. Asimismo, se revisaron las de otras naciones como Australia y los Países Bajos.

El alcance del estudio se centró en los siguientes aspectos:

- a. El marco regulador en el Reino Unido y en Argentina.
- b. La metodología para restablecer un control de precios.
- c. La duración del período de control de precios.
- d. La cobertura del control.
- e. El cálculo de los costos de capital considerando el futuro.
- f. El cálculo de la base de activos.
- g. El cálculo del costo del capital.
- h. El patrón de gastos y el tratamiento de la depreciación.

ii. Desarrollo de metodologías para la revisión quinquenal y el cálculo del factor de eficiencia y costo del capital.

Con base en el análisis señalado, y a la luz del marco regulador vigente, se revisaron las ventajas y desventajas de las distintas metodologías para cada uno de los aspectos señalados. Al respecto:

- Se consideró conveniente mantener el plazo previsto en la regulación actual de 5 años para efectuar las revisiones quinquenales.
- Se decidió incluir en la revisión quinquenal del ingreso máximo aspectos en los que no existen posibilidades de tener competencia.
- Se optó por incluir el cálculo de la eficiencia. También, se determinó considerar en la base de activos la depreciación real y prevista y llevar a cabo las reevaluaciones por inflación.
- Para la determinación de la tasa de rendimiento, se consideró el costo promedio ponderado del capital, estableciendo una tasa de retorno de 14% para el capital y el costo de la deuda registrado en libros.
- Una vez determinando los costos y gastos, la base de activos, la

depreciación y el costo del capital, se debe proceder a determinar el ingreso requerido permisible.

iii. Base de Datos.

Fue necesario conformar una base de información sobre el desempeño de las empresas distribuidoras. Se incluyeron variables económicas, técnicas y de costos.

iv. Evaluación de la eficiencia.

La eficiencia comparativa es una técnica utilizada por los reguladores, que compara la información sobre ciertas variables específicas de un grupo de empresas con el fin de determinar el factor de ajuste que debe aplicarse al ingreso requerido de los permisionarios, de forma tal que se tienda hacia niveles eficientes de operación.

La CRE analizó diversas metodologías usadas en otros países, concluyendo que las más apropiadas para el caso mexicano incluían análisis de regresión (mínimos cuadrados o fronteras estocásticas) y análisis de envolvente de datos (Data Envelopment Analysis o DEA).

De dicho análisis se concluyó la necesidad de identificar las variables que inciden en la operación de las empresas y que fueran comparables. Para ello, la CRE trabajó en el desarrollo de algoritmos numéricos que permiten determinar, para cada permisionario, en la definición de los parámetros de eficiencia derivados de aspectos técnicos, económicos y de servicio requeridos para el cálculo del factor de eficiencia (Factor X). La CRE llevó a cabo una serie de ejercicios numéricos preliminares para determinar la validez del algoritmo y de los cálculos del Factor X de los permisionarios.

Con base en los trabajos descritos anteriormente, la CRE:

- Emitió un documento dirigido a orientar a los distribuidores denominado Revisión al Ingreso Máximo para el segundo quinquenio en los permisos de distribución. Este documento establece el procedimiento que la Comisión instrumentará para la revisión del plan de negocios de cada permisionario, las características y criterios que debe contener la información a presentar y propone una serie de formatos para ser utilizados por los permisionarios en la presentación de la información a fin de que todas las empresas proporcionen datos homogéneos y que los registros y cálculos puedan ser verificados en forma ágil. Este documento ha sido utilizado en cada una de las revisiones de los permisos de distribución, con las adecuaciones sugeridas por los mismos permisionarios o que se han considerado necesarias para su mejora continua.
- Definió los pasos a seguir dentro del proceso de revisión a fin de realizarlo en forma homogénea y sistematizarlo en la medida de lo posible.
- Propuso a los permisionarios la conveniencia de aprovechar el proceso de revisión quinquenal para que a partir del segundo ciclo de

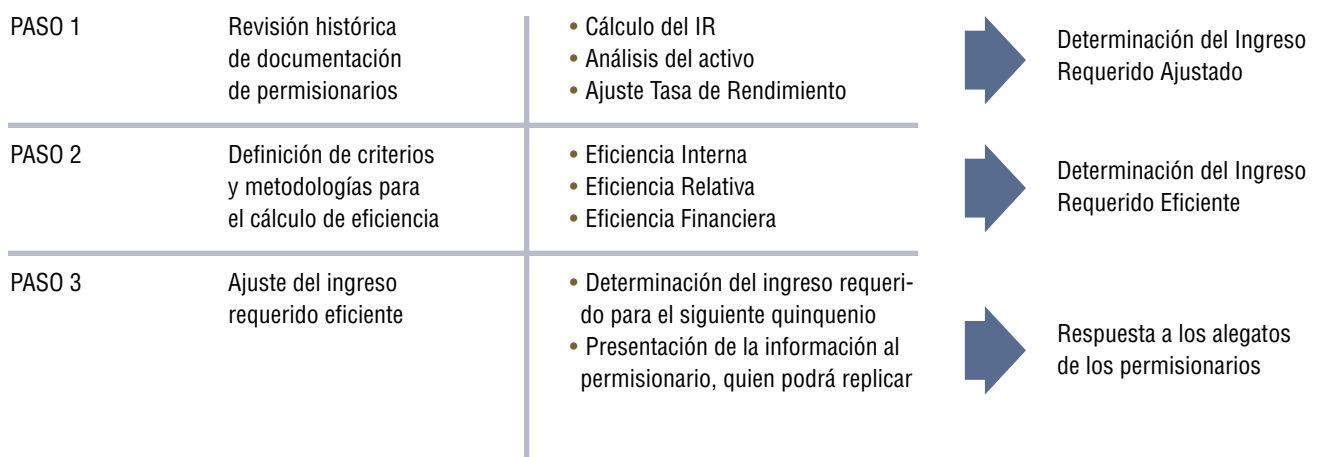
operaciones, los años operativos coincidieran con los años calendario y fiscales a fin de que las obligaciones de presentación de información establecidas en la Directiva de Precios y Tarifas y referidas en la Directiva de Contabilidad no se duplicaran innecesariamente.

- Estableció que la aplicación del factor de corrección K para el sexto año de operación (K6) formara parte de la revisión quinquenal, de tal manera que autorizó su aplicación a lo largo de cinco años, buscando la mayor estabilidad tarifaria posible durante el segundo quinquenio de operaciones.
- Definió y aprobó un modelo de resolución homogéneo para ser utilizado en todas las revisiones. A medida que avanzaron las revisiones quinquenales, el modelo de resolución fue incorporando algunas precisiones dirigidas a hacer más transparente y eficiente las conclusiones del análisis.
- Estableció un mecanismo previo a la emisión de la resolución definitiva que permitiera dar a conocer a las empresas permisionarias los resultados de la revisión quinquenal en una reunión presidida por representantes de la CRE. Una vez realizada la presentación, el proyecto de

resolución se notifica y se establece un plazo para escuchar y atender las observaciones y, en su caso, revisar los alegatos o información adicional presentada por el permisionario. De no tener observaciones y aceptar los términos del proyecto de resolución, el permisionario somete a consideración de la CRE la propuesta de lista de tarifas.

- La CRE verifica que las tarifas propuestas cumplan con lo establecido en la Directiva de Precios y Tarifas. Es decir, corrobora que sean congruentes con el Ingreso Máximo aprobado por la CRE, que no representen subvenciones cruzadas entre segmentos de mercado o tipos de servicio, y que no discriminen en forma indebida entre usuarios con las mismas características. Adicionalmente, la CRE revisa el impacto del nuevo pliego de tarifas requiriendo a los permisionarios la aplicación escalonada de las mismas con el objeto de proteger los intereses de los usuarios.
- Una vez concluido el análisis de las tarifas propuestas, la CRE emite y notifica la resolución definitiva.
- El permisionario publica en el DOF las listas aprobadas, las cuales podrán entrar en vigor cinco días hábiles después de su publicación.

Proceso de Revisión



Publicación de resoluciones definitivas para la determinación de las tarifas del siguiente quinquenio

Para el caso de los permisionarios de distribución de gas natural, el proceso de revisión se inicia con la recepción de la información correspondiente al plan de negocios para el nuevo quinquenio.

Una vez recibida la documentación del permisionario se verifica su consistencia y congruencia con los datos del mismo permisionario observados durante el primer quinquenio y con los datos históricos que obran en los registros de la CRE, presentados anualmente por los permisionarios en su información contable y financiera auditada, así como los reportes técnicos en materia de km de red, energía conducida y nivel de fugas, entre otros. Una vez que los expedientes se encuentran debidamente integrados da inicio el proceso de revisión quinquenal, el cual consiste en los tres pasos siguientes:

PASO 1

- Revisión de la información histórica y propuesta por los permisionarios.
- Verificación del cálculo del Ingreso Requerido y cada uno de los rubros que lo componen, así como la debida aplicación de lo establecido en las Directivas y otras disposiciones relacionadas con prácticas contables y tasas impositivas.
- Análisis del Activo y sus componentes, base para el cálculo de la depreciación y el rendimiento solicitado.
- Análisis del ajuste a la tasa de rendimiento con base en el criterio establecido por la CRE.
- Con base en lo anterior, si fuera el caso, se determina el "Ingreso Requerido Ajustado".

PASO 2

La CRE define los criterios y la metodología para el cálculo de la eficiencia. Esta metodología determina los siguientes factores:

- Eficiencia Interna, en el que el plan de negocios propuesto por cada permisionario es evaluado con respecto al desempeño observado por el mismo permisionario en años anteriores y se determina un factor de ajuste a aplicar al Ingreso Requerido propuesto (ajustado conforme al paso 1), que asegure que los costos que se autoricen reflejen, al menos, niveles de eficiencia iguales al mejor observado en el pasado. Además, considera para efectos de determinar la rentabilidad, la base de activos eficientemente utilizada de conformidad con la utilización promedio de la industria en México
- Eficiencia Relativa, este factor que compara los costos ajustados por eficiencia interna de cada permisionario contra el resto de los permisionarios en una serie de variables que mostraron ser significativas con respecto al desempeño de las empresas y con base en la información de cinco años de valores observados. El factor de eficiencia relativa que resulta, califica a cada empresa con respecto a la más eficiente en cada una de las variables seleccionadas.
- Eficiencia de Inversión, vincula a la inversión planeada para los próximos cinco años y los km de red a instalar programados para el mismo período. De esta manera se define un factor a aplicar para cada año en el caso de incumplimientos, es decir, donde no se alcance lo programado.

La aplicación de estas metodologías al Ingreso Requerido Ajustado da como resultado el Ingreso Requerido Eficiente.

PASO 3

- Por último, el Ingreso Requerido Eficiente se ajusta por:
 - El resultado del ajuste al ingreso máximo para el sexto año de operación como resultado de la aplicación del factor de corrección K6.
 - Las variaciones de inflación registradas entre el año base que se determinó para la entrega de información y el último registro disponible de inflación previo a la fecha de la resolución.
- Siguiendo esta metodología, se determina el Ingreso Máximo correspondiente al segundo período de cinco años de cada uno de los permisionarios. Esta información se da a conocer al permisionario para que alegue lo que a su derecho convenga.
- Una vez recibidos los alegatos y las nuevas listas de tarifas para el segundo período de cinco años y las que se aplicarían durante el primer año, se emitieron las resoluciones definitivas, concluyendo de esta manera cada uno de los procesos.

Resultados de la Revisión

El proceso de la revisión quinquenal permite a la CRE, por un lado, evaluar los resultados de los primeros cinco años de operación de las empresas y detectar las desviaciones de las metas con respecto a lo planeado. Por otro lado, y con base en el mismo desempeño de las empresas, permite ajustar los parámetros de los planes de negocios para el segundo período de cinco años propuestos por las empresas, de tal manera que reflejen costos más realistas y eficientes, una rentabilidad que haga viables los proyectos y permitan el desarrollo de la actividad, y realinear las tarifas para minimizar el impacto al usuario.

A continuación se muestran los resultados de las empresas al término del primer quinquenio:

Al término del segundo quinquenio, se estima que los permisionarios de las zonas de distribución alcanzarán una cobertura de 2.4 millones, lo que representaría un incremento del 323% con respecto a 1995. Sin embargo, al término del primer quinquenio los Permisionarios únicamente lograron 1.5 millones que sólo corresponde al 64% de las expectativas de 2.3 millones de usuarios.

En cuanto a inversión comprometida, los permisionarios de distribución plantearon metas de 1.2 mil millones de dólares y tuvieron una desviación del 15.4%, alcanzando inversiones reales que ascendieron a 1,340 millones de dólares. No obstante lo anterior, la meta en expansión de tubería alcanzó en 70.5%, lo que significó que la inversión por kilómetro rebasó lo programado.

La red de distribución en 1995 tenía una longitud de 9,918 km y al cierre del primer quinquenio alcanzó 19,765 km en red principal y 7,163 km en conexiones.

Para el segundo quinquenio las distribuidoras han proyectando al-

canzar una meta de 3.7 millones de usuarios que, de alcanzarse, representaría un incremento de 63%. Por lo que respecta a la inversión, se proyecta un incremento de 45% en el segundo quinquenio, que implicaría alcanzar 1,996 millones de dólares al final del tercer período quinquenal de operaciones.

La expansión de los sistemas de distribución se concentra en tubería de polietileno, ya sea en redes de media presión y conexiones. La red principal se estima alcance en diciembre de 2005 una longitud de 25,160 km que significa un incremento de 98.5% con respecto al inicio del primer quinquenio.

Transporte

El proceso de revisión quinquenal para los permisionarios de transporte de gas natural, puede resumirse en las siguientes fases:

- Análisis exhaustivo de los datos observados del permisionario durante su primer período quinquenal, con el objeto de completar una evaluación metodológica, cuantitativa y cualitativa, basada en los parámetros establecidos en la regulación vigente.
- Revisiones documentales, visitas de verificación y reuniones de aclaración para contar con mayor claridad el desempeño del permisionario con respecto a sus parámetros de operación autorizados en el Permiso, con el fin de que las distorsiones observadas durante el primer período

quinquenal no afecten las cifras propuestas para el segundo período.

- La información correspondiente al segundo período quinquenal se evalúa a la luz de la evolución observada en el primer período, eliminando incongruencias metodológicas, así como todos aquellos conceptos contables y financieros no permitidos en la regulación vigente, o bien carentes de justificación, no relacionados con el servicio o dedicados al servicio exclusivo de un usuario (no sistémicos).
- Con base en la información histórica y proyectada, se lleva a cabo una evaluación de la eficiencia interna del permisionario durante el quinquenio terminado, analizando el desempeño mostrado a través de la interrelación entre diversos coeficientes representativos de su propia operación y comparando el nivel de dichos coeficientes con los valores proyectados.
- El mismo tipo de evaluación se efectuó tomando como referencia diversos coeficientes operativos de una base de datos de permisionarios de transporte en México y en América del Norte (eficiencia relativa). El proyecto así determinado, se notifica al permisionario, quien, en su caso, presenta las pruebas y alegatos que considere pertinentes, sobre los cuales la CRE ratifica y, en su caso, realiza las modificaciones hechas al plan de negocios.

A partir de 2003 se iniciaron las revisiones quinquenales de los permisionarios de transporte. El cuadro siguiente muestra las tarifas resultantes de dicha revisión quinquenal.

