



INSTRUMENTOS DE LA REGULACIÓN

Como se desprende de lo señalado en el capítulo anterior, la regulación energética comprende desde disposiciones generales aprobadas por el Congreso y el Ejecutivo Federal (leyes y reglamentos) hasta una serie de instrumentos y acciones específicas a cargo de la Comisión (directivas, modelos de instrumentos contractuales, metodologías, etcetera). Estas herramientas tienen como propósito lograr el desarrollo eficiente de las actividades reguladas en un marco de transparencia y certidumbre para usuarios y suministradores.

Dada la constante evolución de los sectores regulados, es fundamental que la Comisión revise permanentemente la vigencia de sus instrumentos regulatorios y que los adecue en caso necesario. En adición, es conveniente que mantenga comunicación con los responsables del marco legal y reglamentario con el fin de informarlos sobre lo que, a su juicio y en su caso, requeriría ser reformado.

En este contexto, durante 2008, en el sector eléctrico resaltan las modificaciones a los modelos de contratos de interconexión y de compromiso de compraventa de energía eléctrica para Pequeño Productor en el sistema interconectado nacional y al modelo de Convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica.

También es importante mencionar la participación de la Comisión en el análisis y consulta relativos a diversas iniciativas legislativas que culminaron con la publicación de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, misma que sienta las bases para la elaboración de nuevas herramientas regulatorias en un futuro próximo.



Por lo que toca al sector de gas natural y gas natural licuado de petróleo (gas LP) destacan las modificaciones a las metodologías de precios y precios máximos de VPM, el Convenio Modificadorio de Contratos de VPM de Gas Natural y los avances realizados en el proyecto de Directiva sobre la Determinación de Tarifas de Transporte y Distribución de Gas LP por Ductos.

De manera análoga a lo señalado con respecto a los proyectos de ley en materia de energías renovables, la Comisión tuvo una participación activa en el análisis de la reforma energética discutida el año pasado y de manera particular en lo relativo a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, cuyas modificaciones derivaron en el fortalecimiento y ampliación de sus atribuciones para regular al sector de los hidrocarburos.

2.1 Regulación para el sector eléctrico

Dada su vigencia y utilidad, durante el 2008 permanecieron sin cambio la mayoría de los instrumentos regulatorios aprobados en años recientes. No obstante lo anterior, de acuerdo con la evolución del sector, la Comisión consideró necesario modificar algunos instrumentos regulatorios y expedir otros nuevos, según se describe a continuación.

2.1.1 Instrumentos para fuentes firmes

Los instrumentos para fuentes firmes regulan la interconexión del permisionario al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para respaldar su generación de energía eléctrica, transmitirla a sus centros de consumo o entregar sus excedentes a los suministradores. De estos instrumentos, solamente se modificó el Modelo de Contrato de Interconexión.

2.1.1.1 Modelo de Contrato de Interconexión

El contrato establece detalladamente los términos y condiciones que rigen los servicios entre los permisionarios y los suministradores (CFE y LFC), buscando asegurar que los pagos que se realizan entre ellos reflejen, con la mayor precisión posible, los costos en que se incurren. Mediante la Resolución RES/028/2008, en 2008 se modificó en lo concerniente a los cargos por los servicios conexos de los permisionarios, para considerar una reducción de 40% en el cargo por demanda reservada de la tarifa de respaldo si el suministro de energía es compartido entre el permisionario y el suministrador; en caso que no se comparta el suministro, el cargo permanece igual.

2.1.2 Instrumentos específicos para fuentes de energía renovable y cogeneración

De manera análoga a lo que ocurre con los instrumentos para fuentes firmes, estos instrumentos regulan la relación entre el permisionario y el suministrador aunque tomando en cuenta las particularidades que derivan de la naturaleza propia de las fuentes renovables y la cogeneración. Del catálogo de instrumentos en la materia, durante 2008 se modificaron el Modelo de Convenio de Compraventa de Excedentes y el Modelo de Contrato de Compraventa para Pequeño Productor en el Sistema Interconectado Nacional.

