



**LOS NUEVOS RETOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL  
2001-2005**

---

**Hacia una estructura más eficiente y competitiva en la  
industria del gas natural en México**

**JULIO 2001**

## Antecedentes<sup>1</sup>

---

### *Entorno en el que surge la Consulta*

En 1995 el Congreso de la Unión aprobó modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, con lo cual se redefinió el ámbito de la industria petrolera permitiendo que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Durante ese mismo año también se expidieron la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y el Reglamento de Gas Natural.

Las reformas de 1995 en un principio contribuyeron a detonar nuevos proyectos para desarrollar infraestructura de transporte y de distribución de gas natural en México. A partir de entonces se han alcanzado compromisos de inversión por cerca de 2.5 mil millones de dólares en estas áreas, lo que permitirá llevar este energético a más de 2.3 millones de usuarios en los próximos años.

A partir de los resultados alcanzados, puede concluirse que la primera generación de reformas (1995-2000) ha logrado promover la participación de particulares, principalmente en el desarrollo de infraestructura de distribución y, en menor medida, en el área de transporte. Sin embargo, este grado de participación de la inversión privada aún no se registra en otras actividades en las que ésta es factible desde el punto de vista legal. Tal es el caso del almacenamiento y de la comercialización. La falta de nuevos actores en estas áreas ha dado lugar a rezagos importantes en el desarrollo competitivo y eficiente de la industria, los cuales, de no corregirse, pondrán en entredicho el éxito de la reforma estructural.

Reconociendo que aún persisten rezagos en el suministro competitivo de gas natural en México, en julio de 2000 la CRE decidió convocar al público en general a participar en una consulta pública durante el mes de noviembre de ese mismo año. El objetivo de dicha Consulta fue conocer de primera mano las diversas opiniones sobre los rezagos que aquejan a la industria y recibir propuestas concretas para adecuar, en su caso, el marco jurídico e institucional aplicable. El análisis de dichas propuestas para avanzar hacia la consolidación de una estructura más eficiente y competitiva en la industria de gas natural se ha plasmado en el presente documento.

---

<sup>1</sup>.- La Comisión Reguladora de Energía ha elaborado el presente documento en cumplimiento de lo establecido en las Resoluciones RES/192/2000 y RES/223/2000. Los comentarios expresados en este texto no deben considerarse como vinculatorios para la Secretaría de Energía ni para la Comisión, en el sentido de constituir un ordenamiento legal u obligación de cumplimiento de estos planteamientos.

A fin de ofrecer una referencia para el desarrollo de la consulta, la CRE difundió en su página electrónica un documento descriptivo (Documento Marco) en el que se reseñó el proceso de reforma estructural de la industria del gas natural y se hizo un breve diagnóstico de su situación actual. Dado el gran interés mostrado por usuarios, académicos e industriales interesados en participar en la consulta, la Comisión accedió a ampliar el periodo de recepción de propuestas por dos meses más, de modo que la fecha límite se estableció para el 31 de enero de 2001 (*Diario Oficial de la Federación*, 30 de noviembre de 2000).

### ***Resultados de la Consulta***

En el marco de la Consulta Pública se recibieron un total de 52 propuestas presentadas por diversos tipos de usuarios, organizaciones industriales y empresariales ligadas a la industria del gas natural, así como por integrantes del sector académico, inversionistas potenciales y consultorías.

En anticipación a lo establecido en las Bases de la Convocatoria, y con objeto de dar a conocer a los interesados las diferentes propuestas recabadas durante la Consulta, el 6 de marzo la CRE publicó en su página electrónica los resúmenes ejecutivos de cada uno de los documentos recibidos dentro del plazo señalado en dichas Bases.

Las propuestas recibidas se refieren a distintos aspectos de la industria del gas natural, entre los que destacan:

- Oferta nacional de gas natural;
- Venta de Primera Mano (VPM);
- Metodología de precios de VPM;
- Transporte;
- Distribución;
- Autoabastecimiento;
- Comercialización;
- Almacenamiento;
- Gas Natural Licuado;
- Gas Natural Comprimido;
- Coordinación con otras autoridades federales y locales para el tendido de gasoductos;
- Derechos de Vía, y
- Fortalecimiento Institucional.

Derivado de la amplia participación de los sectores interesados en este proceso de Consulta, puede observarse que las propuestas recibidas incluyen desde posturas conservadoras (volver al *status quo* anterior al proceso de reforma estructural) hasta visiones ambiciosas que buscan profundizarla para reproducir el comportamiento de mercados competitivos (creación de *market hubs* con múltiples oferentes en todos los segmentos de la cadena de suministro, incluyendo producción de gas natural).

Por esta misma razón, la atención de ciertos temas presentados en el proceso de consulta rebasa el ámbito de competencia de la CRE. Considerando lo anterior, y a efecto de que las propuestas detalladas a las que se tuvo acceso en el proceso de Consulta Pública puedan

E S T R A T E G I A   P A R A   A V A N Z A R   H A C I A   U N A   E S T R U C T U R A  
M Á S   E F I C I E N T E   Y   C O M P E T I T I V A

contribuir en el proceso de definición de política energética de la presente Administración, los documentos recibidos que versan sobre estos temas se han remitido a las instancias pertinentes para su conocimiento y efectos.

# Temas analizados en el marco de la Consulta

---

## OFERTA NACIONAL DE GAS NATURAL

### *Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública*

Aproximadamente 65% de los participantes en la Consulta Pública manifestaron su preocupación por el hecho de que, a pesar de los más de 12.5 mil millones de dólares que se invertirán a través del Programa Estratégico de Gas (PEG)<sup>2</sup>, se prevé que en los próximos nueve años se incrementará el déficit de la oferta nacional de este combustible, por lo que para cubrir la demanda será necesario importar crecientes volúmenes de gas.

Al respecto, se señalaron como causas de esta situación las siguientes:

- Pemex se encuentra sujeto a una serie de controles normativos, políticos, fiscales y administrativos que le impiden desempeñarse como una empresa eficiente.
- La mayor parte de los ingresos de Petróleos Mexicanos (Pemex) provienen de la comercialización de petróleo, por lo que los criterios de evaluación de inversiones y análisis de riesgos de la empresa están mayormente influenciados por la cadena de producción de este recurso. De ahí que la explotación de gas natural se haya sujetado tradicionalmente a los ritmos de extracción de crudo, y no al comportamiento de su demanda, lo que resta flexibilidad en el suministro a la industria del gas natural en su conjunto.
- Pemex no ha invertido suficientemente en el desarrollo de nuevas zonas de exploración para aumentar las reservas probadas de este combustible.
- A pesar de que se ha reducido la quema de gas natural en la atmósfera, cerca de 600 millones de pies cúbicos diarios siguen destinándose a este propósito. Falta una mayor infraestructura de procesamiento y de transporte para revertir esta situación.
- A lo largo del territorio nacional existe una gran cantidad de pozos de gas natural cerrados debido a que presentan baja presión.

Existe consenso entre los participantes en la Consulta en el sentido de que la falta de certidumbre en el abasto de gas natural y el hecho de que México se convierta en importador neto representa un riesgo de política energética para el país, ya que bajo estas condiciones su suministro dependerá de condiciones fuera de control del gobierno federal como son, entre otras: la política energética y arancelaria de los Estados Unidos de América y el balance de oferta y demanda de gas natural en ese país.

---

2 - Petróleos Mexicanos, *Memoria de Labores 1999*, Marzo de 2000, p. 54.

Por otra parte, se señala que la inversión que se destinará al programa de inversiones del PEG es insuficiente. Se cuestiona además que el mecanismo de financiamiento a través de *Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo con Impacto Diferido en el Registro del Gasto* (Pidiregas) sea sostenible en el largo plazo, ya que existen prioridades sociales cuya atención también requiere invertir fuertes montos de gasto público.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Para revertir una situación de desabasto de gas natural, las propuestas recibidas van desde posturas conservadoras hasta propuestas ambiciosas de reforma estructural por el lado de la oferta de este energético, mismas que se enumeran a continuación:

1. Considerar al gas natural como un combustible estratégico y prohibir su exportación.
2. Restringir el destino del gas natural a las actividades industriales y petroquímicas y dejar de basar las proyecciones de generación de electricidad futuras en proyectos de ciclo combinado. Para estos efectos, algunos participantes en la consulta proponen sustituir gradualmente y de manera calendarizada, el gas natural utilizado como combustible en la generación de electricidad por petróleo maya despuntado y desulfurado (concepto de refinerías energéticas).
3. Aumentar la inversión pública en exploración y extracción de gas natural seco.
4. Reducir la quema de gas natural en la atmósfera y fortalecer la infraestructura de procesamiento de gas natural.
5. Definir el papel de Pemex en el desarrollo nacional, y a partir de ello, liberar a la empresa de las rigideces fiscales y presupuestales que la aquejan, de manera que:
  - Se garantice la disposición de recursos suficientes para ser invertidos en exploración y producción;
  - La empresa sea más autónoma en el manejo de sus recursos y en la planeación de inversiones;
  - Se le permita funcionar como una empresa tradicional con su propio presupuesto y utilidades, y
  - Pueda establecerse un régimen fiscal que permita una fórmula de asignación de ingresos derivados de la explotación de hidrocarburos entre el gobierno y Pemex.
6. Reorganizar las actividades de exploración y extracción de Pemex Exploración, de tal forma que pueda crearse una unidad específicamente dedicada a la extracción de gas no asociado que emplee criterios de eficiencia y rentabilidad independientes del área responsable de la extracción de crudo.
7. Diseñar mecanismos para explotar yacimientos abandonados y aislados que presenten baja presión.
8. Permitir la participación privada en las actividades de exploración y extracción de gas natural a través de cualquiera de los esquemas siguientes:
  - **Contratos por servicios**, lo que puede realizarse bajo el marco legal e institucional vigente.
  - **Esquemas de inversión mixta (*joint ventures*)**, mediante los cuales el Estado se convertiría en garante de la viabilidad de los proyectos y se repartirían proporcionalmente los productos obtenidos con la inversión. Ello requeriría de

reformas constitucionales y reglamentarias, así como de cambios institucionales para orientar la inversión a proyectos viables.

- **Redefinición del alcance de la industria petrolera para posibilitar la inversión privada en la exploración de gas natural no asociado bajo un esquema de concesiones (esquema similar al previsto en materia de minas)**, lo que también requeriría de reformas constitucionales y reglamentarias, así como de la creación de una autoridad técnica independiente encargada de reglamentar y vigilar las actividades de exploración y producción de los particulares y de Pemex.