Tabla 3.21 Tarifas resultantes de las revisiones quinquenales a permisionarios de transporte

Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. De C.V.				
Tarifas resultantes (pesos/Gcal)	Con inflación a dic. 2003	Con F-X año 6	Efecto Factor-K por Gcal	Tarifa aplicable año 6
Servicio de Transporte				
Cargo por Capacidad	1.8292	1.8180	- 0.6790	1.1390
Cargo por uso	0.0373	0.0371	- 0.0139	0.0232
Tarifa interrumpible	1.8485	1.8371	N.A.	1.1509
Po Transporte	1.8666	1.8551	- 0.6929	1.1622
Servicio de Transporte con compresión				
Cargo por Capacidad	12.8858	12.8066	3.6722	16.4788
Cargo por uso	0.2630	0.2614	0.0749	0.3363
Tarifa interrumpible	13.0212	12.9411	N.A.	16.6519
Po equivalente compresión	13.1488	13.0679	3.7471	16.8151
Finsa Energéticos, S. de R.L. De C.V.				
Tarifas resultantes (pesos/Gcal)				
	Con inflación a jun. 2004	Con F-X año 1	Factor K	Tarifa año 6
Cargo por capacidad	24.81	24.13	- 1.21	22.91
Cargo por uso	0.68	0.66	- 0.03	0.62
Po	25.49	24.78	- 1.24	23.54
Sistema Naco Hermosillo				
Tarifas resultantes (pesos/Gcal)				
	A pesos de dic. 2004	Con F-X año 1	Factor K	Tarifa año 6
Cargo por Capacidad	18.065	17.670	0.448	18.117
Cargo por uso	0.1510	0.1477	0.004	0.151
Tarifa interrumpible	18.037	17.642	N.A.	18.089
Po	18.216	17.817	0.455	18.272

F-X: Factor de eficiencia aplicable anualmente a partir del segundo quinquenio.
Factor K: Factor de corrección utilizado para corregir las desviaciones anuales existentes entre el ingreso máximo y el ingreso obtenido de cada permisionario.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Sistema Nacional de Gasoductos

Dada la importancia del SNG operado por PGPB en la industria, la CRE consideró importante contratar los servicios de asesoría especializada en revisiones quinquenales similares a los sistemas de transporte de acceso abierto en México. La CRE llevó a cabo el proceso de licitación para seleccionar una empresa asesora con amplia experiencia en revisiones quinquenales. Stone Webster Management Consultants, Inc/ Enersa, S.C./ Quantum, S.A./ Anesco, S.C., por su experiencia en evaluaciones y revisiones de tarifas a empresas de transporte de acceso abierto de gas natural en países como Argentina e Inglaterra, ganó el proceso de selección convocado por la CRE. El SNG opera el sistema de transporte más grande e importante en México. Para efecto de la

operación, mantenimiento y aseguramiento, el SNG es atendido por 13 sectores operativos distribuidos por las 19 entidades federativas por las que cruza el SNG (Cárdenas, Chihuahua, Guadalajara, Madero, Minatitlán, Mendoza, Monterrey, Reynosa, Salamanca, Tlaxcala, Torreón, Venta de Carpio y Veracruz). Se espera que durante el segundo semestre de 2005 se aprueben las tarifas para el siguiente periodo quinquenal del SNG.

Almacenamiento

No existen revisiones para almacenamiento. Los permisos fueron recientemente otorgados.

3.4 Instrumentos de regulación

A lo largo de los últimos cinco años, en materia de regulación de la industria de gas natural, las tareas de la CRE se enfocaron en las siguientes actividades:

- Revisar y aprobar instrumentos de regulación que PEMEX tenía obligación de presentar a la CRE en el marco de los Términos y Condiciones Generales, así como de las modificaciones a la Directiva de Precios y Tarifas.
- Expedición, adecuación y modificación de instrumentos de regulación para que reflejaran las presentes condiciones de operación de los agentes regulados.
- Expedir disposiciones administrativas de carácter general que resultaban necesarios para definir los lineamientos y criterios que deben observar los agentes regulados en áreas donde existían vacíos regulatorios.

Reglas Generales de Participación Privada de la Industria

El marco regulador fomenta el desarrollo balanceado de la industria. La regulación incluye disposiciones orientadas a favorecer su desarrollo, protegiendo al mismo tiempo a los usuarios de los sistemas y limitando el poder monopólico de mercado de los participantes, entre los que se encuentran:

- PEMEX: encargado de las vpm y de la operación de su red de transporte (SNG y Sistema Naco-Hermosillo). Asimismo, este agente podrá realizar actividades de comercialización.
- Transportistas: construyen, operan y tienen propiedad de nuevos ductos de transporte para recibir, conducir y entregar gas natural. En su caso, los transportistas también podrán realizar actividades de comercialización.
- Almacenistas: desarrollan instalaciones de almacenamiento para recibir y mantener en depósito gas natural; en su caso, realizan también actividades de comercialización.
- Distribuidores: suministran gas natural y, en su caso, comercializan este combustible dentro de una zona geográfica.
- Comercializadores: realizan actividades de compra venta de gas y de intermediación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución. Esta actividad no está regulada y puede ser desempeñada por cualquier persona.

3.4.1 Regulación económica

Para regular las actividades de los monopolios naturales y legales, la regulación otorga facultades a la CRE para aprobar:

- Tarifas máximas para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución.
- Precios máximos para las vpm.
- Términos y condiciones de la prestación del servicio.

Tarifas

Las tarifas de transporte y distribución están reguladas a través de una metodología por incentivos, basada en una fórmula de ingreso

máximo promedio, la cual incorpora también algunos elementos de regulación por costo de servicio.

La regulación establece una metodología para determinar tarifas máximas, aunque podrán pactarse libremente tarifas diferentes a las determinadas por la regulación. Esta metodología admite distintas tarifas para cada tipo de cliente y de servicio, siempre que no sean indebidamente discriminatorias. Las tarifas son calculadas de conformidad con la metodología establecida por la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural y tienen una vigencia de cinco años, aunque debe destacarse que a lo largo de este periodo éstas podrán ajustarse con relación a las variaciones en la inflación y tipo de cambio (pesos por dólar), el factor de eficiencia (X), el factor de corrección (K) y los costos trasladables (Y).

La regulación permite a los distribuidores trasladar los precios de adquisición de gas natural a sus usuarios, y les obliga a desglosar claramente los costos de los servicios de transporte y almacenamiento que utilicen. Para efectos de verificar el cumplimiento de la regulación económica, la CRE realiza periódicamente visitas de inspección y auditorías a los permisionarios, a efecto de verificar que éstos trasladen el costo de estos servicios en términos de las metodologías aplicables y que no existan subsidios cruzados.

Para efectos de transparencia en la factura de los consumidores, en términos de la Directiva de Precios y Tarifas, los permisionarios están obligados a publicar su lista de tarifas completa por lo menos una vez al año. La lista de tarifas y cualquier modificación deben aparecer en el DOF y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el permisionario.

Precios de ventas de primera mano

Del mismo modo, y a efectos de acotar el poder monopólico de PEMEX en la venta de gas natural en México, la CRE estableció una metodología para fijar el precio máximo para las vpm que realice PGPB –primera enajenación de gas de origen doméstico en territorio nacional–, misma que vincula dicho precio con los mercados de referencia internacional del gas natural en el sur de Texas. Ello permite reflejar las condiciones de mercados competitivos, así como establecer el costo de oportunidad del gas natural en el país. Es importante destacar que la regulación prevee que esta metodología dejará de aplicarse cuando, a juicio de la Comisión Federal de Competencia, existan condiciones de competencia efectiva en las ventas de gas natural.

Términos y Condiciones Generales

En términos de la regulación, PEMEX está obligado a ofrecer dos cotizaciones de gas natural en México (una a la salida de las plantas de proceso y otra en el punto de entrega determinado por el adquirente). En las vpm, la paraestatal debe apegarse al marco contractual establecido en los Términos y Condiciones Generales para la vpm de gas natural (Términos y Condiciones Generales).

Una vez que entren en vigor estos Términos y Condiciones, los adquirentes de gas natural podrán acceder a todos los beneficios de la regulación, entre los que destacan: el acceso abierto al SNG de PEMEX, la posibilidad de reservar capacidad por adelantado en el sistema bajo distintas modalidades de suministro, así como contratar nuevas modalidades de servicio.

A efecto de introducir condiciones de competencia en la industria, la CRE ha aplicado en el periodo que se reporta los siguientes principios de regulación:

- **Acceso Abierto y No Indebidamente Discriminatorio.** Todos los permisionarios de gas natural tienen la obligación de permitir el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus sistemas, siempre y cuando exista capacidad disponible para prestar el servicio solicitado, y de otorgar un trato similar a clientes semejantes en condiciones similares. Adicionalmente, deben proporcionar sus servicios de forma separada, sin condicionar la prestación de uno a la prestación de otro, y diferenciar el costo de cada uno de éstos. Para reforzar esta disposición, el RGN establece que los permisionarios están obligados a permitir la interconexión de otros permisionarios a sus sistemas siempre que ésta sea técnicamente viable.
- **Prohibición de integración vertical.** Para servir a una misma zona geográfica, los permisos de transporte y distribución no pueden ser otorgados a una misma persona, salvo autorización expresa por parte de la CRE, cuando ello se justifique por ganancias en eficiencia o cuando exista falta de interés por parte de un tercero en desarrollar la infraestructura de transporte necesaria para desarrollar el proyecto de distribución.
- **Mercado Secundario de Capacidad.** Del mismo modo, la regulación prevé que los usuarios que contraten la capacidad en firme de un transportista puedan ceder sus derechos de capacidad reservada a terceros. Esto con el fin de promover la formación de un mercado secundario de capacidad que fomente una contratación más eficiente de los servicios de transporte.
- **Comercio Exterior.** Cualquier persona puede realizar importaciones para su consumo o para su comercialización, así como adquirir gas para su exportación.

3.4.2 Regulación técnica

La Regulación Técnica de los permisionarios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural se lleva a cabo principalmente a través de las NOMs. Dichas NOMs promueven el uso de nuevas tecnologías que permiten garantizar la seguridad de las personas, sus bienes y el medio ambiente. En las NOMs se actualizan e incorporan continuamente especificaciones técnicas y procedimientos que contribuyen al crecimiento de la productividad, la eficiencia y la continuidad de las actividades reguladas.

La CRE, mediante la aplicación de las NOMs por parte de los permisionarios, busca que los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, así como las instalaciones de aprovechamiento de usuarios finales, cumplan con el diseño, materiales, construcción, opera-

ción y mantenimiento indicados en las NOMs aplicables.

Dentro de las NOMs que expidió la Comisión destacan la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural, cuyo objetivo establece las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se entregue a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

La NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas L.P. por ductos y la NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural, establecen disposiciones de observancia obligatoria que contienen las especificaciones técnicas que deben cumplir los materiales, tuberías, equipos, instalaciones principales y accesorios que son necesarios para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de transporte y distribución de gas natural, así como los requisitos que deben satisfacer los planes para atención a emergencias y medidas de seguridad.

Almacenamiento: La Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004

Durante la etapa inicial de promoción de los proyectos de almacenamiento de GNL no se disponía en México de un conjunto de requisitos mínimos de diseño, seguridad, construcción y operación que debiera exigir la autoridad a los interesados en desarrollar esta actividad, ya que constituía una actividad industrial nueva en el sector energía. Por lo anterior, la CRE decidió elaborar una norma oficial mexicana que considerara los puntos mencionados así como las características requeridas por la industria en México, su grado de desarrollo y aspectos geológicos locales de los sitios viables para la construcción de las terminales.

En el marco del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas L.P. por Medio de Ductos se convocó a PEMEX, CFE, instituciones de investigación, asociaciones profesionales y empresas a participar en la elaboración de una norma oficial mexicana de emergencia sobre los requisitos de seguridad en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de GNL.

La CRE llevó a cabo una revisión exhaustiva de la normatividad internacional y recopiló documentos en la materia publicados por empresas especializadas dedicadas a la certificación de terminales de GNL, con el objeto de incluir los avances tecnológicos de punta en la industria. Se decidió tomar como base de la norma oficial mexicana el código NFPA-59A de Estados Unidos aplicable a terminales de GNL en tierra firme, mismo que ha sido utilizado ampliamente en la industria.

Con objeto de contar con un marco normativo en vigor lo antes posible y establecer los requisitos mínimos de seguridad que requerían las terminales de GNL, el Comité de Normalización expidió una norma oficial mexicana de emergencia, NOM-EM-001-SECRE-2002, que se publicó el 2 de agosto de 2002 en el DOF. El Comité de Normalización continuó con la elaboración de un documento más completo al cual se incorporó el diseño de terminales de GNL costa afuera así como una sección sobre el diseño de tuberías submarinas. Esta última sección tomó como base

el código de *Det Norske Veritas DNV-OS-F101 (Offshore Standard)*, *Submarine Pipeline Systems 2000*, cuyo diseño está estructurado a partir de estados límite, como es el caso del código europeo BS-EN-1473 para las terminales de GNL costa afuera.

Una vez concluido el periodo de vigencia de la norma de emergencia, se elaboró en un proyecto de norma oficial mexicana, PROY-NOM-013-SECRE-2003 que se publicó en el DOF el 19 de septiembre de 2003. La versión definitiva de la NOM-013-SECRE-2004 (NOM-013) fue publicada en el DOF el 8 de noviembre de 2004 y entró en vigencia el 17 de junio de 2005.

La NOM-013 es el primer código en su género que incorpora requisitos de seguridad sobre el diseño, construcción, operación y mantenimiento para terminales de GNL tanto en tierra firme como costa afuera. Adicionalmente, la NOM-013 incorpora un capítulo sobre el procedimiento de evaluación de la conformidad (PEC) que debe seguir una Unidad de Verificación o Tercero Especialista, en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), para dar cumplimiento a dicha norma.

La NOM-013-SECRE-2004 se compone de cuatro partes fundamentales:

- Terminales en tierra firme
- Terminales costa afuera
- Gasoductos submarinos
- Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

3.4.3 Ventas de primera mano

Con la aprobación de los Términos y Condiciones Generales, la CRE consideró conveniente establecer un periodo de transición, denominado "Régimen Transitorio", mismo que iniciará de manera simultánea a la Temporada Abierta del SNG. Estas acciones permitirán una transición ordenada entre las actividades realizadas bajo la regulación vigente actualmente y la aplicación de las metodologías y disposiciones establecidas tanto en la Directiva de Precios como en los Términos y Condiciones Generales.

De manera paralela, la CRE dispuso que PGPB debía presentar a la brevedad, para su aprobación, tanto el Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo de Precios) como los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (los Lineamientos sobre Condiciones Financieras), los cuales son considerados como instrumentos jurídicos esenciales para la celebración de los contratos de vpm.

Adicionalmente, y en conformidad con los principios de la regulación de las ventas de primera mano y lo dispuesto en la Resolución RES/080/1999 por la que se otorgó el permiso de transporte para el SNG a PGPB, la CRE estableció que, hasta en tanto dicho organismo contara con la aprobación de las Bases de Coordinación Operativa y Comercial entre la Subdirección de Ductos y la Subdirección de Gas

Natural de PGPB (las Bases de Coordinación) y los dos documentos antes mencionados, podrían efectuarse vpm en puntos distintos a las plantas de proceso.

La vpm, actividad reservada en exclusiva al Estado por conducto de PEMEX y sus organismos subsidiarios, es la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza PEMEX a un tercero para su entrega en territorio nacional. Las vpm son actividades reguladas en cuanto a precio y condiciones de venta por parte de la CRE.

Bases de Coordinación

El 26 de enero de 2001, la CRE aprobó las Bases de Coordinación. Ello permitirá regular las relaciones entre las áreas participantes en las vpm y la operación del SNG, de forma tal que éstas se conduzcan como si se tratara de dos empresas distintas (*Chinese Walls*).

Para estos efectos, las Bases de Coordinación contienen las reglas operativas y comerciales entre las áreas de PGPB, a cargo de los servicios de transporte y de suministro, así como los anexos y apéndices en los que se propone, entre otros, la reserva de capacidad firme y la capacidad interrumpible por puntos de origen y destino primarios y secundarios por parte de la Subdirección de Gas Natural de PGPB, de acuerdo con las zonas tarifarias y los trayectos de transporte aprobados en el permiso de transporte de gas natural para el SNG (G/061/TRA/99).

Las Bases de Coordinación prevén que PGPB como transportista y usuario del SNG no obtendrá ventajas frente a otros usuarios o adquirentes de gas natural, ni los discriminará indebidamente, obligándose a diferenciar y transparentar la prestación de los servicios de transporte y de suministro, sujetándose a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, al RGN y al permiso de transporte de gas natural para el SNG.

Lineamientos sobre Condiciones Financieras

El objetivo de estos lineamientos es homogeneizar criterios de evaluación y contar con información actualizada, oportuna y transparente de forma tal que exista equidad entre los derechos de PGPB y los adquirentes, para que dicho organismo no actúe de manera indebidamente discriminatoria contra aquellos.

Los Lineamientos sobre Condiciones Financieras contienen todos los requisitos, trámites, procedimientos, metodologías, formatos y criterios necesarios para la contratación de vpm mediante el esquema de pago anticipado y pago a crédito.

Los Lineamientos sobre Condiciones Financieras también incluyen las cláusulas siguientes:

- Facturación (periodos de facturación, desglose de la información de las facturas, fechas de pago, etc.).
- Intereses Moratorios (determinación de la tasa de interés moratoria).

- Documentación y Redocumentación de Adeudos (solicitud, garantía y formalización).
- Aplicación de pagos para la recuperación de adeudos (forma de pago y su aplicación).
- Suspensión y reanudación de entregas (procedimiento).
- Condonación y quita de intereses moratorios.

Como conclusión de los trabajos de revisión y análisis, el 27 de diciembre de 2002 fueron publicados en el DOF los Lineamientos sobre Condiciones Financieras que serán aplicables a todos los adquirentes de gas natural una vez que entre en vigor el régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales. Cabe destacar que, en fecha anterior, el 30 de abril de ese mismo año, la CRE también publicó en el DOF una versión de los Lineamientos sobre Condiciones Financieras que se aplican actualmente a los PIEs y generadores privados de energía eléctrica que hayan firmado contratos de vpm con PGPB a largo plazo en condiciones especiales (véase sección sobre régimen permanente de los Productores Independientes de Energía-PIEs y otros generadores).