2.1.2.1 Modelo de Convenio de Compraventa de Excedentes

Además de establecer las declaraciones y cláusulas necesarias en el convenio, detalla los procedimientos a seguir para la venta de excedentes de energía eléctrica de los permisionarios a los suministradores. Mediante la Resolución RES/028/2008, la Comisión aprobó modificar dicho modelo de tal manera que, cuando la generación proceda de una fuente de energía renovable o bien sea generada por medio de una central eléctrica con eficiencia térmica mayor a la del SEN, el porcentaje de pago sobre el Costo Total de Corto Plazo (CTCP), sea mayor que en aquellos casos que esto no ocurra. Tomando en cuenta si la energía se entrega previa notificación o no, el pago por dicha entrega queda en los siguientes términos:

1. Notificada:
 - a) 0.95 del CTCP si se utiliza alguna fuente de energía renovable o demuestra una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de CFE.
 - b) 0.90 del CTCP si no se demuestra una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de CFE o no utiliza alguna fuente de energía renovable.
2. No Notificada:
 - a) 0.90 del CTCP si se demuestra una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de Comisión Federal de Electricidad o utiliza alguna fuente de energía renovable.
 - b) 0.85 del CTCP si no se demuestra una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de CFE o no utiliza alguna fuente de energía renovable.

2.1.2.2 Modelo de Contrato de Compraventa para Pequeño Productor en el Sistema Interconectado Nacional

La misma Resolución RES/028/2008 aprobó una retribución del 98% sobre el CTCP por la venta de energía eléctrica para aquellos pequeños productores que generen con fuentes de energía renovable o con una alta eficiencia térmica. Es importante señalar que con ambas modificaciones se contribuye a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.

2.1.3 Instrumentos regulatorios en materia de Aportaciones

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones 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 aquéllos.

Adicionalmente a la aprobación mensual a los factores de ajuste de los precios de materiales y equipos de los Catálogos de Precios y de los costos unitarios del kilovolt ampere de capacidad de transformación de CFE y de LFC, el 14 de mayo de 2008 la Comisión aprobó el Catálogo de Precios de Luz y Fuerza del Centro, mismo que fue publicado el 12 de junio de 2008 en el DOF. Por su parte, el Catálogo de Precios de la Comisión Federal de Electricidad aprobado el 28 de septiembre de 2006, continuó vigente durante el 2008.

2.1.4 Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

El 28 de noviembre de 2008 se publicó el decreto mediante el cual se expide la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. A lo largo de la discusión legislativa, la Comisión participó ofreciendo su punto de vista sobre las iniciativas presentadas y las modificaciones que se plantearon. Como resultado de este nuevo marco legal, la Comisión consolida su papel como uno de los principales actores en el desarrollo de las energías renovables en el país a través de diversas atribuciones en la materia, entre las que destacan:

- Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, de conformidad con lo establecido en esta Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Sener;
- Establecer, previa opinión de SHCP y SE, los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí los suministradores y los generadores;
- Solicitar al suministrador la revisión y, en su caso, la modificación de las reglas de despacho, para dar cumplimiento a las disposiciones de esta Ley;
- Expedir las metodologías para determinar la aportación de capacidad de generación de las tecnologías de energías renovables al SEN. Para la elaboración de dichas metodologías se considerará la información proporcionada por los suministradores, las investigaciones realizadas por institutos especializados, las mejores prácticas de la industria y demás evidencia nacional e internacional;
- Expedir las reglas generales de interconexión al SEN que le deberán proponer los suministradores, escuchando la opinión de los generadores;

- Expedir los procedimientos de intercambio de energía y los sistemas correspondientes de compensaciones, para todos los proyectos y sistemas de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción por energías renovables, que estén conectados con las redes del SEN;
- Determinar las contraprestaciones máximas que pagarán los suministradores a los generadores que utilicen energías renovables;
- Expedir las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato entre los suministradores y los generadores que utilicen energías renovables.



2.2 Regulación para el sector de gas y otros hidrocarburos

A lo largo de 2008, el marco regulatorio y los instrumentos de regulación para el sector de gas tuvieron modificaciones importantes. En gas natural, las modificaciones se concentraron en la regulación de VPM, específicamente en lo relativo a diversos instrumentos que regulan los aspectos contractuales de dichas ventas y la Directiva sobre la Determinación de los Precios Máximos de Gas Natural objeto de Venta de Primera Mano. En gas licuado por ductos, el trabajo regulatorio incluyó, además de distintos instrumentos relacionados con las VPM, la Directiva sobre la determinación de Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos. Tanto para gas natural como para gas LP, se trabajó en la modificación de la normatividad, y al final del año se obtuvieron proyectos de normas en los cuales hubo una constante participación de las empresas del ramo y de la CRE. Por último, es importante destacar que, derivado de la Reforma Energética, la CRE será ahora responsable de regular otras actividades relacionadas con el sector hidrocarburos.