#### *Análisis de las propuestas recibidas*

Uno de los supuestos de la reforma estructural de gas natural de 1995 fue que en el futuro, Pemex continuaría con su papel como impulsor del desarrollo de esta industria, fortaleciendo su capacidad de respuesta y eficiencia operativa. Lo anterior se lograría mediante la concentración de los esfuerzos y recursos de Pemex en las actividades **estratégicas** reservadas en exclusiva al Estado (exploración y extracción) para, de esta manera, permitir la creciente participación del sector privado en aquellas actividades en las que su acción resultara más eficiente, como en el caso del transporte, almacenamiento, distribución, comercialización (doméstica y comercio exterior) del gas natural.

De ahí que la disponibilidad de gas natural en condiciones adecuadas de precio, cantidad, calidad y seguridad en el suministro fuera uno de los objetivos centrales de la reforma estructural de 1995, convirtiéndose en uno de los pilares del desarrollo de la industria eléctrica nacional. En este sentido, el problema central es que los pronósticos muestran un déficit creciente en la oferta para los próximos años, por lo que previendo insuficiencias, las empresas ganadoras de licitaciones en generación eléctrica y en distribución de gas natural señalan la necesidad de firmar contratos de largo plazo con Pemex para alcanzar certidumbre en el suministro y predecibilidad en el nivel de precios.

El riesgo en el abastecimiento de gas natural es una variable de gran importancia que toman en consideración los inversionistas, ya que por otra parte también se han identificado obstáculos que impiden concretar proyectos privados para la importación de gas natural que sean independientes de Pemex.

Por lo anterior, y para estar en condiciones de alcanzar las metas de crecimiento planteadas por la presente Administración, en un contexto de economía abierta y evitar la aparición de cuellos de botella en el suministro eléctrico, sería conveniente evaluar los comentarios recibidos en la consulta en el sentido de que es urgente y necesario realizar inversiones cuantiosas, inmediatas y constantes en materia de exploración, extracción y procesamiento de gas natural, aunque la definición de la modalidad en que estas acciones se realicen es un asunto de política energética que cae en el ámbito de facultades del Ejecutivo Federal y, en su caso, del Congreso de la Unión.

En relación con los demás planteamientos presentados:

- La alternativa de prohibir las exportaciones parece exagerada, ya que debe considerarse que este combustible no es el único con el que cuenta el país y además México es importador neto de este energético. Por otra parte, la libre importación garantiza el esquema de apertura y el alcance de los objetivos de la reforma de 1995. En este sentido, el cierre de fronteras implicaría un modelo distinto de desarrollo energético incompatible con un entorno de intercambio comercial dinámico con el exterior.

- La elección del gas natural sobre otras alternativas energéticas la determinará el propio mercado a partir del impacto que este combustible tenga en la rentabilidad de cada usuario. En su caso, la opción de restringir el destino del gas natural para determinados usos debe evaluarse ponderando los beneficios económicos, ecológicos y la capacidad de procesamiento existente de combustibles alternativos.
- En lo relativo a la quema de gas natural en la atmósfera, una medida que podría instrumentarse es permitir que inversionistas privados recolecten y canalicen al SNG el gas que Pemex no pueda aprovechar por restricciones en la infraestructura y donde esta actividad no le sea rentable. Sin embargo, la instrumentación de una medida de esta naturaleza requerirá de cambios legales y reglamentarios.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

A efecto de que las propuestas detalladas a las que tuvo acceso la CRE en el proceso de Consulta Pública puedan contribuir en el proceso de definición de política de la presente Administración, los documentos recibidos que versan sobre este tema se turnarán a las instancias pertinentes para su conocimiento y efectos.

### **VENTAS DE PRIMERA MANO (VPM)**

#### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Las preocupaciones externadas sobre la regulación de los términos y condiciones de ventas de primera mano giran alrededor de la competitividad de la propuesta de Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB), de la percepción de una falta de flexibilidad del contrato para ciertos grupos y de la necesidad de acotar la discrecionalidad de PGPB en la asignación del gas.

Algunos participantes señalan que ciertas condiciones de venta son onerosas (cargos por capacidad, penalizaciones) y que la oferta contractual de Pemex no es comparable con la existente en los mercados de América del Norte, en particular en materia de precios de largo plazo. Otros interesados plantean la conveniencia de dar un trato diferenciado a los grupos corporativos con objeto de consolidar consumos y procesos administrativos.

Asimismo, se cuestiona la capacidad de la regulación para evitar que PGPB incurra en actos discriminatorios contra aquellos clientes que prefieran adquirir el gas y contratar el transporte de manera desagregada, por lo que se sugiere darles preferencia en la asignación del gas.

#### ***Propuestas presentadas por los participantes***

En términos generales, se propone:

- Establecer un mecanismo ágil y transparente que permita verificar que PGPB asigna el gas disponible en condiciones no indebidamente discriminatorias.
- Establecer un periodo de transición de un año al menos para la entrada en vigor de la nueva regulación de las ventas de primera mano (VPM).
- Publicar el Catálogo de Precios y los Lineamientos de Crédito.

### *Análisis de las propuestas recibidas*

La regulación de las ventas de primera mano tiene por objeto establecer reglas claras y transparentes de contratación que permitan a todos los interesados adquirir gas de PGPB en condiciones de igualdad y eficiencia, de acuerdo con las prácticas comerciales de mercados competitivos.

De acuerdo con estos principios, la *Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural* (Directiva VPM) y, consecuentemente, los *Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano* (TCG/VPM), establecen un marco contractual que toma en cuenta las condiciones particulares de la industria de gas natural en nuestro país y los modelos contractuales utilizados en mercados internacionales desarrollados. De acuerdo a lo anterior, las opciones que PGPB ofrece a sus adquirentes de gas natural en términos de precio, vigencia y características del contrato, corresponden en buena medida con los productos y servicios ofrecidos por comercializadores en América del Norte. Vale la pena notar que PGPB compite con otros agentes económicos para ofrecer servicios financieros de cobertura que sustituyen ventajosamente a los contratos de gas a precio fijo.

Mención aparte merecen los cargos relacionados con la prestación del servicio de transporte, tales como cargos por capacidad o cargos por desbalance, sobre los que se abunda en la sección de transporte de este documento.

En cuanto a la propuesta de reducir las penalizaciones establecidas en los TCG/VPM, la CRE señaló en el Considerando Trigésimo Primero de la *Resolución sobre la Propuesta de Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural presentada por Pemex-Gas y Petroquímica Básica* (RES/158/2000) que “dadas la posición dominante de PGPB en el mercado del gas natural en México, la falta de alternativas de suministro y la ausencia de un historial que permita identificar la tendencia de los incumplimientos en la entrega y recepción del gas bajo los TCG/VPM, así como bajo las *Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte para el Sistema Nacional de Gasoductos* (CGPST-SNG), esta Comisión no tiene elementos actualmente para evaluar el régimen de penalizaciones propuesto, por lo que deberá ser modificado por PGPB conforme esta Comisión lo juzgue conveniente de acuerdo al desempeño observado”. Vale la pena señalar que durante las consultas públicas que se llevaron a cabo previamente a la aprobación de los TCG/VPM los interesados expresaron su desacuerdo con las penalizaciones propuestas por PGPB en ambos sentidos (*i.e.* algunos las consideraron altas, en tanto que otros comentaron que eran insuficientes para garantizar el cumplimiento de los contratos).

En relación con la solicitud de incorporar en la regulación contratos que permitan a un grupo manejar de manera consolidada las adquisiciones de gas, es necesario aclarar que la factibilidad de estos contratos depende del esquema de adquisición que requiera el grupo.

De acuerdo con lo anterior, los “contratos para grupos corporativos” con entrega en puntos distintos de la planta de proceso no están contemplados bajo el marco de la regulación vigente, y cualquier modificación en este sentido tendría que evaluarse a la luz de que su incorporación no implique un trato indebidamente discriminatorio respecto de clientes individuales. No obstante lo anterior, tanto los grupos corporativos como cualquier otro grupo de adquirentes pueden centralizar sus adquisiciones de gas como lo haría cualquier comercializador. A este efecto, podrían contratar el combustible conforme a los términos del artículo 10, fracción I del *Reglamento de Gas Natural* (RGN) y reservar por separado la capacidad de transporte. Esto último podría llevarse al cabo en condiciones similares a la contratación de capacidad que, en los términos de lo establecido en las *Bases de Coordinación Operativa*, realice la Subdirección de Gas Natural de PGPB.

La discrecionalidad de PGPB en la asignación del gas es un problema potencial que enfrentan adquirentes y reguladores. La CRE ha establecido mecanismos de control para reducir estos riesgos en las *Bases de Coordinación Operativa* y en el Sistema de Información que PGPB está obligado a mantener permanentemente actualizado. Sin embargo, estos mecanismos de control serán efectivos en la medida que los clientes de PGPB manifiesten las quejas e inconformidades ante la CRE que se deriven por incumplimiento del organismo a las disposiciones regulatorias aplicables.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

A fin de que la regulación contribuya al desarrollo eficiente de la industria de gas natural, la CRE continuará analizando las prácticas comerciales de mercados competitivos para mantener actualizado el marco normativo vigente de las ventas de primera mano.

La CRE deberá evaluar, a más tardar en un periodo de seis meses a un año a partir de la entrada plena en vigor de los TCGVPM (conclusión del Régimen Transitorio), el régimen de penalizaciones aprobado, para determinar su procedencia y eficacia, de acuerdo a lo establecido en la resolución por la que se aprobó la propuesta de TCG/VPM de PGPB.

Con objeto de informar a los adquirentes de las diversas opciones de contratación que ofrece el nuevo marco regulador de ventas de primera mano, la CRE en coordinación con la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN), realizará diversas campañas de difusión, en las que se destacará la importante función que desempeñarán los adquirentes en la vigilancia del cumplimiento de la normatividad por parte de PGPB. Una vez que concluya el Régimen Transitorio de las ventas de primera mano, las actividades de la CRE se concentrarán en los aspectos de verificación, atención de quejas por parte de adquirentes y monitoreo del sistema de información de PGPB.

## **METODOLOGÍA DE PRECIOS PARA LA VPM**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Los aspectos específicos de la problemática en materia de precios de gas natural identificados en las propuestas presentadas en la Consulta Pública se dividen en distintas vertientes según la posición de cada participante en la industria del energético.