Catálogo de Precios

El Catálogo de Precios y Contraprestaciones para las vpm de gas natural (el Catálogo de Precios) establece las metodologías para la determinación del precio del gas en las diferentes plantas de proceso de PGPB, así como de las contraprestaciones aplicables exclusivamente a las vpm realizadas en puntos de entrega distintos a una planta de proceso.

El Catálogo está conformado por tres capítulos principales:

1. Precio del gas objeto de vpm realizadas en planta de proceso.
2. Contraprestaciones aplicables a las vpm realizadas en puntos de entrega distintos a una planta de proceso.
3. Contraprestaciones aplicables a las vpm realizadas en condiciones especiales.

Como parte del proceso de aprobación del Catálogo de Precios se conformó un grupo de trabajo integrado por representantes de PGPB y funcionarios de la CRE. Este grupo de trabajo sostuvo diversas reuniones para analizar su contenido y garantizar la congruencia y apego de la propuesta con las disposiciones aplicables.

Las múltiples consultas públicas que atendió la CRE sobre los temas que incluye el Catálogo de Precios, así como la necesidad de cumplir los trámites establecidos por otras autoridades, retrasaron el proceso de aprobación y publicación de dicho documento.

Mediante la Resolución Núm. RES/062/2002, publicada en el DOF con fecha 30 de abril de 2002, la CRE aprobó el capítulo primero del Catálogo de Precios para efectos de los contratos de vpm a largo plazo que requieran los generadores de energía eléctrica, es decir, para aquellos adquirentes a quienes la CFE haya adjudicado o adjudique contratos de

compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compra-venta de energía eléctrica y hayan firmado contratos de vpm en condiciones especiales con PGPB (véase sección sobre régimen permanente de los PIEs y otros generadores).

Posteriormente, el 17 de enero de 2003, la COFEMER emitió el dictamen final de la MIR relativa a la resolución aprobatoria de los dos primeros capítulos del Catálogo de Precios, para aplicación a todos los adquirentes de gas natural. Previamente a la aprobación de este instrumento, en atención a las múltiples consultas realizadas con diversas agrupaciones industriales, la CRE efectuó una revisión exhaustiva del modelo, la base de datos y la metodología para el cálculo de los costos de servicio propuestos por PEMEX dentro del capítulo segundo del Catálogo de Precios.

A partir de dicha revisión, la CRE determinó la necesidad de corregir los costos de servicio, toda vez que los valores propuestos por PGPB resultaban de estimaciones que en su mayoría presentaban problemas de consistencia e inestabilidad estadística, así como de cálculo, que podrían generar sobreestimaciones de costos en perjuicio de los adquirentes. Dicha situación contravendría los objetivos de certidumbre, equidad y transparencia de la regulación.

Por lo expuesto anteriormente, mediante la Resolución Núm. RES/015/2004 publicada en el DOF el 26 de febrero de 2004, la CRE decidió aprobar los capítulos I y II del Catálogo de Precios, salvo lo relativo a los valores de los costos de servicio señalados. Sobre éstos requirió a PEMEX la presentación de una nueva propuesta.

En virtud de que el Catálogo de Precios es parte consustancial de los Términos y Condiciones Generales, y de que de su aprobación depende la entrada en vigor del régimen permanente de las vpm de gas natural, en la última resolución señalada, la CRE modificó nuevamente el régimen transitorio en los términos que señalan en la sección siguiente.

Régimen Transitorio

De acuerdo con el desenvolvimiento de los trabajos de aprobación de los instrumentos de regulación de los que depende la plena entrada en vigor del régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales, la CRE modificó en diversas ocasiones los plazos de ejecución del régimen transitorio de dichos términos.

Como se mencionó anteriormente, en la misma Resolución Núm. RES/015/2004, se encuentra la última modificación de los plazos de ejecución del régimen transitorio de los Términos y Condiciones Generales conforme a lo siguiente:

- El plazo previsto en el punto tercero del régimen transitorio, para que los adquirentes actuales envíen los pedidos correspondientes, comenzará el primer día del mes siguiente a aquel en que se aprueben los valores de los costos de servicio correspondientes a las modalidades de entrega

contenidas en los Términos y Condiciones Generales (el mes de inicio).

- PGPB confirmará dichos pedidos durante el tercer mes contado a partir del mes de inicio.
- A partir del cuarto mes contado desde el mes de inicio, los Términos y Condiciones Generales serán aplicables en su totalidad, en términos del punto cuarto del régimen transitorio.

De manera congruente, los plazos de la temporada abierta en el SNG fueron modificados con anterioridad mediante la Resolución Núm. RES/052/2001, que fue expedida con fecha 23 de marzo de 2001. En términos de esa resolución, los usuarios actuales del SNG podrán reservar capacidad de transporte el primer día del mes siguiente en que finalice el mes de inicio. Dicho periodo de reservación de capacidad tendrá una duración de dos meses, al término del cual, cualquier usuario podrá contratar capacidad de transporte conforme a lo establecido en las condiciones generales para la prestación del servicio de transporte de gas natural del SNG.

Régimen permanente PIEs y otros generadores

En el año 2001, por instrucciones del C. Secretario de Energía, la CRE, de manera conjunta con la SENER coordinó el grupo de trabajo conformado por la Asociación Mexicana de Energía Eléctrica (AMEE), PGPB y la CFE para alcanzar acuerdos sobre la elaboración de un “contrato tipo” de suministro de gas natural de largo plazo para los productores independientes de energía (PIEs) que resultara compatible y consistente con los contratos de capacidad y energía eléctrica asociada.

Por lo anterior, la CRE, de manera conjunta con la SENER, coordinó los trabajos para alcanzar acuerdos entre PGPB, la CFE y los PIEs representados por la AMEE. Para ello, la CRE organizó diversos foros de discusión, tales como un seminario que se celebró el 16 de marzo de 2001 y reuniones semanales por espacio de cuatro meses. Dichos foros brindaron a los PIEs la oportunidad de exponer sus puntos de vista y dar a conocer sus necesidades contractuales. Las labores de coordinación por parte de la CRE concluyeron con la presentación a la AMEE de los acuerdos alcanzados con PGPB y la CFE sobre los temas consultados por los PIEs.

En consecuencia, se detectó la necesidad de que los PIEs celebraran contratos de suministro de gas natural a largo plazo, como si ya estuviera en vigor el régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales, a fin de eliminar riesgos financieros en la realización de sus proyectos respectivos.

Como solución a dicha problemática, la CRE expidió la Resolución Núm. RES/100/2001, publicada en el DOF de fecha 5 de julio de 2001, por la que se resolvió que los PIEs a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la CFE, podrán celebrar durante el régimen transitorio de los Términos y Condiciones Generales contratos de vpm a largo plazo en condiciones

especiales y con puntos de entrega distintos a las plantas de proceso.

En congruencia con la medida anterior, a fin de que se cumplieran los contratos en condiciones especiales celebrados en términos de la Resolución Núm. RES/100/2001, la CRE aprobó el capítulo 1 del Catálogo de Precios y los Lineamientos sobre Condiciones Financieras que son aplicables a dichos contratos, mediante las Resoluciones Núms. RES/062/2002 y RES/063/2002, respectivamente. Ambas resoluciones fueron publicadas en el DOF de fecha 30 de abril de 2002.

De manera paralela, mediante Resolución Núm. RES/064/2002, publicada en la misma fecha, la CRE aprobó a PGPB para que, antes de que concluyera el régimen transitorio de las vpm, entregara y enajenara el gas objeto de los contratos celebrados conforme a la Resolución Núm. RES/100/2001 sujetándose al régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales, sin que para los demás adquirentes de gas natural se hubiera dado por concluido el régimen transitorio. Asimismo, en términos de la Resolución Núm. RES/064/2002, se dio oportunidad para que PGPB y cualquier adquirente que celebrara contratos en condiciones especiales conforme a la Resolución Núm. RES/100/2001 y pudieran reservar la capacidad necesaria en el SNG.

En virtud de que se detectó que otros generadores de energía eléctrica requerían celebrar también contratos de largo plazo en condiciones especiales, el 13 de junio de 2002, la CRE expidió la Resolución Núm. RES/110/2002, mediante la cual hizo extensivo el alcance de la Resolución Núm. RES/100/2001 a los generadores privados a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación y compraventa de energía eléctrica asociada a las licitaciones convocadas por la CFE.

Revisiones adicionales

De manera adicional a la “Consulta Pública para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural en México” convocada en noviembre de 2000, la CRE atendió las consultas de diversos grupos de usuarios industriales con el objetivo de plantear una revisión del marco regulatorio de las Ventas de Primera Mano de gas natural.

Para ello, funcionarios de la CRE sostuvieron diversas reuniones con los representantes de dichos usuarios donde éstos presentaron sus propuestas e inquietudes sobre diversos aspectos de la contratación de las vpm de gas natural. Entre las principales propuestas y comentarios destacan: 1) la metodología de precios del gas natural objeto de VPM, 2) las condiciones generales de servicio del SNG y 3) el Catálogo de Precios y los Lineamientos sobre Condiciones Financieras.

Dichas consultas finalizaron con la celebración de una reunión de clausura, en la que la CRE presentó los resultados sobre la consulta de los usuarios industriales, mismos que incluyeron aclaraciones al marco de regulación de las vpm, así como las propuestas recogidas por la CRE.

Modificaciones a los Términos y Condiciones Generales

En los últimos cinco años, la CRE aprobó las siguientes modificaciones a los Términos y Condiciones Generales:

El 16 de julio de 2003, la CRE expidió la Resolución Núm. RES/135/2003, mediante la cual modificó la Cláusulas 9 y 15 de los Términos y Condiciones Generales.

La modificación a la Cláusula 9 redujo el plazo establecido para notificar el cambio en el punto de entrega alternativo, y aclara que el adquirente puede elegir uno o varios puntos de entrega alternativos corriente arriba, así como la planta de proceso que corresponda. Dicho cambio beneficiará a los adquirentes, puesto que brinda flexibilidad para notificar el cambio en el punto de entrega alternativo y recolocar el gas.

Por su parte, la modificación a la Cláusula 15 tiene el propósito de otorgar certidumbre a los adquirentes, toda vez que, cuando no se encuentren disponibles las publicaciones correspondientes para calcular el precio diario o mensual para cualquier día de gas, la CRE será quien defina los índices de referencia relevantes y no PGPB.

Con fecha 24 de febrero de 2004, la CRE publicó en el DOF la Resolución Núm. RES/305/2003, mediante la cual modificó el esquema de penalizaciones de los Términos y Condiciones Generales para establecer una equivalencia con el esquema que emplea actualmente PEMEX dentro del régimen transitorio de las vpm.

Ello, en virtud de que la CRE detectó que la metodología empleada por PGPB para determinar el porcentaje de penalizaciones no parte de la premisa de que bajo el régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales los adquirentes minimizarían los incumplimientos en la recepción del gas, lo que resulta en una sobrestimación del porcentaje de penalización dado que se desvía de un comportamiento racional por parte de estos agentes.

Como resultado de lo anterior, el esquema de penalizaciones quedó en los términos siguientes:

Tabla 3.22 Esquema de penalizaciones

Modalidad de Entrega	Porcentaje de Penalización
Firme Ocasional Firme Flexible	20%
Interrumpible Swing Túnel Volumétrico	10%

Una vez que se cuente con registros suficientes sobre el comportamiento de los adquirentes en cuanto a su perfil de demanda y la contratación de las distintas modalidades de entrega bajo el régimen permanente de los Términos y Condiciones Generales, se contará con información precisa para reevaluar el esquema de penalizaciones y, en su caso, determinar su ajuste a efecto de sujetarlo a un proceso de mejora continua. Al efecto, la CRE verificará que el esquema de penalizaciones definitivo sea equitativo y razonable para las partes.

En el 2004, la CRE modificó la Cláusula 14 de los Términos y Condiciones Generales. Dicha modificación fue incluida en la Resolución Núm. RES/015/2004 citada anteriormente. La modificación de la Cláusula 14 que señala que la CRE debe aprobar cualquier modificación o actualización que efectúe PGPB a los valores contenidos en el Catálogo de Precios.

De esta forma, la CRE tendrá la posibilidad de supervisar y vigilar que las actualizaciones subsecuentes en el Catálogo de Precios cumplan con las disposiciones legales aplicables. Asimismo, el nuevo contexto de la Cláusula 14 de los Términos y Condiciones Generales garantizará condiciones de transparencia y trato no discriminatorio cuando entren en vigor modificaciones o actualizaciones a los valores contenidos en el Catálogo de Precios.

Durante el 2004, la CRE también enfocó sus esfuerzos en revisar el régimen contractual que abarcan los Términos y Condiciones Generales en el marco de la experiencia internacional. Este proceso tiene por objeto detectar mejoras regulatorias en lo relativo a las características operativas del suministro y la infraestructura de la industria de gas natural en otros países.

Precios del Gas Natural objeto de Ventas de Primera Mano Esquema de contratación 4x3

Con objeto de mitigar los efectos de los incrementos extraordinarios que experimentó el precio del gas natural a partir de junio de 2000, las autoridades energéticas instrumentaron diversas acciones, tales como: un programa de coberturas financieras y descuento de 25% sobre los precios de referencia de agosto de 2000, un esquema de financiamiento para usuarios residenciales y comerciales de distribuidores, y la flexibilización de condiciones de los términos y condiciones de suministro de gas natural.

Las condiciones prevalecientes en el mercado de referencia del gas natural a principios de 2001, caracterizadas por un alza inusitada en el nivel de precios del combustible, originaron que la SENER, la Secretaría de Economía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la CRE manifestaran su preocupación para que se adoptaran medidas de apoyo adicionales para mitigar o reducir el impacto que el incremento en el precio del gas podría causar sobre las empresas y la economía del sector doméstico y comercial.

Las autoridades involucradas y los grupos de usuarios sumaron esfuerzos para diseñar un esquema de contratación de vpm que permitiera atenuar los efectos de dicho incremento de precios sobre los consumidores. Como resultado, PGPB presentó a la CRE para su aprobación un esquema de contratación de vpm alternativo con una vigencia de tres años (enero 2001 a diciembre de 2003) a un precio de referencia fijo de \$4 USD/MMBtu (esquema de contratación 4x3).

En el marco del esquema de contratación 4x3, la CRE publicó la Resolución Núm. RES/252/2002 en el DOF de fecha 27 de noviembre de 2002, mediante la cual aprobó modificaciones a este esquema, de forma tal que cuando la cotización del periodo remanente fuera igual o inferior a \$4 USD/MMBtu, el adquirente podría ceder parcial o totalmente los derechos y obligaciones del convenio 4x3 entre otros adquirentes las cantidades de gas no utilizadas pero que tenían contratadas, a fin de evitar posibles penalizaciones.

Modificaciones a la metodología de precios

La Directiva de Precios y Tarifas establece en su capítulo cuarto la metodología para determinar el precio máximo del gas natural objeto de vpm. Sin embargo, como parte de su compromiso de mejora continua, la CRE detectó que, desde la expedición de la Directiva de Precios y Tarifas a la fecha, tanto las condiciones del mercado de referencia como de la industria nacional han experimentado cambios significativos que repercuten en la determinación del precio de vpm del gas natural.

Dada esta situación, antes de que entraran plenamente en vigor los Términos y Condiciones Generales, la CRE consideró necesario instrumentar adecuaciones a la metodología citada con objeto de que los precios del gas reflejen las condiciones actuales de mercado y para garantizar el cumplimiento de los criterios de transparencia y certidumbre en la contratación de las vpm.

Por tal motivo, la CRE expidió la Resolución Núm. RES/061/2002, publicada en el DOF de fecha 30 de abril de 2002, mediante la que modificó el capítulo cuarto de la Directiva de Precios y Tarifas. Las modificaciones que se incorporaron son las siguientes:

- Eliminación de los parámetros iniciales (B0, HSCO y TP0) de la metodología de precios de vpm.
- Establecimiento de fórmulas de precio del gas para la planta de proceso de Reynosa, Tamps.
- Incorporación del componente que tiene por objeto reflejar el costo de transporte para el trayecto comprendido entre el sur de Texas y Reynosa (costo de transporte TF) en función del escenario comercial que enfrente el país en cualquier momento (importación, exportación o paridad).
- Incorporación de la metodología para la actualización del diferencial histórico entre las cotizaciones registradas en el mercado *Houston Ship Channel* y el promedio de las cotizaciones de los mercados del sur de Texas.
- Aplicación de un factor de carga de 100% en la determinación del ajuste por tarifas de transporte TPI en las fórmulas para determinar el precio máximo del gas.
- Sustracción de la tarifa de transporte del sector en que se ubiquen las plantas de proceso distintas a Ciudad PEMEX o Reynosa en la determinación del precio máximo del gas correspondiente.