2.2.1 Gas natural

La venta de primera mano, actividad reservada exclusivamente al Estado por conducto de Pemex y sus organismos subsidiarios, se define como la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza la paraestatal a un tercero para su entrega en territorio nacional. Las VPM son actividades reguladas por esta Comisión en lo relativo al precio y las condiciones de venta. Durante 2008 la CRE revisó y modificó diversos instrumentos de ambos aspectos regulados, tales como la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano y el Catálogo de Precios y Contraprestaciones (CPC), parte fundamental de los Términos y Condiciones Generales (TCG) que, junto con la aprobación del Convenio Modificadorio de Contratos de VPM, constituyen dos elementos fundamentales para poner en marcha el régimen permanente de VPM.

2.2.1.1 Catálogo de Precios y Contraprestaciones e inicio del Régimen Permanente de las Venta de Primera Mano

El Catálogo de Precios y Contraprestaciones establece la formulación a la que deberá sujetarse Pemex para determinar el precio del gas natural para cada modalidad de entrega en las plantas de proceso, así como las contraprestaciones correspondientes a dichas modalidades en puntos de entrega distintos a las plantas de proceso. Las citadas contraprestaciones incluyen los costos de transporte para conducir el gas de las plantas de proceso al punto de entrega, factores de agregación regionales y los costos de servicio involucrados en la venta.

A principios de 2004, mediante la Resolución RES/015/2004, la Comisión aprobó parcialmente la propuesta de CPC presentada por Pemex, requiriendo a la paraestatal que presentara una nueva propuesta de Costos de Servicio que cumpliera con diversos requisitos. A partir de entonces, Pemex ha presentado diversas propuestas de este elemento del CPC. La aprobación del mismo representa el último engranaje que resta para poner en marcha el Régimen Permanente de VPM, incluyendo la aplicación en su totalidad de los TCG.

La creciente demanda de gas natural que ha registrado el país en los últimos años ha llevado a que el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) de Pemex esté cerca de su máxima capacidad de operación y es previsible que en el futuro enfrente importantes cuellos de botella. Ante esta situación, y a fin de contribuir a la seguridad de suministro de gas natural de los usuarios, la Comisión consideró conveniente aprobar la última propuesta de Costos de Servicio del CPC presentada por Pemex e iniciar un esquema de elegibilidad para que los adquirentes puedan entrar de manera definitiva al Régimen Permanente de VPM o permanezcan en el actual Régimen Transitorio de VPM (esquema de 1995).

Después de un largo proceso para cumplir con el trámite de impacto regulatorio, en el que se atendieron consultas y comentarios de adquirentes, otras autoridades y público en general, con fecha 26 de mayo de 2008, la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer) expidió el Dictamen final del proyecto de Resolución por medio del cual la Comisión aprobará por completo el CPC. No obstante lo anterior, debido a que la expedición que aprueba el CPC detonará la entrada en vigor del Régimen Permanente de los TCG, diversas agrupaciones industriales han solicitado a esta Comisión que posponga la citada expedición a fin de reevaluar los efectos en costo que tendrá el nuevo régimen de VPM para, en su caso, proponer nuevas modificaciones de mejora.

2.2.1.2 Aprobación del Convenio Modificadorio de Contratos de Venta de Primera Mano

Sentando las bases para poner en marcha el Régimen Permanente de los TCG, en junio de 2008 la Comisión requirió a Pemex dar por terminados los Contratos de VPM mediante los cuales suministra gas natural a los adquirentes con sujeción a la disposición 12.3 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-1996. A fin de que exista congruencia entre la puesta en marcha del Régimen Permanente y los actuales Contratos de VPM, Pemex solicitó a la CRE la aprobación de una modificación a la cláusula de Vigencia de los citados Contratos de manera que: a) se especifique que la vigencia de los mismos inicia el día de su firma y permanecerá en vigor hasta el 31 de diciembre de 2009, y b) los contratos se renueven automáticamente por periodos anuales, salvo que cualquiera de las partes notifique a la otra su terminación con la debida anticipación, o bien, dé inicio el Régimen Permanente de los TCG, en cuyo caso el Contrato de VPM se dará por terminado de manera automática.