Algunos participantes, especialmente pertenecientes a la planta productiva nacional, opinaron que la metodología para determinar los precios de venta de primera mano de gas natural (precios de VPM) presenta fallas y limitaciones. Diversos comentarios coinciden en que la vinculación de los precios nacionales a referencias del mercado estadounidense introduce condiciones estacionales y especulativas ajenas al mercado nacional, lo que afecta a los consumidores en términos de fluctuaciones no deseadas en el costo del combustible. Ello fue especialmente evidente a partir de que en el último semestre de 2000 los mercados de referencia sufrieron un periodo de alta volatilidad con incrementos excesivos en precios, lo que repercutió en los consumidores nacionales por vía de la metodología de precios de VPM.

Esta crítica se fundamenta en el hecho de que la interconexión de los sistemas de transporte mexicanos con sistemas estadounidenses es aún limitada, por lo que considerar al mercado nacional dentro del mercado integrado de América del Norte es impreciso, según las opiniones recibidas. Debido a lo anterior, se argumenta que la metodología de precios de VPM, en conjunto con la existencia de un solo productor de gas natural, premia la escasez de este combustible, ya que la posición dominante de Pemex provee al organismo con

incentivos para subinvertir en actividades de exploración y producción a fin de maximizar precios en perjuicio de los consumidores.

Adicionalmente, se considera que el amplio potencial de reservas de gas natural existente en el país no ha sido aprovechado adecuadamente. De lo contrario, México se ubicaría en una posición netamente exportadora del energético, lo que se traduciría en condiciones más competitivas de precio en beneficio de la población.

### *Propuestas presentadas por los participantes*

Las propuestas recibidas giran en torno al grado en que los precios nacionales deben relacionarse a mercados de referencia. Algunos participantes sugirieron metodologías que ponderen, por un lado, el precio de las importaciones que sean necesarias para satisfacer la demanda nacional, y por otro, los costos de la producción nacional (“Precio México”). Dentro de estos costos se incorporan componentes de rentabilidad para el Estado que permitan, entre otros propósitos, destinar recursos para aumentar la plataforma de producción a fin de alcanzar un escenario de exportación neta. Una vez que esto se logre, la metodología de precios de VPM podría vincularse completamente a los precios internacionales de referencia.

En otras propuestas se solicita poner en práctica esquemas que limiten la volatilidad de los precios de referencia. Entre ellos destacan:

- Instrumentar estrategias en las que PGPB contrate coberturas financieras como parte de la metodología de precios de VPM;
- Aplicar promedios móviles o tasas promedio anuales a los precios de referencia para fines de la metodología, y
- Determinar un "techo" y un "piso" para el precio.

Propuestas más radicales, proponían determinar un precio fijo único para todo el territorio nacional, establecer referencias con base en precios de otros combustibles, o bien discriminar precios de acuerdo con los usos finales del gas.

En contraste con las propuestas descritas anteriormente, otros participantes en la Consulta, como inversionistas e instituciones de investigación y consultoría, opinan que la metodología de precios de VPM contiene elementos adecuados dado el propósito de reflejar condiciones de competencia y, eventualmente, desarrollar un mercado competitivo de gas natural en México. A pesar de lo anterior, se argumenta que el logro de estos objetivos ha sido limitado, toda vez que PGPB continúa ejerciendo un papel dominante en la industria y no se han dado las condiciones para que el esquema de acceso abierto en gasoductos entre en funcionamiento. Por lo anterior, este grupo de participantes considera necesario adecuar la metodología de precios de VPM a fin de se refleje de manera más precisa el costo de oportunidad del gas natural en México. En estos términos, establecen que para el desarrollo de precios competitivos dentro del mercado mexicano de gas natural se requiere instrumentar acciones que permitan incrementar la competencia en el suministro del combustible (promover mayores inversiones en ductos de importación y el desarrollo de actividades de comercialización).

Se considera que una estrategia eficaz para el logro de este propósito sería permitir la participación privada en exploración y producción de gas natural. No obstante, los proponentes señalan que por su alcance e implicaciones, una medida de tal naturaleza no será factible, al menos, en el corto o mediano plazo.

En consecuencia, se sugiere a la CRE como medida alternativa acelerar el establecimiento de condiciones que permitan a comercializadores e importadores privados competir en términos equitativos con PGPB en el suministro de gas. Para ello se propone modificar la metodología de precios de VPM, considerando entre otros aspectos, los siguientes:

- Incorporar los costos de transporte entre los gasoductos estadounidenses y la frontera con México a fin de reflejar el valor real de las importaciones, y por ende, el costo de oportunidad del gas;
- Transitar de manera más acelerada hacia la metodología de precios de VPM establecida en la *Directiva de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural* (DPT), y
- Mantener variable el diferencial histórico entre el índice del *Houston Ship Channel* y los índices del sur de Texas.

#### ***Análisis de las propuestas recibidas***

Uno de los objetivos fundamentales de la reforma estructural en la industria del gas natural fue el desarrollo de un mercado eficiente que reflejara condiciones de competencia efectiva. Con este propósito, se eliminaron las restricciones en actividades de comercio exterior y en la comercialización y, en concordancia, las ventas de primera mano (VPM) se sujetaron a regulación de precios y de calidad de servicio por tratarse de una actividad desempeñada de manera exclusiva por Pemex. Esto con objeto de eliminar obstáculos a la entrada de nuevos actores en la industria de gas natural en México.

Como parte integral de esta estrategia, y atendiendo a las disposiciones legales y reglamentarias en la materia, se estableció una política de precios de VPM que reflejara el costo de oportunidad del gas natural. Para estos efectos se eligió como mercado relevante al del sur de Texas, dado su alto nivel de competitividad y su vinculación con las zonas productoras nacionales a través de diversas interconexiones.

El establecimiento de la metodología ha permitido eliminar la discrecionalidad en la determinación de precios al contribuir a acotar el poder de mercado de Pemex en la producción y venta del gas natural en el país, lo que resulta en una mayor certidumbre para los adquirentes nacionales, quienes ahora también cuentan con la opción de comprar gas en el mercado internacional de manera directa. De igual manera, ha sido un paso importante para atraer flujos de inversión privada en infraestructura e impulsar el inicio de un mercado mexicano de gas natural más profundo.

No obstante lo anterior, debe reconocerse que algunos aspectos de la metodología de precios requieren ajustarse para que el precio nacional refleje sin distorsión alguna condiciones de competencia efectiva y no constituya un obstáculo para nuevas inversiones en las áreas de importación, comercialización y desarrollo de mercados de coberturas financieras.

En lo que se refiere a la propuesta de eliminar la vinculación del precio doméstico respecto al mercado de referencia internacional debe señalarse que ello representaría una solución contraproducente por sus repercusiones en otros ámbitos de la industria, ya que de esta forma se frenaría el proceso de desarrollo de un mercado de gas natural competitivo en el que la iniciativa privada (importadores y comercializadores) incrementa las fuentes de suministro. Determinar los precios del gas de manera exógena con base en los costos de producción o cualquier otra referencia distinta a la utilizada actualmente obligaría a mantener aislado al mercado mexicano ya que podría darse lugar a condiciones de arbitraje.

En estas circunstancias, el abasto nacional seguiría dependiendo del operador paraestatal y los adquirentes continuarían limitados a las alternativas que pudiera ofrecer Pemex.

Adicionalmente, dadas las restricciones presupuestales actuales, en paralelo con las expectativas de evolución de la demanda y oferta de gas natural en el país, la falta de actores privados que complementen el papel de Pemex en la industria pondría en entredicho la seguridad de suministro en el mediano y largo plazos. Ello será cierto aún cuando, como se propone, el precio de VPM incorpore un componente de rentabilidad para Pemex, toda vez que no será posible asegurar que parte de los recursos presupuestales se destinen a incrementar la oferta de gas frente a necesidades en materia de gasto social o proyectos de mayor rentabilidad.

Finalmente, la eliminación del precio de referencia requeriría de modificaciones al artículo 26-I del *Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales* que establece que los precios de los combustibles producidos en exclusiva por Pemex deben determinarse con base en su costo de oportunidad y las condiciones de competitividad de los combustibles en el mercado internacional. Sin embargo, eliminar esta disposición en lo aplicable al gas natural podría implicar un trato discriminatorio en contra de los consumidores de otros energéticos, por lo que esta medida en su caso, deberá evaluarse en términos de una política energética de mayor alcance.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

En estos términos, actualmente la CRE está realizando algunas adecuaciones en la metodología de precios de VPM con objeto de reflejar de manera más puntual el costo de oportunidad del gas natural respecto de las condiciones en los mercados de referencia, de manera que la política de precios del energético no siga representando una barrera de entrada para nuevos actores en la industria.

De esta manera se lograrán condiciones más competitivas en México y será posible que los consumidores e inversionistas cuenten con productos y servicios cada vez más especializados de acuerdo con sus necesidades particulares. En particular, se prevé que ello redundará a su vez en el acceso a esquemas de contratación de largo plazo y a múltiples instrumentos que permitan la estabilidad de precios.

Entre otras, se prevén las modificaciones siguientes:

- Cambio de los parámetros iniciales que forman parte de la metodología de precios de gas natural objeto de ventas de primera mano establecida en la *Directiva para la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural* para que ésta refleje sin distorsiones el costo de oportunidad del combustible;
- Actualización del diferencial histórico previsto en dicha metodología a fin de reconocer las condiciones que actualmente experimentan los mercados de referencia;
- Incorporación de los costos de transporte entre el sur de Texas y la frontera con Reynosa con objeto de reflejar de manera más precisa el costo de oportunidad del gas natural de origen nacional, y
- Definición de metodologías de precios de VPM en puntos de inyección y extracción distintos a Ciudad Pemex (Reynosa y Chihuahua) de forma que la determinación de precios sea congruente en todo el territorio nacional.

Asimismo, se evaluarán distintas alternativas metodológicas para determinar precios acordes con modalidades de contratación de ventas de primera mano de largo plazo. Lo anterior, con apego a las condiciones de mercado y las prácticas comerciales comúnmente utilizadas en mercados competitivos de gas natural.