Ante la eventualidad de que el índice de referencia EPGT no se publicará regularmente en las publicaciones correspondientes (*Inside FERC's Gas Market Report o Gas Daily*) y a fin de dar certidumbre a los adquirentes de gas natural, la CRE publicó en el DOF de fecha 18 de noviembre de 2002, la Resolución Núm. RES/242/2002, por medio de la cual adicionó el capítulo 13 a la Directiva de Precios y Tarifas, relativo a las reglas aplicables para la sustitución de los índices utilizados en la determinación del precio de vpm cuando dichos índices no se encuentren disponibles en las publicaciones correspondientes.

Dada la vigencia de dichas reglas, la CRE actualizó semestralmente las reglas para la sustitución de los índices hasta que el 15 de octubre de 2004, por conducto de la SENER, la CRE publicó en el DOF la Resolución Núm. RES/284/2004, por la que se modificaron transitoriamente las disposiciones 4.12, 12.3 y el capítulo 13 de la metodología para determinar el precio máximo del gas objeto de ventas de primera mano.

Como resultado de dicha resolución, para el periodo comprendido entre octubre de 2004 y marzo de 2005, se eliminó el índice de precios *EPGT-Texas Pipeline*, L.P. (EPGT) como parte de los índices que reflejan el mercado del sur de Texas, ya que dicho índice dejó de ser publicado en las publicaciones relevantes de Estados Unidos de América.

En virtud de lo anterior, durante el periodo de vigencia de la Resolución Núm. RES/284/2004, la CRE enfocó sus esfuerzos a analizar los mercados y los índices de referencia relevantes en el sur de Texas a fin de

determinar si el índice Tetco es el que refleja de mejor manera el costo de oportunidad del gas natural objeto de vpm.

De manera paralela, ante la volatilidad que han presentado los precios de referencia internacional del gas natural, la CRE inició una etapa de análisis de nuevas alternativas metodológicas para la determinación del precio máximo del gas natural. Ello con el objeto de proponer, en su caso, una nueva alternativa metodológica que permita reflejar el costos de oportunidad del gas natural sin trasladar a los usuarios los efectos de la volatilidad del mercado de referencia.

Conforme a los plazos señalados en la Resolución Núm. RES/284/2004, el 28 de marzo de 2005, la CRE expidió la Resolución Núm. RES/046/2005, mediante la cual modificó las metodologías de precio del gas natural objeto de vpm, de forma que, a partir de abril de 2005, se tomaría como referencia mensual para los índices HSC y Tecto, el mínimo que resulte entre los índices mensuales publicados en el *Inside FERC's Gas Market Report* y el promedio observado durante los últimos cinco días hábiles (*bidweek*) de los precios diarios publicados en el *Gas Daily*.

Costo de transporte TF

Como se mencionó anteriormente, el costo de transporte TF forma parte de la metodología para determinar el precio máximo del gas natural objeto de vpm a partir de abril de 2002. Sin embargo, al momento de la expedición de la Resolución Núm. RES/061/2002, no se imputó un valor específico para dicho costo, toda vez que la CRE no contaba con información suficiente para asignarle el valor correspondiente.

Por ello, la CRE procedió a analizar el mercado de transporte en los Estados Unidos de América a fin de fundar y motivar adecuadamente el valor que se asignaría a TF. Como resultado, el 20 de agosto de 2003, la CRE publicó en el DOF la Resolución Núm. RES/142/2003, mediante la cual aprobó el valor del costo de transporte en los sistemas de los relevantes para efectuar actividades de comercio exterior a través de la frontera en Tamaulipas (costo de transporte TF) conforme a los términos siguientes:

- El valor del costo de transporte TF se fijó en \$0.2579 USD/Gcal, equivalentes a \$0.065 USD/MMBtu.
- La aplicación del costo de transporte TF se hará en función del balance de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamps., el cual se determinará a su vez de acuerdo con el balance neto diario de los flujos registrados en los puntos de importación/exportación localizados en dicha frontera.
- La CRE podrá actualizar periódicamente, de oficio o a solicitud de parte, el valor del costo de transporte TF cuando este parámetro deje de reflejar las condiciones del mercado de transporte relevante.

Modificaciones a la Directiva de Precios y Tarifas

A lo largo de diez años de ejercicio regulador, la CRE ha adquirido

una valiosa experiencia en la aprobación y supervisión de tarifas para los permisionarios de transporte y distribución de gas natural y, sobre todo, detectó algunas mejoras potenciales en el esquema de regulación tarifaria.

Con base en lo anterior, la CRE emprendió un proyecto de adecuación de dicho esquema que resultó en un nuevo proyecto de Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural (la Directiva de Tarifas). Este proyecto responde al objetivo fundamental de adecuar la regulación tarifaria a las condiciones actuales de la industria. Al efecto, la nueva Directiva de Tarifas precisa y mejora las disposiciones regulatorias en la materia y define de manera más concreta los requerimientos de información para los permisionarios, lo que permitirá a la CRE llevar a cabo su tarea de regulación de manera más adecuada. A grandes rasgos, dos de los aspectos fundamentales del proyecto son los siguientes:

- Sustitución del esquema de regulación del ingreso máximo por una regulación de tarifas máximas.
- Adecuación de la regulación del precio máximo de adquisición de los distribuidores (ahora precio máximo por la comercialización del gas), de manera que ésta refleje la evolución que ha experimentado el próximo régimen permanente de las vpm, así como la incorporación de medidas que eventualmente instrumenten los distribuidores de gas para reducir los efectos de la volatilidad de precios del gas.

Como parte del proceso de expedición de la Directiva de Tarifas, la COFEMER emitió el dictamen final sobre dicho anteproyecto y la MIR correspondiente, con fecha 8 de julio de 2004. Sin embargo, en fecha posterior a la emisión del dictamen final en comento, la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN) y diversos permisionarios presentaron comentarios adicionales a la Directiva de Tarifas, por lo que la CRE se encuentra analizando las modificaciones pertinentes como parte de su proceso de consulta continua, mismo que permitió equilibrar los intereses de los distintos participantes en la industria. En su caso, la instrumentación de las modificaciones requerirá cumplir nuevamente el trámite de MIR ante la COFEMER, previo a la expedición de la Directiva de Tarifas.

3.4.4 Esquemas de mitigación de precios

Programa de coberturas para usuarios menores.

En diciembre de 2003 finalizó la vigencia del esquema de contratación 4x3. Sin embargo, dada la volatilidad que continuó prevaleciendo en los precios de referencia internacional, el 8 de octubre de 2003, la CRE publicó en el DOF, la Resolución Núm. RES/200/2003, mediante la cual a propuesta de los distribuidores de gas natural les permitió incorporar en el precio máximo de adquisición los ajustes que se deriven de la contratación de instrumentos financieros de cobertura de precios del gas natural.

El programa de cobertura aprobado por la CRE se caracteriza fundamentalmente por lo siguiente:

- Su instrumentación es completamente opcional para los distribuidores.
- En caso de instrumentarse, incluye de manera general a los usuarios denominados menores, que son aquellos cuyo consumo máximo anual no supera las 360 Gcal.
- Los usuarios mayores pueden incorporarse si así lo desean.
- El periodo de cobertura abarca desde 18 y hasta 36 meses, contados a partir de enero de 2004.
- La adquisición de los instrumentos de cobertura sólo puede realizarse con oferentes calificados en esta materia.
- La instrumentación del programa es dinámica, de manera que los precios pactados por los distribuidores pueden adaptarse a las condiciones cambiantes del mercado a través de cancelaciones y nuevas contrataciones de coberturas.

Con esta medida, la CRE contribuye a fomentar una cultura de administración de riesgo entre los consumidores de gas natural y, a su vez, coadyuva a mitigar las fluctuaciones en los precios del energético. A la fecha, la CRE tiene registrada la contratación de coberturas por casi la totalidad de los distribuidores (20 permisionarios).

3.4.5 Directivas

Directiva de Seguros

El 17 de diciembre de 2003, la CRE publicó en el DOF la Directiva sobre Seguros para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural y Gas L.P. por medio de Ductos. Dicha Directiva establece los criterios y lineamientos que deberán ser observados por los titulares de los permisos de transporte, transporte para usos propios, almacenamiento o distribución de gas natural y de transporte o distribución de gas L.P. por medio de ductos, en lo relativo a las pólizas de seguros que deben contratar y mantener vigentes para hacer frente a las responsabilidades en que puedan incurrir por la prestación de los servicios de las actividades reguladas.

En particular, esta Directiva establece que la suma asegurada que contraten los permisionarios se deberá determinar y justificar con base en un análisis de riesgo que incorpore los factores de riesgo para terceros, propios de cada sistema de ductos. Ello contribuirá a que se indemnice adecuada y oportunamente a quienes resulten dañados en sus bienes o en sus personas por algún siniestro relacionado con la operación de alguno de los permisionarios señalados arriba, sin que ello implique la suspensión de operaciones o afecte la capacidad financiera de éstos.

Sin embargo, la entrada en vigor de la Directiva de Seguros en el 2004 reveló incompatibilidades prácticas de diversas disposiciones de la misma con la operación de los seguros en materia de responsabilidad civil. Por ello, la CRE consultó a la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas (CNSF) y celebró diversas reuniones de trabajo con la Asociación

Mexicana de Seguros (AMIS), empresas aseguradoras involucradas en el ramo señalado y algunos permisionarios, a fin de analizar y determinar las modificaciones pertinentes a la Directiva de Seguros.

Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural

En 2002, la Directiva de Contabilidad fue objeto de análisis a fin de proponer las adecuaciones que resultarán necesarias en función de la experiencia adquirida en la aplicación de la regulación de tarifas de transporte y distribución de gas natural durante los últimos años, así como de las modificaciones propuestas sobre la Directiva de Precios y Tarifas de gas natural. Como resultado, se realizaron adecuaciones a la Directiva de Contabilidad, mismas que están en proceso de revisión por parte de la CRE.

Agenda Pendiente

Plena entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales e inicio de la Temporada Abierta del SNG. Uno de los principales retos que se debe concretar en el corto plazo, es la aprobación de los costos de servicio para las distintas modalidades de entrega establecidas en los Términos y Condiciones Generales, con lo que se dará inicio al nuevo régimen de las vpm mediante la aplicación en su totalidad de dichos términos.

Derivado de la aplicación en su totalidad de los Términos y Condiciones Generales, la CRE deberá vigilar el cumplimiento y la entrada en vigor del conjunto de instrumentos que forman el marco regulador de la industria de gas natural, tales como:

- La metodología de precios del gas natural objeto vpm de acuerdo con la versión modificada conforme a la Resolución Núm. RES/061/2002.
- Las tarifas en base firme y base interrumpible del SNG y las condiciones generales para la prestación del servicio de transporte en dicho sistema.
- La contratación de las vpm a la luz de los Términos y Condiciones Generales.
- Las Bases de Coordinación.
- Un sistema de información electrónico accesible por computadora en forma remota sobre las vpm que realice PGPB.

Directiva de Información

Si bien el 18 de noviembre de 2004 la COFEMER emitió el dictamen final que autoriza a la CRE expedir y publicar en el DOF la Directiva de Información en Materia de Gas Natural (Directiva de Información), la AMGN presentó comentarios adicionales a dicho proyecto en fecha posterior a la citada anteriormente.

En virtud de lo anterior, la CRE revisará de manera conjunta con la AMGN sus comentarios con el objeto de determinar si existe la necesidad de introducir modificaciones al proyecto dictaminado por la COFEMER.

En su caso, la incorporación de modificaciones requerirá llevar a cabo nuevamente el trámite de MIR ante la COFEMER.

Con base en lo anterior, la CRE espera expedir la Directiva de Información en el transcurso del 2005. En términos generales, la Directiva de Información establecerá requerimientos de información suficientes y adecuados que deberán presentar los permisionarios de almacenamiento, distribución, transporte y usos propios de gas natural, así como los importadores y exportadores de este combustible.

A través de este documento, la CRE también pretende precisar el alcance de los requerimientos de información y definir, en su caso, los formatos y plazos para su presentación, con lo que se facilitará a los importadores, exportadores y permisionarios en materia de gas natural, la presentación de la información requerida en el RGN, las Directivas y los permisos.

Expedición de la Directiva de Tarifas de Gas Natural

Durante 2005 se espera expedir la nueva Directiva de Tarifas, tomando en cuenta los últimos comentarios de la AMGN y los permisionarios, con lo que se establecerá un esquema de regulación tarifaria más eficaz y transparente en materia de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

3.4.6 Acuerdos de coordinación

Desde el año 2002 la CRE ha puesto especial interés en la celebración de Acuerdos de Coordinación con el objeto de que las distintas esferas de gobierno, cada una en el ámbito de sus respectivas competencias, establezcan las bases de coordinación para la ejecución de acciones que permitan el desarrollo eficiente de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

La suscripción de los Acuerdos de Coordinación responde a los compromisos del gobierno federal a efecto de impulsar una relación de colaboración a largo plazo entre las autoridades federales, estatales y municipales para optimizar los trabajos de instalación, operación y seguridad de la infraestructura de gas natural y propiciar un desarrollo eficiente de ésta.

A la fecha se han firmado nueve Acuerdos de Coordinación:

- Durante el año 2002 se suscribieron Acuerdos de Coordinación con el Distrito Federal, Estado de México, Coahuila, Durango, Tamaulipas, Guanajuato, Jalisco.
- En el año 2003 se suscribió el Acuerdo de Coordinación con el Gobierno del Estado de Querétaro.
- En el año de 2004 se suscribió el Acuerdo de Coordinación con el Estado de Nuevo León que además del gas natural, incluyó al gas L.P. y otros hidrocarburos, así como las actividades de generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica convencional y no convencional, y ahorro y uso eficiente de la energía al gas.

Los Acuerdos de Coordinación han permitido a las partes involucradas lograr, entre otros, los siguientes objetivos específicos:

- Difundir información sobre el uso de gas natural.
- Compartir información sobre el marco jurídico aplicable a la realización de proyectos en materia de gas natural y desarrollo urbano.
- Propiciar que el suministro de gas natural se realice en condiciones de confiabilidad, estabilidad y seguridad.
- Vigilar que los servicios de transporte, almacenamiento o distribución de gas natural se ajusten al marco jurídico aplicable.
- Propiciar condiciones para que se desarrolle una adecuada cobertura nacional de los sistemas de gas natural, protegiendo los intereses de los usuarios.
- Simplificar y agilizar trámites administrativos.
- Fomentar la capacitación en materia de seguridad, construcción y operación de la infraestructura, así como sobre investigación y desarrollo tecnológico.

Asimismo, la CRE proporcionó a las autoridades locales la información referente al marco jurídico del gas natural, incluyendo las NOMs y asesoría técnica, con la finalidad de que las mismas faciliten el otorgamiento de permisos, autorizaciones y licencias que requieran los permisionarios para la construcción de sus sistemas y, en dado caso, suscriban convenios específicos que permitan a los permisionarios lograr los compromisos establecidos en sus títulos de permiso.

Un aspecto no menos importante en los Acuerdos de Coordinación es la creación de Comités cuyo objetivo principal radica en identificar los problemas y retos que existen en los estados para instrumentar la infraestructura de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

A diferencia del resto de Acuerdos de Coordinación, el del Estado de Nuevo León, por las materias que abarca, establece la creación de tres Comités (Comité de Gas e Hidrocarburos, el Comité de Energía Eléctrica y Ahorro de Energía y el Comité de la Región Burgos).

3.5 Retos

En los próximos diez años, la industria del gas natural se enfrentará a importantes retos, ya que se estima que la demanda crezca con una tasa promedio del 5.8%, mientras que la oferta crecerá únicamente con una tasa promedio del 2.5%. Derivado de lo anterior, se estima que en 2014 existirá un déficit de gas natural que ascenderá a 3.8 mil millones de pies cúbicos diarios.

Durante este período, PEMEX tendrá que realizar inversiones muy importantes en exploración y producción de gas natural. Adicionalmente, es indispensable que el sector privado desarrolle las inversiones necesarias en las actividades contempladas en la legislación. Los proyectos de regasificación de gas natural jugarán un papel fundamental en el incremento de la oferta de gas natural en México en los próximos años, para así poder satisfacer la creciente demanda. Considerando lo anterior, la CRE tendrá un papel fundamental en la implementación de un marco regulatorio sólido, transparente y prede-

cible que permite crear un ambiente adecuado para el desarrollo de las inversiones que requiere el sector de gas natural para lograr satisfacer la demanda en el mediano y largo plazo.

Plena entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales e inicio de la Temporada Abierta del SNG

Uno de los principales retos que se debe concretar en el corto plazo, es la aprobación de los costos de servicio para las distintas modalidades de entrega establecidas en los Términos y Condiciones Generales, con lo que se dará inicio al nuevo régimen de las vpm mediante la aplicación en su totalidad de dichos términos.