El Convenio Modificadorio de los Contratos de VPM tuvo como propósitos fundamentales, por una parte, mantener las estipulaciones contractuales preparadas para el inicio del nuevo régimen de las VPM, y, por la otra, que los adquirentes de gas natural contaran con un Contrato de VPM vigente a partir del 1 de enero de 2009, pues de otra manera Pemex no habría estado en condiciones de suministrar gas natural con el consecuente perjuicio a la actividad económica del país.

2.2.1.3 Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano

Dada la evolución del sector y del marco regulatorio, a la fecha, el precio máximo de VPM se ha venido determinando con dos distintas metodologías:

1. La establecida en el capítulo 4 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-1996 (Metodología DPT), la cual actualmente sólo es aplicable a las VPM que realizan algunos Productores Independientes de Energía (PIE) y la CFE.
2. La metodología de precios aprobada a Pemex en julio de 1995 (Metodología Transitoria), la cual es aplicable al resto de las VPM.

Para terminar con esta dualidad, la Comisión ha determinado homologar el esquema de precios aplicable a las VPM mediante una Directiva de Precio de VPM. Esta nueva Directiva propone diversos cambios en relación con la determinación de los precios de VPM, entre los que destacan los siguientes:

- Se da por terminada la Metodología Transitoria de manera que todas las VPM se realicen con base en la metodología de la Directiva de Precios de VPM.
- Se sustituye el precio de referencia Houston Ship Channel, por el cotizado en Henry Hub, el cual representa un mercado altamente competitivo, una contratación más simple y transparente de coberturas, y sirve como el principal referente para los contratos de gas y gas natural licuado en Norteamérica.
- Se adiciona, como parte del diferencial histórico en la fórmula de precios, las cotizaciones del gas en el sistema de Tennessee Gas Pipeline.
- Se adecua al ajuste por transporte de manera congruente con la nueva regionalización del SNG, así como las nuevas tarifas del mismo, que resultaron del proceso de revisión quinquenal tarifario. De igual forma, se establece un ajuste dinámico en este elemento de la metodología para reflejar todos los posibles escenarios de comercio exterior de gas natural en México.

De acuerdo con los análisis realizados por la Comisión, la instrumentación de la Directiva de Precio de VPM tendrá efectos positivos en precio, en beneficio de los adquirentes, como resultado del escenario comercial de exportación neta que se prevé prevalezca en el futuro.

Durante 2008 se continuó con el trámite de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR) ante Cofemer, autoridad que, junto con agrupaciones de usuarios de gas natural del sector industrial, han venido solicitando a la CRE información adicional respecto de la Directiva, así como diversas adecuaciones. La Comisión analizó y atendió los planteamientos y remitió nuevamente el proyecto a la Cofemer, con su respectiva MIR.

2.2.2 Gas Licuado de Petróleo

De manera análoga al trabajo llevado a cabo en materia de gas natural durante 2008, en el caso del gas LP la Comisión revisó diversos instrumentos relacionados con las ventas de primera mano, tanto al amparo de la política de precios administrados derivada de los decretos del Ejecutivo Federal como de la que se fundamenta en el marco reglamentario que deberá operar a plenitud una vez que se suspendan las condiciones que han dado lugar de manera coyuntural a los precios administrados. Específicamente es importante mencionar la metodología de precios al amparo de los decretos presidenciales y la Directiva sobre la Determinación del Precio límite Superior de Gas LP objeto de Venta de Primera Mano, así como el intercambio de información con PGPB relativo a los TCG. Adicionalmente, la Comisión continuó el trabajo de regulación de las actividades de transporte y distribución por ductos contenido en la Directiva sobre la determinación de tarifas en la materia.

2.2.2.1 Metodología de precios de Venta de Primera Mano de gas LP

Desde marzo de 2003 opera una política de precios máximos expedida mediante decreto por parte del Ejecutivo Federal. Dicha política controla tanto a los precios de VPM como a los precios de venta a usuarios finales. Los decretos se han venido modificando con el fin de ampliar su vigencia, así como de actualizar el esquema de precios a las condiciones más recientes en la industria. Durante 2008, la política determinada por el Ejecutivo Federal fue la de establecer umbrales mensuales para los precios de VPM y al usuario final mediante la expedición de decretos de igual periodicidad. Esta política se reflejó en resoluciones expedidas por la Comisión durante cada mes de 2008.