## TRANSPORTE

### *Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública*

Las propuestas recibidas señalan la existencia de fallas y limitaciones en las *Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte* (CGPST) de PGPB. Concretamente, los comentarios destacan la incertidumbre existente respecto al acceso de terceros en los ductos de Pemex y la insuficiente infraestructura y capacidad disponible de interconexión en frontera como factores fundamentales que limitan el adecuado desarrollo de las actividades de transporte de gas natural por parte del sector privado. Del mismo modo se manifiesta la percepción de que el marco regulatorio actual en materia de transporte es rígido y suprime la eficiencia y competitividad de la industria del gas natural en México.

### *Propuestas presentadas por los participantes*

Concretamente, se plantea revisar, perfeccionar y optimizar las CGPST con miras, entre otros aspectos, a:

- Eliminar cargos por capacidad y penalizaciones por desbalance;
- Permitir que PGPB pueda firmar contratos en base firme para periodos menores a un año (cláusula 3.2 de las CGPST);
- Permitir que los usuarios tengan la opción de contratar el tipo de transporte más conveniente (cláusula 3.3 de las CGPST);
- Definir el costo de transporte en base firme para el trayecto Cárdenas-Altamira;
- Posponer el inicio del acceso abierto, y
- Poner en marcha un sistema de información con datos sobre la capacidad disponible en cada punto de entrega e inyección.

La mayoría de las propuestas coinciden en señalar que la participación de PGPB en la comercialización (ver sección correspondiente) inhibe la entrada de nuevos agentes en el mercado. Al respecto, proponen establecer una separación real entre las áreas de comercialización y de transporte de PGPB para que un usuario del Sistema Nacional de gasoductos (SNG) pueda competir en condiciones iguales con el área de comercialización de PGPB. Asimismo, se recomienda limitar la ampliación del sistema de transporte de Pemex (en particular en zonas geográficas de distribución) cuando otros agentes manifiesten su disposición a realizar dicha expansión e, inclusive, desincorporar tramos del SNG que no sean estratégicos y que puedan ser administrados más eficientemente por empresas privadas.

### *Análisis de las propuestas recibidas*

La propuesta de eliminación de los cargos por capacidad y las penalizaciones por desbalance en los sistemas de transporte se contraponen a una práctica común en la industria del gas natural a nivel internacional que está orientada a proteger la seguridad y eficiencia operativa de los sistemas. La racionalidad de los cargos por capacidad radica en que los mismos determinan la viabilidad financiera de los proyectos. Eliminar ambos conceptos no resulta conveniente en virtud de que podría fomentarse el incumplimiento de contratos, lo que generaría incertidumbre en materia de recuperación de inversiones.

Sobre este tema en particular, debe destacarse que el diseño y composición de los cargos de los permisionarios están basados en prácticas competitivas de la industria de gas natural a nivel internacional y han probado contribuir de manera fundamental al desarrollo sano y a la operación eficiente del transporte del combustible.

En cuanto a la propuesta de modificar las CGPST para permitir que PGPB pueda firmar contratos en base firme para periodos menores a un año (cláusula 3.2 de las CGPST), cabe señalar que, si bien los contratos de un año son práctica internacional, no debe descartarse el eventual análisis de este planteamiento a efecto de considerar nuevas alternativas para evitar problemas de reservación de capacidad disponible en el SNG.

En lo relativo a la propuesta de modificar las CGPST para permitir que los usuarios tengan la opción de contratar el tipo de transporte más conveniente (cláusula 3.3 de las CGPST), vale la pena recordar que, en general, los permissionarios de transporte procuran garantizar la recuperación de sus costos fijos mediante la contratación de capacidad en base firme. Sin embargo, una planeación adecuada de la capacidad podría permitir a los usuarios contratar, por ejemplo, una mezcla de servicios en base firme y en base interrumpible, cuando existan condiciones económicas que lo justifiquen y cuando exista capacidad excedente.

La sugerencia de definir el costo de transporte en base firme para el trayecto Cárdenas-Altamira por el momento no es aplicable, en virtud de que en ese tramo del SNG no existe flujo de gas natural en esa dirección.

Sobre la inquietud de los participantes en la consulta respecto a posponer el inicio de la temporada abierta para la reservación de capacidad en el SNG y ampliar los plazos del Régimen Transitorio de los TCGVPM, debe destacarse que dicha solicitud ha sido atendida a través de las Resoluciones Núms. RES/228/2000 publicada en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF) el 8 de diciembre de 2000, RES/021/2001 publicada en el DOF el 28 de febrero de 2001 y RES/052/2001 expedida el 23 de marzo de 2001.

Finalmente, y a reserva de analizarse con mayor detenimiento, la propuesta de desincorporar algunos ductos no estratégicos de PGPB parece razonable. Ello permitiría al organismo concentrar sus esfuerzos y sus recursos en el desarrollo de actividades estratégicas reservadas al Estado como son la producción y procesamiento de gas natural, entre otras. No obstante, una decisión de esta naturaleza requeriría de aprobación previa por parte de Sener, SHCP y del Consejo de Administración de Pemex, así como de cambios al permiso de transporte para el SNG.

### ***Agenda de trabajo de la CRE***

Actualmente la Comisión Federal de Mejora Regulatoria se encuentra en proceso de dictaminación sobre la expedición del Catálogo de Precios y de los Lineamientos de Crédito presentados por PGPB. Una vez que se cuente con dicho dictamen se dará paso al inicio de la Temporada Abierta en el SNG y a las siguientes fases de aplicación del periodo transitorio de las VPM. Con la publicación de estos documentos los adquirentes y usuarios contarán con elementos de decisión suficientes para llevar a cabo la contratación de ventas de primera mano y la reservación de capacidad en el SNG bajo condiciones de eficiencia, transparencia, competencia, continuidad y certidumbre. Esto se complementará con la puesta en marcha del sistema de información sobre la capacidad disponible en cada punto de entrega e inyección en el SNG previsto en el título de permiso de PGPB.

## **DISTRIBUCIÓN**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Con la reforma estructural de 1995 se buscó, entre otros objetivos, impulsar la construcción y el desarrollo de sistemas de distribución en beneficio de centros de población sobre una base de eficiencia y rentabilidad.

En materia de distribución, los participantes en la Consulta señalaron su preocupación por una serie de cuestiones: algunas referidas a cambios en la regulación y otras que encuadran en la problemática coyuntural que les afecta y que se presenta específicamente en la etapa de arranque de los proyectos de inversión.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Las modificaciones en el marco regulador sugeridas por los participantes van desde pequeños cambios en la *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural* (DPT) —como sería establecer un mecanismo de ajuste automático de tarifas cuando el Índice de precios al Consumidor acumule variaciones de 5% y la aplicación del tipo de cambio del día de facturación en lugar del promedio del mes—, hasta planteamientos de reformas regulatorias importantes en temas como los siguientes:

- Flexibilizar la regulación del Precio Máximo de Adquisición (PMA), señalando la necesidad de que el distribuidor cuente con mayor autonomía para contratar coberturas y, en su caso para poder trasladar el costo financiero de la contratación de la misma al usuario final, por encima del PMA.
- La regulación por Ingreso Máximo (IM) es cuestionable por ser rígida y no constituir un parámetro de la realidad que enfrenta el negocio, ya que una empresa puede tener un IM obtenido superior al autorizado y enfrentar márgenes de utilidad pequeños o inclusive negativos, o en el caso contrario, tener un IM por debajo del autorizado y márgenes de rentabilidad sobrados.
- Debe permitirse la integración vertical entre el transportista y el distribuidor en la misma Zona Geográfica, ya que en ocasiones la falta de una adecuada infraestructura de transporte impide o dificulta al distribuidor el desarrollo adecuado de su zona de distribución. En la mayoría de los casos, es el mismo distribuidor quien tiene el interés en realizar inversiones en transporte, sobre todo cuando no hay otro interesado en promover expansiones de sistemas de transporte existentes o en nuevos sistemas.

En relación con la problemática que enfrentan actualmente, los participantes coinciden en que gran parte de los distribuidores presentan rezagos importantes en materia de cobertura de clientes y reportan un IM obtenido por debajo del autorizado, por lo que se prevé que los distribuidores, en breve, tengan que afrontar:

- Dificultades para cumplir con los compromisos que ampara la garantía exhibida, con el riesgo de no poder liberarla en su totalidad. Manifiestan que dichos rezagos resultan de factores externos, tales como obstáculos para la obtención de los permisos de construcción, excesivos cargos por el uso de la vía pública, suspensiones continuas de las obras por autoridades o vecinos y falta de personal capacitado, entre otras causas, y
- Problemas en la operación de la empresa y penetración en el mercado, al tener que aplicar un factor de ajuste (factor K) al cuarto año que sólo considera la desviación con respecto al IM autorizado, sin evaluar las condiciones operativas que enfrenta la empresa, considerando que, en la mayoría de los casos, el IM obtenido por el distribuidor es sustancialmente inferior al autorizado y las inversiones realizadas, así como los costos superan a los planeados.

Al respecto, proponen por una parte la flexibilización en el plazo para el cumplimiento de los compromisos que están vinculados con la garantía a fin de reducir el riesgo de no liberar una proporción importante de la misma. Asimismo, sugieren incluir en la evaluación del IM obtenido al cuarto año de operación conceptos adicionales que permitan revisar el estado de la empresa para no poner en riesgo el desarrollo del proyecto.

### ***Análisis de las propuestas recibidas***

En temas relacionados con un cambio en el marco regulador, la Comisión ha analizado la posibilidad de elaborar un proyecto de modificaciones a la DPT, y en su caso del RGN, incluyendo entre otras, algunos criterios ya establecidos en diversas resoluciones de la Comisión que reflejan una flexibilización en ajustes por inflación en el IM y las tarifas, así como en la verificación del PMA, aún en el contexto de uso de instrumentos de cobertura, y de la entrada en vigor de los TCG/VPM y el Catálogo de Precios.

De igual forma, la Comisión ha revisado la regulación del IM y ha fijado los criterios de interpretación para la aplicación del factor K a los distribuidores, tanto para el cuarto año, como para el sexto, estudiando en cada caso el IM obtenido con respecto al máximo. La Comisión ha resuelto dejar al criterio del permissionario la aplicación del ajuste en las tarifas para el cuarto año que resulte de la obtención del factor K, una vez que se haga el ajuste respectivo al IM. Lo que se busca es permitir al distribuidor corregir su estrategia para obtener lo establecido en el plan de negocios sin afectar su rentabilidad.

En relación con la propuesta de permitir la integración vertical entre el transportista y el distribuidor, el marco legal vigente ya considera la posibilidad de permitir esta integración, justo en los casos en que ello resulte en ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio, así como cuando no exista la infraestructura necesaria para el desarrollo de la Zona Geográfica y no existan transportistas interesados.