Derivado de la aplicación en su totalidad de los Términos y Condiciones Generales, la CRE deberá vigilar el cumplimiento y la entrada en vigor del conjunto de instrumentos que forman el marco regulador de la industria de gas natural, tales como:

- La metodología de precios del gas natural objeto vpm de acuerdo con la versión modificada conforme a la Resolución Núm. RES/061/2002.
- Las tarifas en base firme y base interrumpible del SNG y las condiciones generales para la prestación del servicio de transporte en dicho sistema.
- La contratación de las vpm a la luz de los Términos y Condiciones Generales.
- Las Bases de Coordinación.
- Un sistema de información electrónico accesible por computadora en forma remota sobre las vpm que realice PGPB.

En particular, la industria del gas natural en México aún presenta tres problemas principales:

1. Competencia en la comercialización. Actualmente PEMEX ejerce el monopolio legal en la producción de gas natural y el monopolio natural en el sistema nacional de gasoductos. El control de estas actividades por un mismo agente limita seriamente el desarrollo de la comercialización por parte de terceros, lo que reduce las posibilidades de competencia efectiva en la industria. Bajo la situación actual, PEMEX tiene un incentivo claro para monopolizar la capacidad disponible de transporte, impidiendo con ello el acceso de competidores potenciales en la comercialización. Esto reforzó el monopolio de facto de PGPB en esta actividad.

Dada su condición monopólica, el esquema de comercialización de PEMEX es rígido (los contratos de suministro son fundamentalmente contratos de adhesión). Esta situación deja a los usuarios en una situación de indefensión ante escenarios de desabasto o volatilidad inusitada de precios. Asimismo, la falta de alternativas reales de suministro limita la flexibilidad de los usuarios para contratar opciones de suministro (v.gr. contratos de largo plazo, servicios a la medida, esquemas de financiamiento y coberturas), lo que reduce su capacidad de respuesta para ajustarse a las circunstancias cambiantes de los mercados en los que operan.

A efecto de establecer condiciones de competencia efectiva en las actividades de comercialización, será necesario reformar el RGN para que las vpm se realicen en las plantas de proceso y para prohibir que los transportistas puedan comercializar gas natural, ya sea de manera directa o a través de terceros. Este modelo de separación vertical se ha reproducido en los países que cuentan con una industria de gas natural competitiva, como respuesta a las prácticas anticompetitivas de los transportistas en beneficio de las actividades de comercialización de sus filiales.

Del mismo modo, esta medida permitirá que terceros puedan contratar el servicio de transporte en condiciones equitativas y, en particular, que los comercializadores se encuentren en condiciones para ofrecer servicios de contratación más flexibles, particularmente a los usuarios industriales de este combustible.

2. Mercado secundario de capacidad. Es importante destacar que la consolidación de las actividades de comercialización requieren como complemento la existencia de un mercado secundario de capacidad. Ello les permitirá a los comercializadores ofrecer contratos de suministro a la medida de los usuarios, lo que facilitará optimizar la capacidad disponible en los sistemas de transporte. Para estos efectos, en términos del artículo 69 del RGN, la CRE deberá instrumentar un sistema de información sobre la capacidad que se pretenda liberar en el mercado.

3. Transporte. A pesar de que está permitida la participación de los inversionistas privados en el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural, PEMEX continúa participando directa o indirectamente en la construcción de ductos de transporte vinculado especialmente con proyectos eléctricos.

Lo anterior contradice el objetivo de la reforma de 1995, ya que PEMEX desvía recursos a una actividad que puede ser desarrollada por agentes privados, en lugar de canalizarlos a actividades estratégicas reservadas al Estado, como la exploración y producción del gas natural. Por otro lado, esta conducta envía señales contradictorias a los inversionistas privados, lo que desincentiva su participación en esta actividad ante las barreras que implica el enfrentamiento al monopolio estatal.

Para ello, deberán instrumentarse medidas administrativas orientadas a fomentar la expansión del sistema de transporte por inversionistas privados a fin de permitir que PEMEX se concentre en actividades de producción de gas. De esta forma, PGPB podrá consolidar su sistema de transporte actual para prestar un mejor servicio tanto a los usuarios finales como a los comercializadores privados, sin desviar recursos de inversión de las actividades estratégicas reservadas al Estado tales como la exploración, producción y procesamiento de gas. Esta separación de actividades permitirá finalmente sentar bases sólidas para el desarrollo de una industria más competitiva en México.

4. Beneficios de la desmonopolización de actividades de PEMEX. La competencia entre los diversos productores de gas natural permiti-

En el siguiente cuadro se presentan los retos puntuales que enfrentará el marco regulatorio de la industria de gas natural en los siguientes años y las estrategias que se han planeado para enfrentarlos.

Tabla 3.23 Retos y mecanismos de acción.

Retos	Mecanismos posibles
Satisfacer la demanda interna	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar la producción interna de gas natural • Encontrar nuevos esquemas que permitan canalizar mayores inversiones a la exploración y producción del gas natural no asociado • Promover el desarrollo de terminales de gas natural licuado • Incrementar la infraestructura de interconexión
Promover condiciones adecuadas para una eficiente determinación de precios	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar la producción interna de gas • Reducir la dependencia del gas importado de Estados Unidos • Promover la utilización de esquemas de coberturas para mitigar la volatilidad de los precios del gas natural
Mejorar los procedimientos del régimen de permisos y actualizar el marco regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> • Simplificar y modernizar la regulación • Intensificar las consultas públicas previas a la expedición de instrumentos regulatorios • Mejorar la coordinación de los gobiernos Federal, Estatal y municipal
Consolidar la estructura de la industria prevista en la Reforma Estructural	<ul style="list-style-type: none"> • Instrumentar la regulación de acceso abierto al SNG • Fortalecer la regulación dirigida a mitigar el poder de mercado de PEMEX • Promover mayor competencia en la comercialización de gas natural.
Fortalecer a la CRE	<ul style="list-style-type: none"> • Dotar a la Comisión de suficientes recursos humanos y materiales para cumplir con su objeto • Ampliar las atribuciones de la Comisión para que pueda expedir instrumentos regulatorios en forma más ágil y eficiente, en beneficio de los usuarios

rá el desarrollo de esquemas de contratación bilaterales (a la medida) que ofrezcan a los adquirentes de gas natural mejores precios y mayor flexibilidad para hacer frente a la volatilidad intrínseca de los mercados. Del mismo modo, el desarrollo de fuentes alternas de suministro generará incentivos para atraer recursos a la ampliación de la infraestructura necesaria de almacenamiento y transporte de gas natural por parte de inversionistas privados.

La combinación de estas medidas será el complemento idóneo para la instrumentación adecuada de la política de precios energéticos del país, mediante la cual los precios internos del combustible se determinan con base en referencias internacionales que reflejan el costo de oportunidad

del producto tanto para el productor como para el consumidor. Esta política de precios es la adecuada en un ambiente de apertura comercial en el que se importa gas, ya que evita condiciones de arbitraje que distorsionan las decisiones de producción y asegura un precio adecuado al gobierno por los productos que elabora.

De esta manera se podrá contar con una mayor oferta de este energético para apoyar el crecimiento de demanda de la industria y del sector eléctrico, reduciendo la necesidad de importarlo en el futuro. Con ello se revertirán los efectos negativos de la balanza comercial y se establecerán condiciones de precio más accesibles a los usuarios nacionales del combustible.





10 AÑOS DE REGULACIÓN EN GAS LICUADO DE PETRÓLEO

4.1 Antecedentes

México es uno de los mayores consumidores de gas licuado de petróleo (L.P.) Dicho hidrocarburo tiene una participación de mercado equivalente a 81% en el sector doméstico, ocupando el primer lugar en el mundo en el uso residencial de este combustible. De esta manera, el gas L.P. se consolidó como la quinta fuente de energía más utilizada en el país, después de la gasolina, el gas natural, el diesel y electricidad.

Para atender la demanda de este combustible, la infraestructura actual de PEMEX consta de trece centros de procesamiento de gas L.P., 30 terminales de suministro terrestres y marítimas (trece de ellas conectadas al ducto troncal) y mil 800 km de ductos.

4.2 Introducción

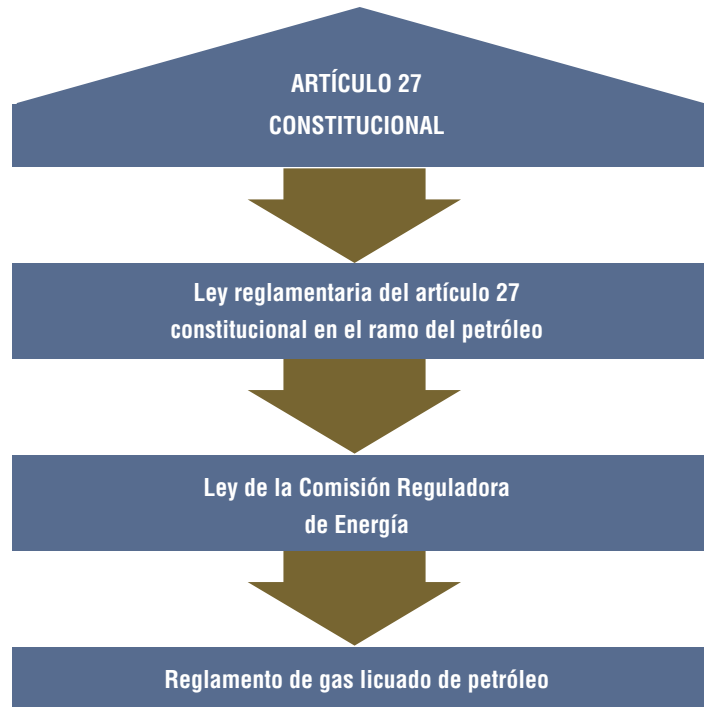
En mayo de 1995, se modificó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LRP). Las reformas al artículo cuarto de dicha Ley abrieron la posibilidad para que el sector privado participara en el transporte, distribución y almacenamiento de gas. Con estos cambios se redefinió el ámbito de la industria petrolera de manera que, en materia de gas L.P., se delimitó únicamente a la producción y venta de primera mano (vpm) del energético. Asimismo se amplió el ámbito de la participación privada para incluir las actividades de transporte y distribución por medio de ductos.

Posteriormente, con la publicación de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en octubre de 1995, se establecieron el objeto y atribuciones de la Comisión en materia de gas LP. De acuerdo con el artículo 2, fracción VIII, de dicha Ley, corresponde a la Comisión regular las vpm del energético, así como el transporte y la distribución de por medio de ductos.

El proceso de reforma estructural concluyó con la expedición del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo (RGLP) en junio de 1999, instrumento por medio del cual se definieron las reglas generales de participación de los agentes involucrados en el industria, así como los criterios y normas generales de regulación que, en el ámbito de su competencia, deben aplicar las autoridades involucradas en el mercado de gas L.P.

Las reformas legales arriba citadas tuvieron como objetivo impulsar una reorganización de la industria de gas L.P. a efecto de:

- Promover la eficiencia de los mercados.
- Promover la competencia tanto en las fuentes de suministro como en el transporte y distribución del combustible.
- Brindar mayor seguridad jurídica a los inversionistas.
- Establecer obligaciones de seguridad en la operación de la industria.
- Definir con claridad y transparencia el ámbito de competencia de cada una de las autoridades federales y locales relacionadas con la operación de la industria del gas L.P.



Las cuatro actividades que ahora engloba la nueva estructura de la industria de gas L.P. se describen a continuación:

- **Ventas de primera mano.** La primera enajenación de gas L.P. de origen nacional que realice PEMEX a un tercero para su entrega en territorio nacional, así como las que realice la paraestatal a un tercero con gas L.P. importado, cuando éste haya sido mezclado con gas L.P. de origen nacional.
- **Transporte.** Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones y equipos para transportar el gas L.P. de los centros procesadores a las plantas de suministro, plantas de almacenamiento o distribución.
- **Almacenamiento.** Construcción, operación y mantenimiento de plantas de suministro o plantas de almacenamiento para depósito.
- **Distribución.** Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones y equipos para la distribución de gas L.P. a los usuarios finales, incluyendo plantas de almacenamiento.

Como se ha señalado antes, de las cuatro actividades arriba citadas únicamente las vpm, así como el transporte y la distribución por ductos, recaen dentro del ámbito de atribuciones de regulación de la CRE. En particular, la CRE cuenta con facultades para:

- Expedir la metodología para el establecimiento de precios máximos y aprobar términos y condiciones generales para las vpm.
- Expedir permisos y aprobar tarifas máximas y condiciones generales para la prestación de los servicios de transporte y distribución por medio de ductos.



4.3 Reglas de participación privada del sector

Los participantes de la industria del gas L.P. en el ámbito del marco legal de la CRE realizan las actividades siguientes:

- **PEMEX:** encargado de las vpm y de la operación del Sistema de Transporte de Gas L.P. (Sistema troncal de LPG-ductos); asimismo, realiza actividades de comercialización.
- **Transportistas por medio de ductos:** construyen, operan y tienen en propiedad nuevos ductos de transporte para recibir, conducir y entregar gas L.P.
- **Distribuidores por medio de ductos:** construyen, operan y tienen propiedad nuevos sistemas de distribución para comprar, conducir, entregar y comercializar gas L.P. a los usuarios finales.

Régimen de permisos. Se instrumentó un régimen de permisos para las actividades de transporte y distribución por medio de ductos a fin de regularlos operativa y económicamente. Los permisos para dichas actividades son otorgados por la CRE por un periodo inicial de 30 años, el cual puede renovarse por uno o más periodos de 15 años adicionales.

Transporte por medio de ductos. Los permisos de transporte se otorgan para una capacidad y trayecto determinados. A su vez, estos permisos se dividen en dos tipos:

- **Acceso abierto.** La prestación del servicio público de recepción, conducción y entrega de gas L.P. propiedad de terceros.
- **Usos propios.** El autoconsumo referido a la recepción, conducción y entrega de gas L.P. para consumo propio.

Distribución por medio de ductos. En relación a la distribución por medio de ductos, los permisos son otorgados para una red de distribución determinada y contemplan la entrega-recepción de gas L.P. a consumidores finales.

4.4 Instrumentos Regulatorios

De acuerdo con el RGLP, los principios de regulación que se aplicarán tendrán por objeto introducir condiciones de competencia, equidad, claridad y transparencia en la industria y serán recogidos por la Comisión en los instrumentos de regulación que expida, entre éstos principios se encuentran:

- **Acceso abierto.** Los titulares de un permiso de transporte o distribución por medio de ductos tienen la obligación de permitir el acceso abierto a sus sistemas en condiciones no discriminatorias y otorgar un trato similar a clientes semejantes en condiciones similares, siempre y cuando exista la capacidad disponible.
- **Integración vertical.** En términos del artículo 21 del RGLP, los permisionarios de transporte son los únicos que no pueden ser titulares de otro permiso relacionado con esta actividad o inclusive tener participación accionaria en la prestación de cualquier servicio relacionado con la industria.
- **Separación de cargos.** Los titulares de permisos de transporte y distribución por medio de ductos deben ofrecer sus servicios en forma separada, por lo que los cargos aplicables a los mismos deberán reflejar los costos inherentes a cada uno de ellos.
- **Origen de las inversiones.** Bajo la nueva estructura de la industria de gas L.P. es factible la participación de inversión privada nacional y extranjera en actividades antes reservadas al Estado. Los permisos de transporte por ductos pueden ser otorgados a sociedades mercantiles de cualquier nacionalidad. Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Inversiones Extranjeras, los permisos de distribución tienen cláusula de exclusión de extranjeros, por lo que la prestación de estos servicios quedan reservados en carácter de exclusividad a los inversionistas nacionales. Por otro lado, el RGLP estipula que las actividades de comercio exterior del gas L.P. podrán ser efectuadas libremente por los particulares, en adición a PEMEX, en términos de la Ley de Comercio Exterior; aunque para ello se requiere previo permiso por parte de la Secretaría de Economía (SE).

Términos y condiciones generales de ventas de primera mano

En las ventas de primera mano de gas L.P., PEMEX debe apegarse al marco contractual establecido en los Términos y Condiciones Generales para la VPM de Gas L.P. (Términos y condiciones generales de gas L.P.).

Para estos efectos, la paraestatal presentó para aprobación de la CRE una primera propuesta de Términos y condiciones generales de gas

L.P. misma que modificó a solicitud de la CRE para hacerla acorde con las prácticas comerciales observadas por empresas, nacionales e internacionales, que se dediquen a la compra-venta de este combustible, así como con la organización industrial plasmada en el RGLP. La última propuesta presentada en 2004 esta siendo analizada por la CRE a la luz de los anteriores criterios. En tanto no se aprueben definitivamente los Términos y condiciones generales de gas L.P., PEMEX seguirá suministrando gas L.P. conforme a los contratos que tiene celebrados actualmente con sus clientes.