2.2.2.2 Directiva sobre la determinación del precio límite superior de gas LP objeto de venta de primera mano

Después de un largo proceso de trámite de la MIR sobre el proyecto de esta Directiva, en mayo de 2008 la CRE recibió por parte de la Cofemer el Dictamen total final que permitió la expedición de este instrumento. De esta manera, el 1 de diciembre de 2008 se publicó en el DOF la Directiva sobre la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Licuado de Petróleo objeto de Venta de Primera Mano, DIR-GLP-001-2008.

La Directiva se deriva de las disposiciones establecidas en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, publicado en diciembre de 2007, y tiene como propósito establecer la metodología aplicable a la determinación del precio de las VPM en cada uno de los puntos que para este fin tiene Pemex (Centros Procesadores, Plantas de Suministro, Interconexiones con ductos).

Mediante su expedición se pretende:

- Propiciar un suministro eficiente de gas LP.
- Permitir que las VPM reflejen las condiciones de un mercado competitivo y el costo de oportunidad del gas LP.

- Promover la adquisición de gas LP a precios competitivos.
- Evitar la discriminación indebida.
- Prevenir los subsidios cruzados en las VPM.
- Diseñar un régimen de regulación predecible, estable y transparente.

No obstante lo anterior, es pertinente señalar que durante el periodo en el que permanezca vigente la política de precios máximos mediante decreto expedido por el Ejecutivo Federal, prevalece un régimen de excepción que sustituye los principios de regulación en materia de precios de VPM de gas LP establecida en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo. Por ello, aunque la Directiva ha sido publicada, su empleo para determinar los precios de VPM del gas LP tendrá que postergarse hasta que culmine la política de precios administrados.

2.2.2.3 Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de gas LP

De conformidad con el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, Pemex presentó, para aprobación de la CRE, una propuesta de Términos y Condiciones Generales para las VPM de gas LP (TCGGLP), misma que ha sufrido diversos cambios a la luz de diversas reuniones de trabajo sostenidas entre ambas partes, tendientes a que este instrumento de contratación sea acorde con los usos comerciales, nacionales e internacionales, observados por las empresas dedicadas a la compraventa del energético.

A lo largo de 2008, la CRE y Pemex continuaron la discusión sobre la propuesta de TCGGLP a fin de analizar las implicaciones que sobre este documento pudieran tener las decisiones de política que la Sener se encontraba plasmando en el nuevo Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, mismo que se publicó en el DOF el 5 de diciembre de 2007. Asimismo, se ensayaron las diversas adecuaciones que resultan necesarias para que los TCGGLP sean congruentes con dichas decisiones de política. Los análisis se centraron fundamentalmente en los aspectos financieros, así como en el esquema de pedidos, confirmación y entrega del gas LP.

De igual forma, en 2008 se revisó y discutió la propuesta de Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (LOCFSE), los cuales establecen las reglas en cuanto a requisitos, procedimientos, metodologías y formatos para realizar las VPM de gas natural. Dichas reglas comprenden esquemas de contratación, facturación, pago, intereses, clasificación de adquirentes para efectos de garantías y crédito, así como reglas para la suspensión y reanudación de entregas.

Como producto de la extensa discusión sobre el tema, Pemex hizo entrega de una nueva versión de los TCGGLP a finales de 2008, y quedó pendiente la que corresponde a los LOCFSE. De esta manera, el proceso de aprobación de estos instrumentos sigue en marcha y se espera contar con unas versiones definitivas para su aprobación durante 2009.

2.2.2.4 Directiva sobre la Determinación de Tarifas de Transporte y Distribución de Gas LP por medio de Ductos

Durante 2008, la Comisión continuó con el desarrollo del proyecto de Directiva Sobre la Determinación de Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos (Directiva de Tarifas de Gas LP), para incorporar nueva información sobre la industria y, sobre todo, elementos que se derivan del nuevo Reglamento de Gas Licuado de Petróleo publicado en diciembre de 2007 a cargo de la Sener. De igual forma, en ese año la CRE analizó los planteamientos recibidos por parte de la Cofemer y particulares interesados dentro del proceso del trámite de MIR respectivo.