En cuanto a la problemática que actualmente están enfrentando los distribuidores para cumplir con los compromisos establecidos en el permiso de distribución, la Comisión, junto con la Tesorería de la Federación y otras autoridades relevantes evaluarán los criterios de ejecución de la garantía y considerarán, en su caso, con apego al marco jurídico aplicable, los argumentos de los distribuidores y los elementos de prueba que llegaran a aportar para justificar los atrasos.

### ***Agenda de trabajo de la CRE***

La Comisión elabora actualmente propuestas de modificaciones a la DPT y a las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de los distribuidores con objeto de adecuar algunas disposiciones de la regulación aplicable a los distribuidores de manera que éstas se adapten mejor a la realidad que éstos enfrentan, asimismo se busca precisar algunos conceptos de la Directiva. En este sentido, se encuentran bajo estudio las acciones que se requieren para solucionar la problemática coyuntural por la que atraviesan actualmente los distribuidores.

Es importante destacar sobre este punto que tanto la Unidad de Promoción de Inversiones de la Secretaría de Energía como la CRE están llevando a cabo un programa de visitas a diferentes estados y municipios de la República donde se desarrollan redes de distribución de gas natural con el propósito de firmar Acuerdos de Coordinación que permitan avanzar con certidumbre y agilidad en la construcción y operación de las dichas redes.

## **AUTOABASTECIMIENTO**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Las propuestas recibidas destacan que, en la regulación vigente aplicable a las actividades de transporte de gas natural para usos propios, existen lagunas y deficiencias que han permitido que las sociedades de autoabastecimiento operen como si fueran empresas de

distribución sin serlo, generando una competencia desleal que afecta las metas y la rentabilidad de los distribuidores en las zonas geográficas.

En el mismo sentido, se precisa que las sociedades de autoabastecimiento de gas natural actúan sin tener las obligaciones ni los compromisos de los distribuidores autorizados en materia de garantías, cumplimiento de coberturas, tarifas, supervisión técnica y condiciones para la prestación del servicio.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Esta situación, en las zonas que a la fecha no han sido licitadas, podría restar atractivo para otros inversionistas interesados en desarrollar tanto los mercados residenciales como industriales como parte de su estrategia de negocios. Las sociedades de autoabastecimiento establecidas en zonas de distribución con exclusividad, pueden llegar a convertirse en distribuidores “encubiertos”, realizando una competencia inequitativa, por lo que las propuestas presentadas coinciden en que limitar y acotar la existencia de nuevas sociedades de autoabastecimiento.

### ***Análisis de las propuestas***

Hasta el momento no existe disposición jurídica que claramente limite las funciones de un permisionario de transporte para usos propios en cuanto a su tamaño, área de servicio y clientes atendidos, sobre todo cuando éste convive en una misma Zona Geográfica con un distribuidor, sin tener las obligaciones que éste asumió ante la CRE.

Por otra parte, el crecimiento indebido que han registrado algunas sociedades de autoabastecimiento viola y limita la exclusividad del distribuidor de que se trate y provoca un impacto negativo en las proyecciones financieras de éste que le sirvieron de base para ganar la correspondiente licitación.

Si bien la CRE a través de diversas resoluciones emitidas, como es el caso de la RES/241/99, ha tratado de establecer limitaciones al crecimiento desmedido de algunos autoabastecedores en zonas geográficas en las que existe un distribuidor a quien se ha conferido un periodo de exclusividad para desarrollar el mercado, ello no puede calificarse de definitivo y menos de satisfactorio en tanto que a la fecha no han terminado las controversias de índole administrativa y judicial que se presentaron con motivo de la emisión de los criterios contenidos en las referidas resoluciones. Por ello, se considera necesario incorporar modificaciones en el RGN, de manera que las actividades que desarrollen los permisionarios de transporte para usos propios, particularmente las sociedades de autoabastecimiento, no limiten ni afecten la exclusividad de los distribuidores ni se transformen en barreras de entrada para el distribuidor en el mercado respectivo

En efecto, es conveniente una reforma reglamentaria ya que se ha confirmado la existencia de un desequilibrio en los requisitos y condiciones previstos en el RGN para realizar actividades de transporte de usos propios por sociedades de autoabastecimiento, por una parte, y para permisionarios de distribución por la otra, en zonas geográficas, ya que las sociedades de autoabastecimiento, a diferencia de los distribuidores:

- No deben demostrar su capacidad administrativa ni financiera;
- En materia de coberturas, no tienen compromisos en cuanto a clientes e inversión, ni tampoco la obligación de manejar un volumen de gas natural, ni cumplir con un determinado ingreso máximo (Po);
- No tienen tarifas reguladas;

- No están sujetas a restricciones para operar una red cuyos usuarios sólo sean industriales y comerciales dentro de una Zona Geográfica de distribución;
- No tienen obligación de permitir el acceso abierto, y
- Pueden integrarse verticalmente y ofrecer servicios agregados.

Las experiencias registradas hasta la fecha permiten afirmar que resulta pertinente elaborar un proyecto de regulación en esta materia que establezca requisitos y obligaciones a cargo de los permisionarios de transporte para usos propios, en la medida en la que sea mayor la dimensión de los respectivos proyectos en cuanto a volúmenes, longitud de trayecto y número de socios/usuarios. Es decir, para proyectos pequeños, obligaciones mínimas y para proyectos importantes, mayores obligaciones regulatorias.

Es conveniente, en consecuencia, diferenciar niveles y establecer en concordancia requerimientos regulatorios, según se trate de satisfacer sólo las necesidades del solicitante, las de una sociedad de autoabastecimiento limitada al perímetro de un parque industrial, o los requerimientos de un mayor número de socios dispersos en una extensión territorial mayor. Podría analizarse también la conveniencia de reestructurar los requerimientos para la obtención de permisos de distribución, de manera que se definan compromisos específicos que tomen en cuenta la existencia de diferentes tipos y dimensiones de proyectos, lo que se reflejaría en requisitos congruentes y diferenciados en cada caso. De esta manera, se contaría con una regulación más armónica para sociedades de autoabastecimiento y de distribución, lo cual permitiría incluso su coexistencia en zonas geográficas.

#### *Agenda de trabajo de la CRE*

A la luz de estas observaciones, se evaluará la posibilidad de modificar el RGN para establecer restricciones a las actividades que desarrollen las sociedades de autoabastecimiento titulares de los permisos de transporte para usos propios, bajo la consideración de que los permisos sólo se otorgarán para un trayecto y capacidad determinados, siempre y cuando exista continuidad física y congruencia hidráulica en el sistema correspondiente.

La reforma podría considerar los criterios básicos siguientes:

- Las sociedades de autoabastecimiento no podrán conformarse con fines de lucro;
- A cada sociedad de autoabastecimiento corresponderá un solo permiso y sus socios deberán acreditarse como usuarios finales que consuman gas para usos industriales, comerciales y de servicios;
- Durante el periodo de exclusividad de un distribuidor en una Zona Geográfica determinada, el consumo agregado de cada sociedad de autoabastecimiento no podrá rebasar el 10% del consumo total proyectado por el distribuidor en ese mismo periodo
- Evitar la competencia desleal por parte de las sociedades de autoabastecimiento, respecto de los distribuidores autorizados en zonas geográficas;
- Reconocer que el esquema de las sociedades de autoabastecimiento es fundamental para el desarrollo de los parques industriales en el país;
- Limitar el crecimiento de las sociedades de autoabastecimiento de manera que no se afecte la exclusividad de que gozan en las zonas geográficas los distribuidores autorizados, y

- Considerar también una revisión de los procedimientos para el otorgamiento y la modificación de los permisos y de otras disposiciones del RGN que deban ser aplicables.

La CRE podrá elaborar la propuesta de reforma correspondiente, a efecto de canalizarla a través de la Secretaría de Energía al Poder Ejecutivo Federal.

## COMERCIALIZACIÓN

### *Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública*

Diversos participantes en la consulta coincidieron en señalar que no prever restricciones a la integración vertical de las actividades de venta de primera mano, transporte y comercialización de PGPB en el RGN ha redundado en una situación que contradice el objetivo de la reforma estructural, ya que:

- Bajo estas condiciones se ha inhibido la participación del sector privado en la comercialización de gas, lo que elimina la posibilidad de conformar un entorno competitivo en este segmento de la cadena de suministro de este combustible.
- El monopolio de *facto* de PGPB en la comercialización ha desalentado la participación de inversiones privadas en algunos segmentos de la industria, dada la incertidumbre sobre la disponibilidad de gas que genera el poder de mercado de PGPB. Paradójicamente, algunos participantes privados han optado por asociarse con PGPB, generando un problema mayor de concentración y poder monopólico en la nueva industria de gas natural.
- La exclusividad en las ventas de primera mano por parte de Pemex y la presencia dominante de PGPB en el transporte, combinadas con la ausencia de regulación en actividades de comercialización, han derivado en la existencia de monopolios no regulados en esta actividad que incrementan los riesgos de inversión en sistemas de transporte y distribución y en actividades que utilizan el gas natural como insumo principal (electricidad, petroquímica, etc.).

Entre otras, se señala que las circunstancias que han dado lugar a la situación antes descrita y que se enumeran en las propuestas recibidas en el marco de la consulta pública, son las siguientes:

- PGPB mantiene el monopolio legal en la producción y venta de primera mano de gas natural por mandato constitucional y también el monopolio natural en el sistema nacional de ductos. La posibilidad de operar conjuntamente ambos monopolios confiere a Pemex un gran poder de mercado y una posición dominante en la comercialización del combustible.
- PGPB controla la totalidad de la infraestructura y capacidad en los ductos de importación y exportación, e incluso cuenta con proyectos aprobados para ampliar dicha capacidad.

### *Propuestas presentadas por los participantes*

Para revertir esta situación, y con miras a introducir condiciones que favorezcan una mayor competencia en la industria en beneficio de los usuarios finales, la Comisión recibió diversas propuestas coincidentes en el sentido de:

- Limitar las actividades de comercialización de PGPB, principalmente en las zonas de distribución.