Directiva sobre la determinación del precio máximo del gas LP objeto de vpm

A efectos de regular las ventas de primera mano de gas L.P. que realiza PEMEX en México, la CRE regula los precios de vpm de este combustible. Actualmente se está desarrollando un proyecto de Directiva sobre la Determinación del Precio Máximo del gas L.P. objeto de vpm (DPVPM), la cual establecerá la metodología para la determinación de dicho precio que permita reflejar el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas L.P., respecto al mercado internacional relevante y al lugar donde se efectúe la venta.

Cabe señalar que el 27 de febrero de 2003 el Ejecutivo Federal publicó en el DOF el Decreto por el que se sujeta el gas L.P. a precios máximos de vpm y de venta a usuarios finales (el Decreto), el cual permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2005; de acuerdo con la última reforma realizada el 24 de diciembre de 2004.

Este ordenamiento establece un régimen de excepción a la regulación en materia de precios del gas L.P. objeto de vpm establecida en el RGLP.



En su lugar, los precios del energético se determinan con una metodología cuyo objetivo fundamental es moderar el efecto de la volatilidad del precio del gas L.P. observado en el ámbito internacional, con base en criterios que promuevan la suficiencia en el abasto y permitan alcanzar un equilibrio en los resultados comerciales vinculados con las vpm de dicho producto.

En parte por lo anterior y también debido a que la SENER está proceso de expedir un proyecto de modificaciones al Reglamento de gas L.P., la CRE no ha logrado concluir diversos proyectos de regulación pendientes, entre los que se encuentra la DPVPM. En particular, el proceso de expedición de dicha Directiva quedó suspendido hasta que finalice la vigencia de dicho Decreto. Se espera que próximamente inicie el trámite de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR) ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER), a fin de contar con la DPVPM, una vez que concluya la sujeción del gas L.P. a precios máximos de vpm y de venta a usuarios finales. Ello representará un paso importante en la consolidación de la estructura básica de regulación de la industria del gas L.P. y favorecerá la competencia a lo largo de la cadena de suministro del combustible.

Directiva sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas LP por ductos

En términos del RGLP, las tarifas de transporte y distribución por medio de ductos de gas L.P. deben regularse a través de una metodología de tarifas máximas que permita a los permisionarios que utilicen racionalmente los recursos, en el caso de las tarifas iniciales, y a los Permisionarios eficientes, en el caso de su ajuste, obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable.

Además, las partes pueden pactar libremente una tarifa inferior a la máxima, siempre y cuando la tarifa convencional no sea inferior al costo variable de prestar el servicio.

La CRE elaboró un proyecto de Directiva sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas L.P. por ductos, que presenta un esquema de regulación por incentivos mediante el cual se establecerán tarifas máximas para estos servicios por periodos de cinco años. Dichas tarifas permitirían a los permisionarios eficientes obtener ingresos suficientes para recuperar los costos de prestación de los servicios, la depreciación de su base de activos, los impuestos y una rentabilidad razonable sobre la inversión.

El proceso de expedición de esta Directiva se encuentra en la etapa de trámite de MIR ante la COFEMER.

Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas L.P.

Debido a la experiencia y los avances alcanzados en la regulación en materia contable en las actividades de transporte y distribución de gas natural, y aprovechando la similitud de esta materia con la correspondiente

a gas L.P., se elaboró un proyecto de Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas L.P. con base en la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, y su propuesta de modificaciones.

El proceso de expedición de esta Directiva iniciará en breve con el trámite de MIR ante la COFEMER.

Términos y condiciones de servicios

La regulación operativa de los servicios de transporte y distribución por medio de ductos se sujeta a lo establecido en las Condiciones Generales de la Prestación del Servicio que presente el permisionario y apruebe la CRE, mismos que quedan establecidos en el título de permiso correspondiente.

4.5 Evolución de los Precios de vpm

La política de precios del gas L.P. en México ha sido modificada en diversas ocasiones a lo largo de los últimos cinco años como consecuencia de la inestabilidad de los mercados internacionales de referencia. En los inicios del quinquenio los precios del gas L.P. se calcularon conforme al mecanismo transitorio para la determinación de los precios del gas L.P. objeto de vpm, mismo que se adecuó en múltiples ocasiones con el fin de suavizar el impacto de la volatilidad de los precios de referencia sobre el precio al público de este combustible.

Hasta febrero de 2001, con el fin de que los precios de vpm del gas L.P. reflejaran la evolución del mercado internacional, se aplicó el mecanismo transitorio bajo el esquema denominado t-3 acotado, que consistió en considerar el promedio móvil trimestral de las cotizaciones del gas L.P. en Mont Belvieu, sujeto a que los precios al consumidor final variaran en un rango de incrementos acotados entre cero y 2%.

En marzo de 2001 se eliminó la banda de fluctuación señalada anteriormente y el mecanismo transitorio se modificó de manera que la logística de suministro por parte de PEMEX dejó de considerar los costos de transporte a las plantas de los distribuidores. No obstante, el día 12 de ese mismo mes el Ejecutivo Federal publicó en el DOF el Decreto por el que se determina que el gas L.P. quedará sujeto al precio máximo de venta a usuarios finales que fije la Secretaría de Economía, el cual tuvo una vigencia inicial de seis meses. La expedición del Decreto fue motivada por circunstancias adversas en el mercado que provocaron aumentos inesperados en los precios del gas L.P. en perjuicio de los usuarios mexicanos y de su economía. Mientras otro ocurría, la Comisión Federal de Competencia llevaba a cabo procedimientos para determinar la existencia o no de prácticas monopólicas y de competencia efectiva en el sector. Entre tanto, y por razones de orden público e interés social, se consideró oportuno dar certidumbre temporal a los precios finales del energético a nivel nacional.

En concordancia con lo anterior, la CRE inició una nueva política de



precios administrados de acuerdo con la cual los precios de vpm del gas L.P. se calcularon de tal forma que los precios a los consumidores finales permanecieron constantes en su nivel de marzo de 2001. Esta política de precios se mantuvo hasta junio del mismo año.

En julio de 2001, la CRE modificó nuevamente el mecanismo transitorio de manera que los precios de vpm de gas L.P. se calcularon con base en el esquema t-1, es decir, considerando los precios de referencia del mes inmediato anterior. Adicionalmente, a finales de ese mismo mes, la CRE aprobó nuevas modificaciones al mecanismo transitorio y a los contratos para las vpm de gas L.P. con el fin de que, a partir de agosto de 2001, dichas ventas se efectuaran bajo el esquema libre a bordo (LAB), en el que la entrega del producto por parte de PEMEX se realiza en sus plantas de suministro y el comprador se responsabiliza del transporte del combustible hasta sus instalaciones. El mecanismo t-1 para la determinación de los precios de vpm de gas L.P. estuvo vigente hasta febrero de 2003.

Ante la persistente volatilidad de los precios del gas L.P. en el mercado internacional, el 27 de febrero de 2003 el Ejecutivo Federal expidió un nuevo Decreto por el que el gas L.P. y los servicios involucrados en su entrega quedaron sujetos a precios máximos de vpm y de venta a usuarios finales.

En términos del artículo tercero de este ordenamiento, corresponde a la CRE, considerando la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, establecer la metodología para la determinación del precio de vpm de gas L.P., en tanto que la Secretaría de Economía es la encargada de fijar el precio máximo de venta al usuario final. En particular, la metodología que expida la CRE buscará moderar el efecto de la volatilidad del precio con base en criterios que eviten la insuficiencia en el abasto y que permitan alcanzar un equilibrio en los resultados comerciales vinculados con las ventas de primera mano de dicho producto.

Originalmente se consideró que el Decreto señalado tendría una vigencia de seis meses. No obstante, ésta ha sido modificada en diversas ocasiones, de manera que la vigencia actual culminó en diciembre de 2005.

A partir de marzo de 2003 y hasta diciembre de 2004, en apego al Decreto antes mencionado, la CRE expidió metodologías mensuales para determinar el precio de vpm de gas L.P. que permitieron moderar los incrementos en los precios de venta del energético a los usuarios finales.

El 30 de diciembre de 2004 el Ejecutivo Federal expidió el Decreto por el que se modifican diversos aranceles de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación. Entre otras fracciones arancelarias modificadas, el Decreto suprimió el gravamen a las importaciones de gas L.P. procedentes de cualquier país, incluidos aquellos con los cuales México carece de tratados comerciales. Lo anterior hace factible la importación de gas L.P. en igualdad de circunstancias sin importar el país de procedencia del energético.

Desde enero de 2005 los precios de vpm del gas L.P. se calculan con base en una metodología basada en el promedio móvil de doce observaciones. Para enero de 2005, el precio se calculó con base en el promedio de los valores correspondientes a los precios aplicados en los términos del Decreto para los meses comprendidos entre enero y agosto de 2004, inclusive, así como los precios del mercado de referencia de los cuatro meses previos a enero de 2005 (t-4). El cálculo de los precios para cada mes subsecuente incorpora, de manera sucesiva, la cotización del mes inmediato anterior de precios de mercado y substraerá la más antigua de las fijadas en términos del Decreto, hasta alcanzar t-12.

Adicionalmente, a efecto de moderar la volatilidad de precios, la metodología anterior se sujeta a una banda de variación tal que el promedio ponderado nacional del precio máximo del gas L.P. de venta al usuario final refleje incrementos acotados entre un mínimo de 0.75% y un máximo de 1.75% respecto del mes anterior.

4.6 Resultados

En virtud de que el RGLP estableció el nuevo régimen de permisos a partir de junio de 1999, durante la presente administración, la CRE otorgó cinco autorizaciones para las actividades de transporte y una autorización para distribución por medio de ductos, las cuales deberán ser regularizadas en términos de la legislación vigente mediante la expedición del título de permiso correspondiente. Estas autorizaciones representan compromisos de construcción de sistemas de LGP-ductos cercanos a los 550 km.

Transporte. De las cinco autorizaciones de transporte de acceso abierto otorgadas por la CRE hasta la fecha, tres de ellas fueron expedidas a



PGPB y dos a empresas privadas (Penn Octane e Invalle). Los compromisos de inversión estimados de estas autorizaciones superan los 54 millones de dólares, mismos que representan la construcción de 307 km de LPG-ductos con una capacidad de 1,669 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).

Sobre esta actividad, sólo la empresa Penn Octane presentó una solicitud de permiso el 8 de diciembre de 1999, la cual se encuentra en trámite de otorgamiento del título definitivo.

En cuanto se concluya el marco regulatorio en materia de vpm de gas L.P., PGPB deberá presentar de manera obligatoria la solicitud del título de permiso correspondiente al sistema troncal de LPG-ductos de acceso abierto que se encuentra operando actualmente.

Finalmente debe de cometarse que el permiso definitivo para el LPG-ducto correspondiente al trayecto Cactus-Guadalajara (de 1,231 km) se encuentra en proceso de revisión por parte de la CRE.

Distribución. En relación con las actividades de distribución de gas L.P. por medio de ductos, la CRE otorgó una sola autorización a Compañía de Gas de Tijuana, misma que ya solicitó el otorgamiento del título de permiso definitivo el 12 de diciembre de 1999 el cual está en proceso de evaluación.

El 16 de diciembre de 2004, la CRE otorgó el título de permiso

Núm. G/162/LPD/2004 a la empresa Gas del Caribe para realizar actividades de distribución de gas L.P. por medio de ductos para el trayecto Cancún-Tulum. Los compromisos de inversión estimados ascienden a 8.5 millones de dólares, mismos que permitirán la construcción de 126.6 km de ductos de distribución de gas L.P. con una capacidad de 6.34 MMpcd.

4.7 Retos

Expedición del permiso definitivo de PGPB

Actualmente, la CRE se encuentra analizando la solicitud para otorgar el título de permiso definitivo para el sistema troncal LPG-ductos que opera PGPB y aprobar las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio. En dichas condiciones se establecerán los términos a que se sujetará el acceso abierto al sistema, la prestación de las diver-

sas modalidades de servicio, la descripción de dichas modalidades, las tarifas, los derechos y obligaciones del prestador del servicio, así como los demás aspectos operativos, comerciales y jurídicos que normarán la relación entre los usuarios y PGPB.

Verificación y vigilancia

La totalidad de los sistemas autorizados se encuentran en operación, por lo que las actividades de la CRE deberán orientarse de manera creciente a los aspectos de regulación, control y seguimiento necesarios para el desarrollo eficiente de la industria de gas LP. Para estos efectos, la CRE deberá elaborar un programa de visitas de verificación que le permita supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas en materia de gas L.P.

Autorizaciones vigentes de transporte y distribución de gas L.P.

EMPRESA	Fecha de otorgamiento	Longitud (Km)	Inversión (millones de dólares)	Capacidad (MMpcd)
Transporte de acceso abierto				
PGPB/Terminal Méndez	14-Abr-97	34.7	4.7	135
PGPB/Jáltipan Salina Cruz	09-Sep-97	232.9	40.5	168
PGPB/LPG-ducto Tuzandépetl	26-Jun-98	28.8	8.1	1,024
Invalle, S. A. de C. V.	05-Mar-99	0.6	0.1	225
Distribución				
Cía. de Gas de Tijuana	05-Jun-97	240.0	-	-
Total		542.4	53.5	1,552





5. DESARROLLO INSTITUCIONAL

5.1 recursos humanos

La CRE cuenta con una plantilla de 137 personas. De estas plazas, 91 constituyen mandos medios y superiores, 21 enlaces y 25 personal operativo. Los mandos medios y superiores de la CRE cuentan con un alto nivel académico: 70% tiene licenciatura; 15% tiene maestría y 4% doctorado. Las áreas de especialización más frecuentes entre el personal son ingeniería, economía, derecho y contaduría. Un aspecto adicional que distingue a la CRE de otras entidades tanto públicas, como privadas, es el hecho de que la participación femenina en mandos medios y superiores alcanza el 35%, condición representativa de la transformación del papel de la mujer en la sociedad moderna. Asimismo, es importante destacar que a pesar de la carga de trabajo que se duplicó en los últimos años, el personal de la CRE fue disminuido en un 9% debido a los programas de racionalización de gasto público.

A partir de 2004 con la entrada en vigor de la Ley del Servicio Profesional de Carrera y su reglamento, se establecieron las bases para la organización, funcionamiento y desarrollo profesional de los Servidores Públicos de la Administración Pública Federal.

Tal y como lo establece la citada Ley, se llevó a cabo el procedimiento para el ingreso mediante convocatorias públicas y abiertas para concursar las plazas vacantes generadas, contando ya con cinco Servidores Públicos de Carrera.

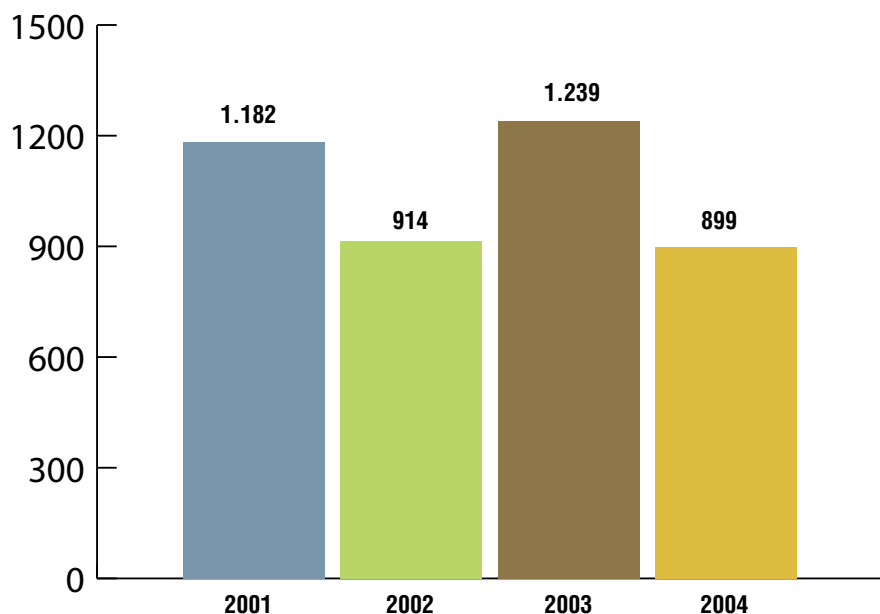
5.2 Capacitación

La CRE estableció una interrelación con la calidad en sus servicios y esto se refleja en una mejor y más precisa orientación en la capacitación que otorga a sus empleados, coadyuvándolos a superarse y actualizarse a través de la realización de sus actividades, como lo exige el constante cambio del sector energético y su regulación.