Esta Directiva tiene como propósito establecer las metodologías y criterios de regulación de tarifas para la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por ductos. El proyecto de Directiva pretende:

- Establecer un marco regulatorio efectivo, predecible y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a quienes realizan las actividades reguladas en materia de gas LP.
- Propiciar que la prestación de los servicios regulados se lleve a cabo de forma eficiente, conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad.
- Promover la aplicación de tarifas adecuadas para los usuarios de los servicios señalados, de conformidad con los principios y criterios establecidos en la legislación y en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.
- Evitar prácticas que impliquen la discriminación indebida en la realización de las actividades reguladas.
- Promover, en la medida de lo posible, la competencia y el libre acceso a los servicios.
- Permitir que quienes realicen las actividades reguladas conforme al anteproyecto de Directiva obtengan una rentabilidad apropiada sobre sus activos, de acuerdo con la eficiencia de su operación.
- Evitar subsidios cruzados entre los servicios que presten quienes realizan actividades reguladas en materia de gas LP.



2.2.3 Nuevas atribuciones derivadas del Decreto por el que se Reforman, Adicionan y Derogan Diversos Artículos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía

De acuerdo con la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE), publicada en el DOF del 31 de octubre de 1995, las facultades de regulación económica con que contaba la CRE en materia de hidrocarburos se limitaban a los precios y términos y condiciones de VPM de gas natural y gas LP, así como a las contraprestaciones y condiciones de servicio de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y transporte y distribución de gas LP por ductos.

Sin embargo, durante 2008 el debate legislativo en torno al sector energético dio como resultado, entre otros, a la expedición del Decreto por el que se Reforman, Adicionan y Derogan Diversos Artículos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (el Decreto), publicado en el DOF con fecha 28 de noviembre de 2008. Dicho Decreto tiene entre uno de sus objetos dotar de nuevas atribuciones a la CRE en materia de regulación del sector de hidrocarburos.

Con base en ello, la CRE ahora es responsable de regular:

- Precios, términos y condiciones de las VPM de combustóleo y de petroquímicos básicos.
- Los términos y condiciones y las contraprestaciones de los servicios de transporte y distribución por medio de ductos de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo, de los petroquímicos básicos y de los biocombustibles, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución de dichos productos.

De manera previa a la expedición del Decreto, las facultades de regulación de los precios y contraprestaciones referidas anteriormente recaían en la SHCP, apoyada por el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos de Petróleos Mexicanos (Comité de Precios).

Cabe mencionar que, a fin de que la Comisión pueda poner en práctica sus nuevas facultades regulatorias, se requiere de análisis e investigaciones exhaustivas e, inclusive, de la definición de disposiciones reglamentarias en la materia por parte del Ejecutivo Federal. Asimismo, se requiere dotar a este órgano regulador con los recursos humanos y materiales necesarios para tales efectos.

2.3 Normalización

De conformidad con los artículos 38 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) y 34, fracciones XIX a XXV, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, corresponde a la Comisión ejercer las atribuciones correspondientes en materia de normalización de gas natural y gas LP por medio de ductos.

A la fecha, la CRE ha publicado diez Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) en materia de gas natural. Durante 2008, se terminó la revisión de la NOM-001, Calidad del gas natural, y la NOM-002, Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural, y el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos aprobó dichos Proyectos de NOM en la vigésima primera sesión de fecha 9 de julio de 2008. También se continuó con los procesos de revisión de la NOM-003-SECRE-2002, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos y de la NOM-007-SECRE-1999, Transporte de Gas Natural.

Para finales de 2008 los cuatro proyectos de NOM's antes mencionados fueron publicados en el DOF para consulta pública. En este sentido, la Comisión está en proceso de responder a cada consulta pública y realizar las gestiones con la Cofemer para la publicación de las normas definitivas en 2009.



2.3 ANEXO DE CAPÍTULO 2

1. Normas Oficiales Mexicanas

Normas Oficiales Mexicanas de gas natural		Fecha de publicación en el DOF
NOM-001-SECRE-2003	Calidad del gas natural	29-mar-04
NOM-002-SECRE-2003	Instalaciones de aprovechamiento de gas natural	8-dic-03
NOM-003-SECRE-2002	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos	12-mar-03
NOM-006-SECRE-1999	Odorización del gas natural	27-ene-00
NOM-008-SECRE-1999	Control de la Corrosión Externa en Tuberías de Acero Enterradas y/o Sumergidas	27-ene-00
NOM-007-SECRE-1999	Transporte de gas natural	4-feb-000
NOM-009-SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L. P., en ductos.	8-feb-02
NOM-010-SECRE-2002	Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio	23-oct-02
NOM-011-SECRE-2002	Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares	23-oct-02
NOM-013-SECRE-2004	Requisitos de seguridad 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	8-nov-04