- Transferir los clientes finales actuales de PGPB a comercializadores privados, con excepción de los clientes estratégicos como CFE, productores externos de energía, productores de amoníaco e instalaciones de PGPB.
- Separar formal, institucional y físicamente el área de comercialización de PGPB del área de transporte, para hacer efectivo el acceso abierto y crear condiciones de mercado competitivas.
- Eliminar la integración vertical entre las actividades de transporte y comercialización de PGPB.
- Sacar a PGPB de la comercialización de gas natural, de manera que se concentre su actividad únicamente en las actividades estratégicas y de transporte en el SNG. Ello implica la eliminación de la fracción segunda del artículo 10 del RGN.

### *Análisis de las propuestas recibidas*

El cambio estructural de la industria de gas natural de 1995 tuvo por objeto promover la utilización de este combustible en condiciones de oportunidad, suficiencia, precio y calidad de servicio a los usuarios finales, permitiendo a Pemex concentrar sus recursos en actividades estratégicas (exploración y extracción).

Con base en este objetivo, la regulación de gas natural identificó y separó cada uno de los eslabones de la cadena de suministro del combustible y sujetó a regulación de precios y calidad de servicio a aquéllos con características monopólicas (venta de primera mano, transporte, distribución y almacenamiento), mientras que aquellas actividades sujetas a la libre concurrencia (comercialización interna y comercio exterior) se consideraron actividades desreguladas.

Bajo este nuevo régimen, se pretendía brindar a los usuarios diversas alternativas de suministro, de manera que tuvieran la opción de adquirir cada uno de los servicios por separado o de forma agregada a través de permisionarios privados, de Pemex o de comercializadores. En este sentido, se buscó sentar las bases para dar flexibilidad operativa a la industria y alcanzar un mercado desarrollado y competitivo. Esta flexibilidad operativa permitiría a los usuarios escoger la alternativa de suministro del combustible y la opción contractual que mejor se adaptara a su perfil de consumo, fuera éste estable, variable, estacional o una combinación de éstos. Del mismo modo, bajo estas condiciones los adquirentes podrían disponer de rutas alternativas de transporte y de una amplia gama de servicios asociados (tales como almacenamiento, coberturas financieras, contratos de largo plazo, etc.) que les permitiera disminuir su vulnerabilidad frente a situaciones críticas que pudieran derivar de la volatilidad no esperada en los precios del combustible o de incumplimientos por parte del productor, importador o transportista, entre otras.

La Comisión concuerda con el diagnóstico efectuado por los participantes en la consulta, en el sentido de que la falta de nuevos actores en el área de comercialización ha dado lugar a rezagos importantes en el desarrollo competitivo y eficiente de la industria, los cuales, de no corregirse, pondrán en entredicho el éxito de la reforma estructural.

La separación de las áreas de comercialización y transporte constituye, sin duda, una prioridad que demanda la urgente elaboración de un proyecto de regulación en esta materia que permita sentar las bases para una competencia real a través del establecimiento de requisitos y obligaciones precisas a cargo de PGPB en ambas actividades. Si bien la CRE comparte esta preocupación con los participantes en la consulta, su atención requiere del análisis detallado de los instrumentos regulatorios correspondientes.

### ***Agenda de trabajo de la CRE***

La CRE preparará un documento con recomendaciones concretas a la Secretaría de Energía, mismo que propondrá evaluar la posibilidad de introducir modificaciones al RGN para restringir la integración vertical de las actividades de transporte y comercialización de PGPB. Para estos efectos, la Comisión analizará detalladamente las ventajas y desventajas de las diferentes alternativas que se consideren, tomando en cuenta las necesidades de los diferentes tipos de consumidores, aspectos de garantías de suministro, mecanismos de transición, tratamiento de contratos existentes, etc. Si la Secretaría de Energía estima convenientes y adecuadas las sugerencias que contenga el documento que se le presente, deberá elaborarse, en consecuencia, una propuesta de reforma al RGN para que, a través de la propia Secretaría, se someta a la consideración del Ejecutivo Federal.

Otros países ya han adoptado medidas similares con miras a lograr un uso más eficiente de los sistemas de transporte y crear condiciones para el desarrollo de comercializadores que ofrezcan mejores alternativas de suministro a los adquirentes.

## **DESARROLLO DE PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

De acuerdo con la opinión de los participantes en la Consulta, la problemática radica en la incipiente capacidad de almacenamiento de gas natural con que cuenta la industria nacional de este energético. En la actualidad, dicha capacidad se circunscribe básicamente a la posibilidad de empaque en ductos del SNG de Pemex, sin contar aún con instalaciones de almacenamiento subterráneo a gran escala.

En mercados desarrollados de gas natural como el canadiense y el estadounidense, el almacenamiento cumple un papel fundamental toda vez que permite una amplia flexibilidad operativa dadas las características de la industria. Por un lado, las actividades de producción del energético se realizan de manera relativamente estable a lo largo del año. Por el otro, la demanda suele experimentar un claro patrón estacional debido a las condiciones climáticas altamente variables en esos países. En estas circunstancias, contar con suficiente capacidad de almacenamiento cerca de los centros de consumo permite solventar desbalances entre oferta y demanda, así como cuellos de botella en las redes de transporte, lo que contribuye a la seguridad de suministro. Ello, a su vez, constituye uno de los elementos más importantes para sortear la volatilidad de precios derivada de las condiciones de mercado.

Particularmente en México, salvo en el norte del país, las variaciones estacionales de la demanda no son tan drásticas como en Canadá y los Estados Unidos de América, por lo que las necesidades de almacenamiento no alcanzan los niveles requeridos por aquellos países. Sin embargo, en vista de la evolución de la oferta y la demanda prevista para los próximos años, algunos participantes en la Consulta opinan que México requerirá de una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 5 por ciento del nivel de consumo para lograr condiciones operativas óptimas (Canadá y EE.UU. requieren 20 por ciento medido en estos términos).

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

De acuerdo con lo señalado, los participantes coinciden en que el desarrollo de infraestructura de almacenamiento en México será un paso importante para elevar la disponibilidad de gas natural en el mercado y, con ello, aumentar la seguridad en el suministro. Asimismo, consideran que esta actividad se transformaría en un importante paliativo para la volatilidad de precios.

Dado que la problemática en esta materia se centra en la insuficiencia de almacenamiento de gas natural, las propuestas recibidas giran en torno a las acciones que deberían emprender las autoridades competentes para promover el desarrollo de infraestructura en esta actividad en México. El alcance de dichas propuestas varía en cuanto al origen de los recursos para realizar las inversiones, desde sugerir la asignación de recursos de Pemex, hasta promover adecuaciones legales en materia minera que posibiliten la completa participación privada en este campo de la industria.

Algunos participantes sugieren que sea el Estado, por conducto de Pemex, quien se encargue de realizar las inversiones necesarias para construir las instalaciones de almacenamiento requeridas. Para ello, proponen un esquema de precios de gas natural que contenga un componente de rentabilidad que se destine a inversión en infraestructura.

Otras propuestas indican que las actividades de almacenamiento pueden ser desarrolladas por el sector privado; no obstante, en la actualidad existen limitaciones estructurales y legales que elevan sustancialmente el riesgo de este tipo de proyectos. Por un lado, el poder monopólico que aún ejerce Pemex en el mercado dificulta concretar contratos de largo plazo que aseguren la rentabilidad requerida por los inversionistas. Por el otro, la legislación en materia minera representa un obstáculo para que el sector privado pueda hacer uso de yacimientos salinos para fines de almacenamiento del energético –estos espacios, en conjunto con yacimientos petroleros agotados, constituyen las mejores alternativas para el almacenamiento de gas natural–. En estos términos, algunas propuestas solicitan que se eliminen los obstáculos interpuestos por la legislación minera a fin de que el sector privado esté en posibilidades de construir infraestructura de almacenamiento en cavernas salinas.

#### ***Análisis de las propuestas recibidas***

De acuerdo con la legislación vigente, en la actualidad existe la posibilidad de que el sector privado construya, opere y mantenga en propiedad infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural en el país.

Si bien a partir de las reformas que dieron origen a la nueva estructura de la industria ha sido posible atraer capital privado en los ramos del transporte y la distribución, esto aún no se ha concretado en materia de almacenamiento. Ello, como lo señalan algunas de las propuestas presentadas en la Consulta, se ha debido en gran medida a las rigideces estructurales y legales que todavía persisten en el mercado nacional de gas natural.

En efecto, el papel dominante que juega Pemex en la industria disminuye la capacidad de los actores privados para intervenir en la cadena de suministro hacia los usuarios finales. Con la presencia del organismo paraestatal y el incipiente grado de competencia que muestra el mercado de gas natural en el país, los adquirentes de gas natural pierden el interés en contratar servicios que ofrezcan otros participantes en la industria. Se cree que ello es particularmente cierto en lo que corresponde al almacenamiento, toda vez que hasta la fecha Pemex ha tenido la capacidad operativa para asegurar el suministro aún cuando se han presentado circunstancias adversas en el mercado.

Sin embargo, de acuerdo con la prospectiva para el mercado de gas natural elaborada por las autoridades energéticas, la demanda del combustible crecerá a un ritmo mayor al de la oferta, por lo que la actual situación deficitaria se agravará en los años venideros. Ante estas circunstancias, Pemex podría enfrentar mayor presión en lo relativo a la seguridad de suministro, por lo que la industria requerirá mayor inversión en infraestructura a fin de solventar esta situación. En particular, se considera que contar con una capacidad adecuada de almacenamiento, ya sea para uso de la paraestatal o privado, permitiría mayor flexibilidad operativa para hacer frente a los nuevos retos que plantea el futuro de la industria.

En estos términos, algunas propuestas sugieren que sea Pemex quien destine recursos para detonar el primer proyecto de almacenamiento en México. No obstante, sin perjuicio de las decisiones que pueda tomar el organismo en cuanto a sus programas de inversión, se considera que esta solución no es congruente con la visión planteada en la reforma estructural de la industria de gas natural. Mediante dicha reforma se permitió que la iniciativa privada complementara el papel de Pemex aportando capital en los ramos de la industria que no constituyen actividades estratégicas para el Estado, como lo es el almacenamiento de gas natural. Con ello, los recursos presupuestales de la paraestatal se destinarán a proyectos prioritarios y de mayor rentabilidad como la exploración y producción de hidrocarburos.

Los objetivos de desarrollar un mercado competitivo de gas natural hacen necesario atraer mayor capital hacia los sectores de infraestructura en los que la legislación vigente admite la participación privada. Por lo tanto, se considera de la mayor importancia que las autoridades competentes coadyuven a fomentar esta participación a través de acciones que generen las condiciones requeridas por los inversionistas.