La CRE plantea una visión avanzada en tecnologías de información, por lo que preparó a su personal en el uso de esta herramienta que día a día se vuelve más indispensable, capacitando a su personal operativo y de mando para alcanzar los requerimientos indispensables de uso cotidiano en la materia; asimismo, atendiendo los requerimientos del Servicio Profesional de Carrera mediante el portal @campusMéxico con el propósito



Presupuesto ejercido en capacitación (miles de pesos)



de homogenizar el desarrollo de las habilidades y capacidades técnicas entre los servidores públicos de la propia Comisión y respecto del resto de la Administración Pública Federal.

Durante los últimos años se capacitó a más personal con menos recursos, se contrataron más cursos colectivos y se contó con grupos de entre 5 y 30 participantes, por lo que el número de acciones de capacitación aumentó considerablemente en contraste con el número de cursos; en proporción inversa los recursos financieros invertidos en capacitación disminuyeron 25% de 2001 a 2004.

5.3 Presupuesto

Durante el período de 2001 a 2004, la tendencia del presupuesto ejercido fue ascendente, sin embargo en el 2005 el presupuesto autorizado disminuyó en un 19.6%. Lo anterior provocó que la CRE optimizara la utilización de los recursos con el propósito de alcanzar sus metas y objetivos. Uno de los principales retos de la CRE consiste en lograr incrementar el presupuesto asignado para contratar asesorías necesarias, realizar un mayor número de visitas de verificación, etc.

T-5291



ANEXOS

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

Registro de permisos de generación de energía eléctrica otorgados entre el 2001 y el 2005

2001 Fecha	Interesado	Tipo de permiso
2001-01-12	Fermicaise, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/183/AUT/2001
2001-01-12	Becton Dickinson de México, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/184/COG/2001
2001-02-15	Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V.	Permiso de producción independiente de permiso E/185/PIE/2001
2001-02-15	Enermaya, S. de R.L. de C.V.	Permiso de cogeneración en E/186/COG/2001
2001-02-15	Syntex, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/187/COG/2001
2001-03-23	DeAcero, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/188/IMP/2001
2001-03-23	Compañía Azucarera Independencia, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/189/AUT/2001
2001-03-23	Cementos Apasco, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/190/AUT/2001
2001-04-27	TransAlta Chihuahua, S.A. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, E/191/PIE/2001
2001-05-10	Mission Hills, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/192/AUT/2001
2001-05-10	Compañía de Energía Mexicana, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/193/AUT/2001
2001-05-28	Papeles Ultra, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/194/AUT/2001
2001-06-01	Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	Se otorga a permiso para importar energía eléctrica E/195/IMP/2001
2001-07-19	Motorola de México, S.A.	Permiso de autoabastecimiento E/196/AUT/2001
2001-08-09	Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	Permiso de exportación a través de un proyecto de producción independiente E/197/EXP/2001
2001-08-16	Central Lomas de Real, S.A. de C.V.	Permiso de producción independiente E/198/PIE/2001
2001-08-16	Energía Azteca VIII, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/199/AUT/2001
2001-09-25	Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica destinada a la exportación a través de un proyecto de producción independiente E/200/EXP/2001
2001-09-25	Eléctrica del Valle de México, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/201/AUT/2001
2001-10-15	AES Rosarito, S. de R.L. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica destinada a la exportación a través de un proyecto de producción independiente E/202/EXP/2001
2001-11-08	Mexicana de Electrogenación, S.A. de C.V. Proyecto Trigomil	Permiso de autoabastecimiento E/203/AUT/2001
2001-11-08	Mexicana de Electrogenación, S.A. de C.V. Proyecto Tacotán	Permiso de autoabastecimiento E/204/AUT/2001

2002		
Fecha	Interesado	Tipo de permiso
2002-01-10	Iberdrola Energ_ a Monterrey, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/205/AUT/2002
2002-01-18	PEP. Plataforma AKAL-C, Compresión CA-AC-2	Permiso de autoabastecimiento E/206/AUT/2002
2002-04-04	Liverpool Provincia, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/207/AUT/2002
2002-04-22	Central Valle Hermoso, S.A. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente E/208/PIE/2002
2002-04-22	Liverpool Chihuahua, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/209/AUT/2002
2002-04-22	Liverpool Provincia, S.A. de C.V., Central Querétaro	Permiso de autoabastecimiento E/210/AUT/2002
2002-04-22	Operadora Comercial Las Nuevas F_bricas, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/211/AUT/2002
2002-04-22	Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/212/IMP/2002
2002-04-22	Pemex-Exploración y Producción. Centro de Proceso Akal-B	Permiso de autoabastecimiento E/213/AUT/2002
2002-07-11	Fuerza Elica de Baja California, S.A. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica destinada a la exportación a través de un proyecto de producción independiente E/214/EXP/2002
2002-09-19	Parques Ecológicos de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/215/AUT/2002
2002-09-26	Iberdrola Energía La Laguna, S.A. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente E/216/PIE/2002
2002-10-23	Bioenergía de Nuevo León, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/217/COG/2002
2002-10-23	Molymex, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/218/AUT/2002
2002-10-23	AES Mérida III, S. de R.L. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica destinada a la exportación a través de un proyecto de producción independiente E/219/EXP/2002
2002-11-07	Tratimex, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/220/COG/2002
2002-11-07	Comifral, S.A. de C.V. Coatzacoalcos	Permiso de autoabastecimiento E/221/AUT/2002
2002-11-07	Frasyr, S.A. de C.V., Chihuahua	Permiso de autoabastecimiento E/222/AUT/2002
2002-11-07	Frasyr, S.A. de C.V., Mazatl_n	Permiso de autoabastecimiento E/223/AUT/2002
2002-11-07	Frasyr, S.A. de C.V., Perinorte	Permiso de autoabastecimiento E/224/AUT/2002
2002-11-14	Comifral, S.A. de C.V., Tuxtla Guti_rrez	Permiso de autoabastecimiento E/225/AUT/2002
2002-11-14	Comifral, S.A. de C.V., Villahermosa	Permiso de autoabastecimiento E/226/AUT/2002
2002-11-14	Comifral, S.A. de C.V., Poza Rica	Permiso de autoabastecimiento E/227/AUT/2002
2002-11-14	Comifral, S.A. de C.V., Tapachula	Permiso de autoabastecimiento E/228/AUT/2002
2002-11-14	Frasyr, S.A. de C.V., Monterrey Centro	Permiso de autoabastecimiento E/229/AUT/2002
2002-11-14	Frasyr, S.A. de C.V., Veracruz	Permiso de autoabastecimiento E/230/AUT/2002
2002-11-14	Frasyr, S.A. de C.V., Acapulco	Permiso de autoabastecimiento E/231/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Acoxta	Permiso de autoabastecimiento E/232/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Perisur	Permiso de autoabastecimiento E/233/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Satélite	Permiso de autoabastecimiento E/234/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Insurgentes	Permiso de autoabastecimiento E/235/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Centro	Permiso de autoabastecimiento E/236/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Polanco	Permiso de autoabastecimiento E/237/AUT/2002
2002-11-27	Liverpool México, S.A. de C.V., Santa Fe	Permiso de autoabastecimiento E/238/AUT/2002
2002-12-13	Frasyr, S.A. de C.V., Guadalajara	Permiso de autoabastecimiento E/239/AUT/2002
2002-12-19	Genermex, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/240/AUT/2002

2003		
Fecha	Interesado	Tipo de permiso
2003-01-27	Proveedora de Electricidad de Occidente, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/241/AUT/2003
2003-03-12	Proveedora Nacional de Electricidad, S.A. de C.V. Proyecto El Guineo	Permiso de autoabastecimiento E/242/AUT/2003
2003-03-12	Pemex-Exploración y Producción Centro de Proceso, Akal-L	Permiso de autoabastecimiento E/243/AUT/2003
2003-04-24	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Mazatlán	Permiso de autoabastecimiento E/244/AUT/2003
2003-04-24	Cummins, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/245/AUT/2003
2003-04-30	Tiendas Soriana, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/246/AUT/2003
2003-05-22	Pemex-Exploración y Producción, Akal-G	Permiso de autoabastecimiento E/247/AUT/2003
2003-05-22	Pemex-Exploración y Producción, Akal-P	Permiso de autoabastecimiento E/248/AUT/2003
2003-05-22	Liverpool Provincia, S.A. de C.V., Planta Puebla	Permiso de autoabastecimiento E/249/AUT/2003
2003-05-22	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Irapuato	Permiso de autoabastecimiento E/250/AUT/2003
2003-05-29	Liverpool Tampico, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/251/AUT/2003
2003-05-29	Liverpool Provincia, S.A. de C.V., Planta Metepec	Permiso de autoabastecimiento E/252/AUT/2003
2003-05-29	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Chihuahua	Permiso de autoabastecimiento E/253/AUT/2003
2003-05-29	Impulsora Mexicana de Energía, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/254/AUT/2003
2003-06-05	Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/255/IMP/2003
2003-06-05	Barcel, S.A. de C.V., Planta Gómez Palacio	Permiso de autoabastecimiento E/256/AUT/2003
2003-07-10	Daewoo Electronics de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/257/IMP/2003
2003-07-10	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Bimbo Villahermosa	Permiso de autoabastecimiento E/258/AUT/2003
2003-07-10	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Marinela Villahermosa	Permiso de autoabastecimiento E/259/AUT/2003
2003-07-16	Bticino de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/260/AUT/2003
2003-08-07	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Coecillo	Permiso de autoabastecimiento E/261/AUT/2003
2003-08-14	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Puebla	Permiso de autoabastecimiento E/262/AUT/2003
2003-08-14	Nestlé México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/263/AUT/2003
2003-08-14	Barcel, S.A. de C.V., Planta Lerma	Permiso de autoabastecimiento E/264/AUT/2003
2003-08-28	Energía Nacional, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/265/AUT/2003
2003-09-04	Tía Rosa, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/266/AUT/2003
2003-09-11	Trigen Altamira, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/267/COG/2003
2003-09-25	Siemens VDO, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/268/AUT/2003
2003-10-14	Muebles Fino Buenos, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/269/AUT/2003
2003-10-30	Kenworth Mexicana, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/270/IMP/2003
2003-10-30	Emermex, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/271/IMP/2003
2003-10-30	Daewoo Orion Mexicana, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/272/IMP/2003
2003-10-30	Compañía Productora de Hielo, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/273/IMP/2003
2003-10-30	AMP Industrial Mexicana, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/274/IMP/2003
2003-10-30	Industrias Zahori, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/275/IMP/2003
2003-11-04	Fábrica de Papel San Francisco, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/276/IMP/2003
2003-11-04	Fevisa Industrial, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/277/IMP/2003
2003-11-04	Sony de Mexicali, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/278/IMP/2003

2003-11-04	Pims, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/279/IMP/2003
2003-11-04	Bimbo, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/280/AUT/2003
2003-11-18	Rheem Mexicali, S. de R.L. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/281/IMP/2003
2003-11-28	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Mexicali	Permiso de importación de energía eléctrica E/282/IMP/2003
2003-11-28	Compañía Siderúrgica de California, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/283/IMP/2003
2003-11-28	Wabash Technologies de México, S. de R.L. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/284/IMP/2003
2003-11-28	Kwang Sung Electronics México, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/285/IMP/2003
2003-11-28	Thomson Displays Mexicana, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/286/IMP/2003
2003-12-04	Skyworks Solutions, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica E/287/IMP/2003
2003-12-11	Energía Altamira, S.A. de C.V.	Permiso de importación de energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente E/288/PIE/2003

2004		
Fecha	Interesado	Tipo de permiso
2004-01-09	Compañía de Generación Valladolid, S. de R.L. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente E/289/PIE/2004
2004-01-22	Bridgestone/Firestone de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/290/AUT/2004
2004-02-19	Cargill de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/291/AUT/2004
2004-02-26	Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R.L. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente E/292/PIE/2004
2004-03-18	Prup, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/293/COG/2004
2004-03-18	PGPB. Centro Procesador de Gas de Burgos	Permiso de autoabastecimiento E/294/AUT/2004
2004-03-25	Operadora del Noroeste del Valle de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/295/AUT/2004
2004-05-20	Bimbo, S.A. de C.V., Planta San Nicolás de los Garza	Permiso de autoabastecimiento E/296/AUT/2004
2004-06-03	Conservas La Costeña, S.A. de C.V., y Jugomex, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/297/COG/2004
2004-06-03	LG. Philips Displays México, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/298/IMP/2004
2004-06-14	Omya México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/299/AUT/2004
2004-06-14	Promotores Inmobiliarios El Caracol, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/300/AUT/2004
2004-06-17	Accuride International, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/301/IMP/2004
2004-07-15	Petróleos Mexicanos	Permiso de autoabastecimiento E/302/AUT/2004
2004-08-12	Desarrollos Metropól, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/303/AUT/2004
2004-08-17	Cadbury Adams México, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/304/AUT/2004
2004-08-17	Productos Marinela, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/305/AUT/2004
2004-09-09	Laboratorios Pisa, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/306/AUT/2004
2004-10-27	Tron Hermanos, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/307/AUT/2004
2004-11-26	Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A. de C.V.	Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente E/308/PIE/2004
2004-12-01	Bimbo, S.A. de C.V., Planta Tijuana	Permiso de autoabastecimiento E/309/AUT/2004
2004-12-01	Ropa Siete Leguas, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/310/AUT/2004
2004-12-16	Ford Motor Company, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/311/AUT/2004
2004-12-16	Cordaflex, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/312/AUT/2004

2005		
Fecha	Interesado	Tipo de permiso
2005-01-13	Sales del Istmo, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/313/AUT/2005
2005-01-20	Inmobiliaria ROG, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/314/AUT/2005
2005-01-20	Inmobiliaria Puerta Maya, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/315/AUT/2005
2005-02-02	Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/316/AUT/2005
2005-02-02	GE Toshiba Turbine Components de México, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/317/AUT/2005
2005-02-10	Textiles Denim, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/318/AUT/2005
2005-02-23	Bimbo, S.A. de C.V., Planta San Luis Potosí	Permiso de autoabastecimiento E/319/AUT/2005
2005-02-23	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/320/AUT/2005
2005-03-03	Cervecería del Pacífico, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/321/AUT/2005
2005-03-31	Eoliatic del Istmo, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/322/AUT/2005
2005-04-19	Costco de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/323/AUT/2005
2005-04-28	Porcelanite, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/324/AUT/2005
2005-05-19	Cartones Ponderosa, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/325/COG/2005
2005-06-02	Rectificadores Internacionales, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/326/IMP/2005
2005-06-09	Generadora Petrocel, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/327/COG/2005
2005-06-09	Loma Textil, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/328/AUT/2005
2005-06-09	Latinoamericana de Vidrio, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/329/AUT/2005
2005-06-09	Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali	Permiso de autoabastecimiento E/330/AUT/2005
2005-06-09	Productora Nacional de Papel, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/331/COG/2005
2005-06-09	Bayer de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/332/AUT/2005
2005-07-07	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Lada	Permiso de autoabastecimiento E/334/AUT/2005
2005-07-07	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Cuicuilco	Permiso de autoabastecimiento E/335/AUT/2005
2005-07-07	Grupo Gamesa, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/336/AUT/2005
2005-07-21	Tablex-Miller, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/337/AUT/2005
2005-08-04	Piasa Cogeneración, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/338/COG/2005
2005-08-04	Cobielec, S.A. de C.V.	Permiso de cogeneración E/339/COG/2005
2005-08-11	BSM Energía de Veracruz, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/340/AUT/2005
2005-08-11	Polímeros y Derivados, S.A. de C.V., Planta El Carmen	Permiso de autoabastecimiento E/341/AUT/2005
2005-08-11	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart	Permiso de autoabastecimiento E/342/AUT/2005
2005-08-11	Alimentos Kowi, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/343/AUT/2005
2005-08-25	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Universidad	Permiso de autoabastecimiento E/344/AUT/2005
2005-08-25	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Bandera	Permiso de autoabastecimiento E/345/AUT/2005
2005-08-25	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Nextengo	Permiso de autoabastecimiento E/346/AUT/2005
2005-08-25	Especialidades Médicas Kenmex, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/347/IMP/2005
2005-08-25	Retail Group de México, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/348/IMP/2005
2005-09-01	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Sam's Cuautitlán	Permiso de autoabastecimiento E/349/AUT/2005
2005-09-01	Médica Sur, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/350/AUT/2005
2005-09-01	Nellcor Puritan Bennett México, S.A. de C.V.	Permiso para importar energía eléctrica E/351/IMP/2005
2005-09-08	a) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Sam's Mexicali	Permiso de autoabastecimiento E/352/AUT/2005
2005-09-08	b) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Mexicali	Permiso de autoabastecimiento E/353/AUT/2005

2005-09-08	c) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Hermosillo	Permiso de autoabastecimiento E/354/AUT/2005
2005-09-08	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Ciudad Obregón	Permiso de autoabastecimiento E/355/AUT/2005
2005-09-08	d) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Mazatlán	Permiso de autoabastecimiento E/356/AUT/2005
2005-09-08	e) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Los Mochis	Permiso de autoabastecimiento E/357/AUT/2005
2005-09-08	f) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart México 68 Culiacán	Permiso de autoabastecimiento E/358/AUT/2005
2005-09-08	g) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Sam's Ciudad Obregón	Permiso de autoabastecimiento E/359/AUT/2005
2005-09-08	h) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Sam's Hermosillo	Permiso de autoabastecimiento E/360/AUT/2005
2005-09-08	i) Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Sam's Culiacán	Permiso de autoabastecimiento E/361/AUT/2005
2005-09-08	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Culiacán	Permiso de autoabastecimiento E/362/AUT/2005
2005-09-08	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Wal-Mart Solidaridad Hermosillo	Permiso de autoabastecimiento E/363/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Popotla	Permiso de autoabastecimiento E/364/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Parque Vía 198	Permiso de autoabastecimiento E/365/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Tacubaya	Permiso de autoabastecimiento E/366/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Moctezuma	Permiso de autoabastecimiento E/367/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Venta de Carpio	Permiso de autoabastecimiento E/368/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Vallejo	Permiso de autoabastecimiento E/369/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Magdalena	Permiso de autoabastecimiento E/370/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Coapa	Permiso de autoabastecimiento E/371/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Valle	Permiso de autoabastecimiento E/372/AUT/2005
2005-09-14	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Cuautitlán Izcalli	Permiso de autoabastecimiento E/373/AUT/2005
2005-09-22	Nueva Wal-Mart de México, S. de R.L. de C.V., Unidad Sam's Mazatlán	Permiso de autoabastecimiento E/374/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Quevedo	Permiso de autoabastecimiento E/375/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Estrella	Permiso de autoabastecimiento E/376/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Bosques del Lago	Permiso de autoabastecimiento E/377/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central C.T. Rojo Gómez	Permiso de autoabastecimiento E/378/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Santa Fe Metropolitana	Permiso de autoabastecimiento E/379/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Culhuacán	Permiso de autoabastecimiento E/380/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Meyehualco	Permiso de autoabastecimiento E/381/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Villa de las Flores	Permiso de autoabastecimiento E/382/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Satélite	Permiso de autoabastecimiento E/383/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Balbuena	Permiso de autoabastecimiento E/384/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Viveros	Permiso de autoabastecimiento E/385/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Sotelo	Permiso de autoabastecimiento E/386/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Catedral	Permiso de autoabastecimiento E/387/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Malinche	Permiso de autoabastecimiento E/388/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Tecamachalco	Permiso de autoabastecimiento E/389/AUT/2005

2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Guadalupe Inn	Permiso de autoabastecimiento E/390/AUT/2005
2005-09-22	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Carrasco	Permiso de autoabastecimiento E/391/AUT/2005
2005-10-06	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Zaragoza	Permiso de autoabastecimiento E/392/AUT/2005
2005-10-06	f) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Plaza Mérida	Permiso de autoabastecimiento E/393/AUT/2005
2005-10-06	g) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Tuxtla Gutiérrez	Permiso de autoabastecimiento E/394/AUT/2005
2005-10-06	h) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Nezahualcóyotl	Permiso de autoabastecimiento E/395/AUT/2005
2005-10-06	i) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Madero	Permiso de autoabastecimiento E/396/AUT/2005
2005-10-06	j) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Corregidora	Permiso de autoabastecimiento E/397/AUT/2005
2005-10-06	k) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Raza	Permiso de autoabastecimiento E/398/AUT/2005
2005-10-06	l) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Corona	Permiso de autoabastecimiento E/399/AUT/2005
2005-10-06	m) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Tlaquepaque	Permiso de autoabastecimiento E/400/AUT/2005
2005-10-06	n) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Fuentes	Permiso de autoabastecimiento E/401/AUT/2005
2005-10-06	o) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Lago	Permiso de autoabastecimiento E/402/AUT/2005
2005-10-06	p) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Vallarta	Permiso de autoabastecimiento E/403/AUT/2005
2005-10-06	q) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Popocatepetl	Permiso de autoabastecimiento E/404/AUT/2005
2005-10-06	r) Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Santa Fe	Permiso de autoabastecimiento E/405/AUT/2005
2005-10-06	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Juárez	Permiso de autoabastecimiento E/406/AUT/2005
2005-10-06	Barcel, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/407/AUT/2005
2005-10-06	Maquilas Teta-Kawi, S.A.	Permiso de autoabastecimiento E/408/AUT/2005
2005-10-06	Panasonic de México, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/409/AUT/2005
2005-10-06	Cinemex Iztapalapa, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/410/AUT/2005
2005-10-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Tacuba	Permiso de autoabastecimiento E/411/AUT/2005
2005-10-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Roma I	Permiso de autoabastecimiento E/412/AUT/2005
2005-10-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Morales	Permiso de autoabastecimiento E/413/AUT/2005
2005-10-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Aragón	Permiso de autoabastecimiento E/414/AUT/2005
2005-10-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Cajeme	Permiso de autoabastecimiento E/415/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Apartado	Permiso de autoabastecimiento E/416/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Atzacolco	Permiso de autoabastecimiento E/417/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Santa Clara	Permiso de autoabastecimiento E/418/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Castañeda	Permiso de autoabastecimiento E/419/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Zapata	Permiso de autoabastecimiento E/420/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central San Lorenzo Tezonco	Permiso de autoabastecimiento E/421/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Condesa	Permiso de autoabastecimiento E/422/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Churubusco	Permiso de autoabastecimiento E/423/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Ejército de Oriente	Permiso de autoabastecimiento E/424/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Santa Martha Acatitla	Permiso de autoabastecimiento E/425/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Iztacalco	Permiso de autoabastecimiento E/426/AUT/2005
2005-10-21	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central San Jerónimo	Permiso de autoabastecimiento E/427/AUT/2005
2005-10-21	Cinemex Zaragoza, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/428/AUT/2005
2005-10-21	Jumex Mexicali, S.A. de C.V.	Permiso a para importar energía eléctrica E/429/IMP/2005
2005-10-31	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Jardines	Permiso de autoabastecimiento E/430/AUT/2005
2005-10-31	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Polanco	Permiso de autoabastecimiento E/431/AUT/2005
2005-10-31	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Obregón	Permiso de autoabastecimiento E/432/AUT/2005
2005-10-31	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Reforma	Permiso de autoabastecimiento E/433/AUT/2005
2005-10-31	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Montejo	Permiso de autoabastecimiento E/434/AUT/2005
2005-10-31	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Kukulcán	Permiso de autoabastecimiento E/435/AUT/2005
2005-10-31	Cinemex Plaza Sur, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/436/AUT/2005
2005-10-31	Cinemex Universidad, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/437/AUT/2005
2005-10-31	Cinemex Galerías, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/438/AUT/2005

2005-10-31	Fundilag Hierro, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/439/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Aztecas	Permiso de autoabastecimiento E/440/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Corregidora Querétaro	Permiso de autoabastecimiento E/441/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central La Paz	Permiso de autoabastecimiento E/442/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Coatzacoalcos	Permiso de autoabastecimiento E/443/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Mazatlán República	Permiso de autoabastecimiento E/444/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Telefónico Puebla	Permiso de autoabastecimiento E/445/AUT/2005
2005-11-11	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Lerdo Tops	Permiso de autoabastecimiento E/446/AUT/2005
2005-11-11	Sabritas, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/447/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Morelia	Permiso de autoabastecimiento E/448/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Colima	Permiso de autoabastecimiento E/449/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Bosques	Permiso de autoabastecimiento E/450/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Chapalita	Permiso de autoabastecimiento E/451/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Yáñez	Permiso de autoabastecimiento E/452/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Cortinez	Permiso de autoabastecimiento E/453/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Marqués	Permiso de autoabastecimiento E/454/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Doctores	Permiso de autoabastecimiento E/455/AUT/2005
2005-11-24	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro de Trabajo Lindavista	Permiso de autoabastecimiento E/456/AUT/2005
2005-11-24	Porcelanite, S.A. de C.V., Planta Porcel	Permiso de autoabastecimiento E/457/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Abastos	Permiso de autoabastecimiento E/458/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Xochimilco	Permiso de autoabastecimiento E/459/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Cuautitlán de Romero Rubio	Permiso de autoabastecimiento E/460/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Hidalgo	Permiso de autoabastecimiento E/461/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Vergel	Permiso de autoabastecimiento E/462/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Fuertes	Permiso de autoabastecimiento E/463/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Iztaccíhuatl	Permiso de autoabastecimiento E/464/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Portales	Permiso de autoabastecimiento E/465/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Revolución	Permiso de autoabastecimiento E/466/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Popocatepetl 2 Esquina	Permiso de autoabastecimiento E/467/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Azteca Metro	Permiso de autoabastecimiento E/468/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo San Juan	Permiso de autoabastecimiento E/469/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Parque Vía 190	Permiso de autoabastecimiento E/470/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Centro Administrativo Verónica	Permiso de autoabastecimiento E/471/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Echegaray	Permiso de autoabastecimiento E/472/AUT/2005
2005-11-30	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central C.T. Mixcoac	Permiso de autoabastecimiento E/473/AUT/2005
2005-12-19	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Pedro Moreno	Permiso de autoabastecimiento E/474/AUT/2005
2005-12-19	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Córdoba	Permiso de autoabastecimiento E/475/AUT/2005
2005-12-19	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Copérnico	Permiso de autoabastecimiento E/476/AUT/2005
2005-12-19	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Tarascos	Permiso de autoabastecimiento E/477/AUT/2005
2005-12-19	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central Hidalgo II	Permiso de autoabastecimiento E/478/AUT/2005
2005-12-19	Teléfonos de México, S.A. de C.V., Central América	Permiso de autoabastecimiento E/479/AUT/2005
2005-12-19	Vientos del Istmo, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/480/AUT/2005
2005-12-19	Marindustrias, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/481/AUT/2005
2005-12-19	Draexlmaier Components Automotive de México, S. de R.L. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/482/AUT/2005
2005-12-30	El Palacio de Hierro, S.A. de C.V.	Permiso de autoabastecimiento E/483/COG/2005

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

Permisos de gas natural otorgados entre el 2001 y el 2005

2001		
Fecha y número	Interesado	Tipo de permiso
2001-01-26	General Motors de México, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/101/TUP/2001
2001-03-12	Industria del Alkali, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/102/TUP/2001
2001-03-12	Pfaltzgraff de México, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/103/TUP/2001
2001-04-02	Hylsa, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/104/TUP/2001
2001-04-05	Yesos Industriales del Norte, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/105/TUP/2001
2001-04-27	Cimexlana, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/106/TUP/2001
2001-07-06	gas natural de Orizaba, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/107/TUP/2001
2001-07-06	Electricidad Águila de Altamira, S. de R.L. de C.V	Transporte de gas natural para usos propios G/108/TUP/2001
2001-08-30	Ital-Gres, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/109/TUP/2001
2001-08-30	Kimberly Clark de México, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/110/TUP/2001
2001-08-30	Tubos de Acero de México, S.A.	Transporte de gas natural para usos propios G/111/TUP/2001
2001-09-25	Gasoducto la Rosita, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios en la modalidad de Sociedad de Autoabastecimiento G/112/TUP/2001
2001-11-29	Comisión Federal de Electricidad. Proyecto Central Termoeléctrica "Valle de México"	Transporte de gas natural para usos propios G/113/TUP/2001
2001-12-13	Aguas Tratadas de Minatitlán, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/114/TUP/2001
2001-12-13	Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/115/TUP/2001

2002		
Fecha y número	Interesado	Tipo de permiso
2002-01-10	Pemex Exploración y Producción. Campo Edén	Transporte de gas natural para usos propios G/116/TUP/2002
2002-01-10	Pemex Exploración y Producción. Campo Jacinto	Transporte de gas natural para usos propios G/117/TUP/2002
2002-01-31	Dynasol Elastímeros, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/118/TUP/2002
2002-02-22	Polykrón, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/119/TUP/2002
2002-02-22	Manufacturera Lee de México, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/120/TUP/2002
2002-03-06	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Acuña, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/121/TUP/2002
2002-03-06	Textiles de las Américas, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/122/TUP/2002
2002-04-04	Green Energy, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/123/TUP/2002
2002-04-11	Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/124/TUP/2002
2002-07-19	El Paso Gas Transmission de México, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural G/125/TRA/2002
2002-08-20	Hutchinson Autopartes México, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural G/126/TUP/2002
2002-09-02	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Agua Prieta, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios en la modalidad de sociedad de autoabastecimiento G/127/TUP/2002
2002-09-12	Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural G/128/TRA/2002
2002-09-19	Transalta Chihuahua, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural G/129/TUP/2002
2002-09-26	Gasoducto del Río, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural G/130/TRA/2002
2002-11-07	Vegetales de Teotihuacán, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/131/TUP/2002
2002-12-13	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Tecate, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/132/TUP/2002

2003		
Fecha y número	Interesado	Tipo de permiso
2003-01-17	Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/133/TUP/2003
2003-02-06	Sepromexsa, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/134/TUP/2003
2003-04-10	Fracsa Alloys, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/135/TUP/2003
2003-04-30	Gas Natural Baja California, S. de R.L. de C.V.	Almacenamiento de gas natural G/136/ALM/2003
2003-06-19	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de San Luis Río, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/137/TUP/2003
2003-07-31	Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V.	Almacenamiento de gas natural G/138/ALM/2003
2003-07-31	Terminal de LNG de Baja California, S. de R.L. de C.V.	Almacenamiento de gas natural G/139/ALM/2003
2003-08-07	Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V.	Almacenamiento de gas natural G/140/ALM/2003
2003-08-14	Agrícola Zarattini, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/141/TUP/2003
2003-09-04	Thyssenkrupp Budd de Tijuana, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/142/TUP/2003
2003-10-01	Toyota Motor Manufacturing de Baja California, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/143/TUP/2003
2003-10-30	Comisión Federal de Electricidad. Unidad Turbogas Tuxpan	Transporte de gas natural para usos propios G/144/TUP/2003
2003-11-12	Comisión Federal de Electricidad. Unidades Turbogas San Lorenzo	Transporte de gas natural G/145/TUP/2003
2003-11-27	Conceptos Energéticos Mexicanos, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural G/146/TRA/2003
2003-12-19	Industria Vidriera de Tierra Blanca, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural G/147/TUP/2003

2004		
Fecha y número	Interesado	Tipo de permiso
2004-02-19	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de La Laguna, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/148/TUP/2004
2004-02-19	Gas de Atlacomulco S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/149/TUP/2004
2004-04-22	Proteínas y Oleicos, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/150/TUP/2004
2004-05-20	Hilos Timón, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/151/TUP/2004
2004-07-08	Vitromex, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/152/TUP/2004
2004-07-08	Ibedrola Energía la Laguna, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/153/TUP/2004
2004-07-23	Siderúrgica Lázaro Cárdenas "Las Truchas", S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/154/TUP/2004
2004-07-23	Petroquímica Escolón, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/155/TUP/2004
2004-09-09	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Nogales, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/156/TUP/2004
2004-09-30	Bimbo, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/157/TUP/2004
2004-11-26	Transmisiones TSP, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/158/TUP/2004
2004-12-01	Porcelanite, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/159/TUP/2004
2004-12-01	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L.	Transporte de gas natural para usos propios G/160/TRA/2004
2004-12-16	Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural G/163/TRA/2004

2005		
Fecha y número	Interesado	Tipo de permiso
2005-02-02	Proveedora Energética de Anáhuac, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/164/TUP/2005
2005-02-16	Proveedora Energética de Naica, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/165/TUP/2005
2005-03-16	Agrícola El Rosal, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/166/TUP/2005
2005-04-21	Galvasid, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/167/TUP/2005
2005-04-28	Compañía de Generación Valladolid, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/168/TUP/2005
2005-05-19	Gas Natural El Florido, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/169/TUP/2005
2005-05-24	Papelera Altamira, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/170/TUP/2005
2005-07-14	Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/171/TUP/2005
2005-09-22	Rancho Lucero, S. de P.R. de R.L.	Transporte de gas natural para usos propios G/172/TUP/2005
2005-10-06	TDF, S. de R.L. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/173/LPT/2005
2005-10-31	Teksid Hierro de México, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/174/TUP/2005
2005-11-03	Gas Natural de Otay, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios en la modalidad de sociedad de autoabastecimiento G/175/TUP/2005
2005-11-03	Gas Natural de Michoacán, S.A. de C.V.	Transporte de gas natural para usos propios G/176/TUP/2005
2005-11-11	Ductos del Altiplano, S.A. de C.V.	Transporte de gas licuado de petróleo G/177/LPT/2005
2005-12-19	Cooperativa La Cruz Azul, S.C.L.	Transporte de gas natural para usos propios G/178/TUP/2005