Como lo señalan algunas propuestas, entre dichas acciones destaca la necesidad de eliminar los obstáculos en materia de concesiones mineras que dificultan el empleo de cavernas salinas en yacimientos de sal de gema para el almacenamiento de gas natural. Ello, sin embargo, depende del estado que guarde cada yacimiento específico en términos de explotación.

En caso de que dicha explotación sea técnica y/o económicamente factible, a juicio de la Secretaría de la Contraloría y Desarrollo Administrativo (SECODAM), los yacimientos son considerados bienes del dominio público de la Federación, y por tanto sujetos al régimen de concesión establecido en el artículo 20 de la *Ley General de Bienes Nacionales*. En estas circunstancias, es previsible que una medida orientada a destinar dichos yacimientos al almacenamiento de gas natural deba atender a criterios y evaluaciones en un contexto más amplio de beneficio para el país.

No obstante lo anterior, el desarrollo de actividades de almacenamiento de gas alcanza mayor factibilidad en yacimientos de sal de gema técnica y económicamente agotados. En estos casos, según opinión emitida por SECODAM, las cavernas salinas no deben considerarse como bienes del dominio público de la Federación. De estarse en este supuesto, el almacenamiento de gas sería posible en las circunstancias siguientes:

- Cuando los yacimientos (agotados) se encuentren ubicados en un inmueble que por otra razón legal sean considerados bienes del dominio público de la Federación, únicamente se requeriría una autorización de la propia SECODAM, de acuerdo con lo previsto en el artículo 8º, fracción III de la propia *Ley General de Bienes Nacionales* y con el artículo 29, fracción XI del *Reglamento Interior* de la citada dependencia.
- Si el yacimiento no se encuentra en inmuebles considerados del dominio público de la Federación, corresponde otorgar la autorización o permiso respectivo al titular de los derechos sobre el inmueble y conforme a las modalidades que en su caso determinen las autoridades competentes, considerando, además de los aspectos de carácter técnico, la naturaleza jurídica de dicho titular.

Derivado de lo anterior, será necesario que los interesados, en coordinación con las autoridades competentes, busquen las opciones que mejor se adapten a las características propias de cada proyecto en apego a las disposiciones legales aplicables.

De forma similar, se explorarán alternativas en materia de legislación petrolera para permitir que el sector privado construya, opere y mantenga en propiedad instalaciones de

almacenamiento en yacimientos de petróleo o gas natural agotados. Sin embargo, lo anterior podría requerir adecuaciones legales que quedan fuera del ámbito de atribuciones de la CRE, por lo que esta entidad queda limitada a formular sus propuestas a las autoridades competentes. En su caso, la Comisión podrá colaborar en los grupos de trabajo que evalúen dichas propuestas.

Como medida adicional, se analizará la posibilidad de impulsar un primer proyecto de almacenamiento de gas natural a gran escala a través de inversión privada en el que Pemex intervenga como consumidor “ancla” de los servicios. Ello permitiría reducir los riesgos que enfrentan los inversionistas y sería el detonador de proyectos similares subsecuentes. No obstante, en este caso será necesaria una planeación adecuada a fin de que un proyecto de esta naturaleza no constituya un elemento que incremente el papel dominante de Pemex en la industria. Para lograr este objetivo, entre otros aspectos, se deberá evitar que los servicios se ofrezcan en exclusiva a Pemex de manera que cualquier actor en la industria tenga acceso a la contratación de capacidad de almacenamiento en igualdad de condiciones que la paraestatal.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

Como acción inmediata, la CRE apoyará a los interesados en desarrollar proyectos de almacenamiento en cavernas salinas ubicadas en yacimientos agotados. Dicho apoyo consistirá en que la Comisión, en el ámbito de sus atribuciones, forme parte de los grupos de trabajo que analicen la obtención de los permisos respectivos para el empleo de las cavernas ante la SECODAM o los titulares de derechos de explotación minera.

En el caso de aquellas acciones para fomentar la inversión privada en infraestructura de almacenamiento que se traduzcan en adecuaciones legales en materia minera y petrolera que escapen del ámbito de competencia de esta Comisión, las propuestas serán turnadas a las autoridades competentes a fin de que se les de el cauce conducente.

Adicionalmente, con objeto de agilizar el proceso de consolidación del almacenamiento de gas natural en el país, la Comisión propondrá la integración de grupos de trabajo con las autoridades y entidades involucradas a fin de analizar las alternativas técnicas, financieras y legales que faciliten la participación privada en este campo de la industria y promuevan el primer proyecto de este tipo en México.

## **GAS NATURAL LICUADO**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Actualmente no existen en México instalaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL). Esta situación limita la flexibilidad operativa de la industria, al reducir las alternativas de suministro a los ductos de conexión transfronterizos existentes. De contar con instalaciones de GNL, México podría disponer de gas natural proveniente de una multiplicidad de países productores, reduciendo con ello la dependencia en gas natural de origen estadounidense.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Algunos participantes en el proceso de consulta propusieron a la CRE que se fomente la operación de plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado (GNL) a fin de incrementar la oferta de gas en el país, inclusive en aquellas zonas alejadas de los sistemas de gasoductos. Ello, bajo un marco contractual de largo plazo que garantice la rentabilidad de las inversiones privadas.

### ***Análisis de las propuestas recibidas***

Actualmente la CRE se encuentra evaluando esta propuesta, ya que el desarrollo de infraestructura para el manejo de GNL tendría importantes ventajas y beneficios para la industria de gas natural, dado su impacto en la oferta del energético a través de una menor dependencia en las fuentes actuales de suministro.

A este respecto, se encontró que el éxito de estos proyectos depende de que los inversionistas celebren contratos a largo plazo, de otra manera, su viabilidad podría verse afectada de manera importante por los riesgos que imperan actualmente en el mercado mexicano de gas natural. En este sentido, el papel de los inversionistas será ofrecer condiciones competitivas que hagan atractiva la contratación del suministro de GNL, mientras que el papel de las autoridades deberá concentrarse en la promoción de los mismos.

En cualquier caso, el papel fundamental de los inversionistas potenciales será negociar con los usuarios nacionales, e inclusive con Petróleos Mexicanos (Pemex), para concretar los contratos que requieren.

Por su parte, las autoridades energéticas deberán definir las políticas de regulación de los servicios que se ofrezcan a través de las plantas regasificadoras de GNL, principalmente en lo referente a condiciones de servicio y tarifas.

### ***Agenda de trabajo de la CRE***

El GNL se obtiene por el proceso de licuefacción del gas natural, para que posteriormente sea almacenado en tanques principalmente de acero. El proceso de licuefacción del gas natural, su almacenamiento, transporte y regasificación, no pueden considerarse industria petrolera, ya que son procesos posteriores a una importación.

Para el desarrollo de proyectos de GNL, se deberán introducir algunas modificaciones al RGN, ya que la actividad de licuefacción de gas natural comprende actividades sujetas a regulación (*i.e.* almacenamiento). A través de dichas modificaciones, se introducirán criterios de regulación de permisos para los proyectos de GNL, abarcando aspectos relativos a tarifas, acceso abierto, seguridad de las instalaciones, etc.

## **GAS NATURAL COMPRIMIDO**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

El gas natural comprimido (GNC) es un combustible vehicular que prácticamente no contamina, su precio de referencia es más económico que las gasolinas y el diesel, y su uso representa bajos costos de mantenimiento y alto rendimiento. Además, el GNC es el combustible vehicular más seguro, ya que a diferencia de las gasolinas, el diesel y el gas LP, éste es más ligero que el aire, por lo que en caso de fuga se disipa rápidamente en la atmósfera, minimizando la probabilidad de acumulación y formación de nubes explosivas.

A pesar de sus ventajas para la población, la utilización del GNC en México se ha visto obstaculizada por la aplicación del Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS). Dicho impuesto opera a través de un mecanismo de ajuste con respecto al precio de la gasolina Magna, de forma que el precio de venta al público del GNC represente un diferencial constante de aproximadamente 34 por ciento.

Lo anterior implica que, ante los incrementos mensuales en la gasolina, dicho impuesto debe variar mes con mes para mantener constante el precio relativo de estos combustibles. Este mecanismo ha ocasionado que el precio del GNC aumente artificialmente cada mes en la misma proporción que la gasolina.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Por las ventajas que representa en zonas ambientalmente críticas, el GNC es utilizado exitosamente en varios países, en los cuales inclusive se fomenta su utilización a través de apoyos fiscales. En este sentido, la propuesta concreta es la eliminación del IEPS al GNC.

Con la aplicación del IEPS al precio del GNC se vulnera la competitividad de este combustible frente a otros de uso tradicional y más contaminantes, principalmente con relación al gas LP para carburación, su más cercano competidor. Dicho combustible está exento del cargo del IEPS desde julio de 1997, por lo que existe un evidente trato discriminatorio en contra del GNC. Esta situación desincentiva la utilización del GNC en México, a pesar de sus claros beneficios para la población en términos económicos, ambientales y de seguridad.

### ***Análisis de las propuestas recibidas***

La CRE coincide con los participantes en la Consulta en el hecho de que debe evaluarse la posibilidad de considerar que se extienda al GNC el mismo trato fiscal que el otorgado al gas LP. Esta medida contribuiría a restaurar la competitividad del GNC frente a los combustibles tradicionales, lo que sentaría las bases para el desarrollo de una nueva industria en las principales zonas ambientalmente críticas del país.

Dado el gran interés por parte de inversionistas nacionales y extranjeros en establecer estaciones de servicio, talleres de conversión de vehículos, plantas de producción de cilindros y *kits* de conversión, se prevé que el impacto económico del uso del GNC podría ser muy significativo en términos de nueva inversión, generación de empleos permanentes y mejoras en la calidad del aire (la contaminación generada por cada vehículo convertido a GNC es 5.8 veces menor en hidrocarburos, 5.13 veces en óxidos de nitrógeno y 43 veces en monóxido de carbono).

### ***Agenda de trabajo de la CRE***

Consciente de los beneficios económicos y ecológicos derivados de la utilización de GNC en vehículos, desde 1998 la CRE, en coordinación con Sener, ha organizado reuniones de trabajo y solicitado a la SHCP la eliminación del IEPS al GNC. Estas labores continuarán realizándose en el presente año.

## **COORDINACIÓN CON OTRAS AUTORIDADES FEDERALES Y LOCALES PARA EL TENDIDO DE GASODUCTOS**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Los permisionarios de transporte y distribución de gas natural identifican varios problemas que les impiden cumplir las metas y las obligaciones que asumieron ante la CRE para la ejecución de sus respectivos proyectos:

- Existen múltiples disposiciones jurídicas a nivel federal, estatal y municipal, con un contenido y alcance en ocasiones divergente, que resultan aplicables a los permisionarios de distribución y transporte de gas natural y cuyo cumplimiento, antes

del inicio de operaciones, representa un serio obstáculo que pudiera repercutir en las fechas inicialmente previstas para el cumplimiento de sus compromisos en los términos establecidos en los permisos correspondientes y en la viabilidad financiera de los proyectos;

- No se advierte una adecuada sincronización entre la Secretaría de Energía, Petróleos Pemex, Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la CRE, ni la debida coordinación con las autoridades locales, que facilite o coadyuve con los permisionarios en la ejecución de sus proyectos, y
- La carencia de una cultura del gas natural en México impide de alguna manera la rápida aceptación de los proyectos de transporte y distribución de gas natural.

#### ***Propuestas presentadas por los participantes***

El RGN, en su artículo 4 prevé que la SENER promoverá la celebración de bases o acuerdos de coordinación con las autoridades locales y federales. En este sentido, se propone que las autoridades energéticas apoyen las labores de los distribuidores mediante campañas de educación a la población y a las autoridades locales. Ello con miras a simplificar y hacer más transparente la obtención de permisos de construcción y obtención de derechos de vía.

#### ***Análisis de las propuestas recibidas***

A través de la CRE se han establecido contactos con la Procuraduría Agraria, la Comisión Nacional del Agua, el Instituto Nacional de Ecología, la Secretaría de Comunicaciones y Transportes y con algunos gobiernos estatales y municipales para atender requerimientos de permisionarios con problemas específicos. En este aspecto, resulta importante la propuesta de incrementar las acciones de coordinación, pues ello facilitará a la CRE el cumplimiento de su objeto, al promover la aplicación de reglas claras y homogéneas tanto a nivel estatal, como municipal, acordes con las federales, en beneficio del desarrollo eficiente de las actividades reguladas.

De igual manera, habría más información sobre la industria del gas natural en todo el país, lo que facilitaría el crecimiento de los sistemas y la aceptación de los usuarios.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

A efecto de hacer efectivo lo dispuesto por el artículo 10 de la Ley de la CRE es recomendable establecer una coordinación estrecha con todas las autoridades involucradas en el proceso de autorización de la instalación de la infraestructura de distribución y transporte, sean federales, estatales o municipales.

En este sentido, y como ya se mencionó anteriormente, la Comisión, en coordinación con la Secretaría de Energía, actualmente promueve la suscripción de convenios específicos de coordinación con dependencias o entidades federales, estatales y municipales, de manera que se facilite el desarrollo de sistemas vinculados con actividades reguladas de distribución y transporte de gas natural.

Estos Convenios de Coordinación permitirán simplificar el proceso de evaluación de solicitudes de autorizaciones y permisos ante las autoridades correspondientes, al eliminar requisitos que los permisionarios de gas natural ya cumplieron al presentar sus propuestas y/o solicitudes a la CRE.

Estos convenios a celebrarse con distintas autoridades federales deberán definir la forma y los tiempos en que los permisionarios obtendrían los permisos o licencias correspondientes.

Estos convenios podrían celebrarse con:

- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través del Instituto Nacional de Ecología. A este respecto se cuenta con un proyecto de convenio pendiente de firma.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes
- Comisión Nacional del Agua
- Comisión Federal de Electricidad
- PGPB
- Autoridades estatales y municipales (ya se efectuaron las primeras visitas a las autoridades de Guanajuato y Toluca).

Es posible, igualmente, propiciar la celebración de acuerdos de coordinación con la participación de la Secretaría de Desarrollo Social, los cuales estarían ligados a los Convenios Únicos de Desarrollo que se suscriben con las entidades federativas. A través de estos acuerdos, podría intentarse homologar las disposiciones jurídicas fundamentales y los requisitos derivados de éstas, particularmente en lo relativo a la construcción y tendido de ductos, franjas de afectación, pago de derechos municipales y otros conceptos similares.

En especial, la Comisión, conjuntamente con la Secretaría de Energía y la Asociación Mexicana de Gas Natural, y con el objetivo de ayudar a agilizar las autorizaciones de los permisos de construcción para la instalación del sistema de distribución, por parte de las autoridades locales, ha realizado diversas presentaciones para las autoridades locales, con el fin de proporcionar la información referente al proceso de distribución y las ventajas del desarrollo de un sistema de distribución en una Zona Geográfica determinada, así como la difusión de la normatividad vigente. Con ello se busca establecer un vehículo de comunicación constante entre las autoridades para facilitar la oportuna conclusión de estos proyectos de inversión.

## **DERECHOS DE VÍA**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Las propuestas recibidas señalan que existe una diversidad de definiciones en materia de “Derechos de Vía” en los ordenamientos jurídicos que a nivel federal, estatal y municipal resultan aplicables.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Algunas propuestas señalan que deben reducirse los anchos mínimos para la colocación de ductos señalados en el inciso 9.3 de la norma oficial mexicana “NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural” y que cuando los anchos de derecho de vía establecidos en dicha norma no puedan ser cumplidos, se apliquen los criterios siguientes:

- Deberán observarse las disposiciones jurídicas aplicables en los diferentes ámbitos de jurisdicción (federal, estatal o municipal), según se trate de utilización de zonas federales, derechos de vía, etc., en asuntos de vías generales de comunicación o vialidades de otra naturaleza.
- Tratándose de vía pública, el tendido de ductos no conferirá derechos de exclusividad sobre la franja en la que dichas instalaciones se alojen y en la que existan otros servicios como drenaje, agua potable, fibra óptica, electricidad, etc.

Por otra parte, se propone que la distancia mínima a cualquier servicio no asociado a la línea de transporte de gas natural sea al menos de 30 cm; si esta distancia no puede ser mantenida deberá protegerse el gasoducto por su proximidad a otras instalaciones.

#### ***Evaluación de las propuestas recibidas***

La problemática de los llamados “derechos de vía” ha sido una preocupación constante en la CRE. En este sentido, se decidió modificar la NOM-007-SECRE-1999, oyendo las propuestas de los integrantes del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por medio de Ductos.

El 11 de abril de 2001, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las modificaciones que se consideraron pertinentes en la NOM-007-SECRE-1999, a fin de darle mayor claridad. Dentro de las modificaciones realizadas se sustituye el término “Derecho de vía” por “Franja de afectación” y se disminuyen los anchos mínimos de las franjas de afectación de terreno en las que se alojarán los ductos.

El subinciso 9.3.1 de la norma citada establece que “para el alojamiento de un ducto en un derecho de vía, el permisionario debe sujetarse a las disposiciones jurídicas aplicables”, debiendo entenderse esto como una remisión a los ordenamientos jurídicos federales y locales que regulan materias en donde hay derechos de vía, independientemente de la denominación específica que en cada caso se utilice.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

En este sentido, convendría establecer un mecanismo de coordinación con otras autoridades federales, estatales y municipales, a fin de homogeneizar los conceptos y las disposiciones jurídicas respectivas, de manera que los permisionarios, que actualmente están resultando afectados por la diversidad de obstáculos para el desarrollo de sus sistemas.

Las acciones concretas que se recomiendan están referidas a la suscripción de convenios específicos con otras autoridades, o bien de acuerdos de coordinación en los términos previstos en la Ley de Planeación, dentro del marco de los Convenios Únicos de Desarrollo que anualmente se suscriben con cada una de las entidades federativas.

## **FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL**

### ***Problemática identificada por los participantes en la Consulta Pública***

Los comentarios expresados por los participantes en la Consulta Pública respecto al desempeño de la institución en los primeros cinco años de operación son favorables. La principal preocupación es que los instrumentos de regulación se concentren en una autoridad autónoma, con las atribuciones necesarias y suficientes para cumplir el objetivo de promover el desarrollo eficiente de la industria.

### ***Propuestas presentadas por los participantes***

Concretamente, en lo que concierne al fortalecimiento institucional de la CRE, se propone:

- Impulsar reformas legales orientadas a dar una auténtica independencia (patrimonial, estatutaria y técnica) a la Comisión, de manera que su actividad cotidiana no esté sujeta a las decisiones de la Secretaría de Energía;

- Dar sustento y ampliar (a nivel de *Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional* y de Ley de la CRE) las facultades de la Comisión para sancionar incumplimientos de la regulación (tanto a particulares como a funcionarios de Pemex);
- Dar atribuciones a la CRE para concretar convenios de cooperación interinstitucional con autoridades reguladoras a nivel internacional. Ello contribuirá al intercambio de experiencias y a la actualización permanente del marco regulador aplicable;
- Incorporar facultades para reglamentar las actividades de gas natural comprimido y gas natural licuado;
- Promover la adopción de mecanismos formales de resolución de controversias, y
- Adecuar las atribuciones de la CRE a los cambios que se prevean en materia energética (gas LP, reforma eléctrica, etc.).

#### ***Análisis de las propuestas recibidas***

Durante sus primeros cinco años (1995-2000), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se orientó principalmente a crear un marco legal que promoviera el desarrollo de infraestructura para la industria de gas natural e incentivara la inversión productiva en la generación eléctrica en las modalidades permitidas en las diversas disposiciones legales aplicables. Uno de los retos durante esta primera etapa fue consolidarse como una institución dedicada a resolver, de manera eficaz y transparente, los asuntos de su competencia.

En 2001 la CRE inicia una segunda etapa en la que deberá concentrarse en una nueva generación de reformas bajo una visión global que permita aprovechar la experiencia adquirida a partir de 1995. Otro aspecto fundamental será la realización de actividades de control y seguimiento de los permisionarios, mismas que son necesarias para garantizar un desarrollo seguro y eficiente de las industrias reguladas.

#### ***Agenda de trabajo de la CRE***

A fin de emprender esta nueva etapa y para dar continuidad al fortalecimiento institucional, recientemente inició la elaboración del *Plan Estratégico 2001- 2005*, que servirá para definir las estrategias y las líneas de acción que guiarán a la Comisión en este periodo. De esta forma, se orientarán esfuerzos para cumplir satisfactoriamente con la Misión y Visión institucionales:

***Misión:*** Regular de manera transparente, imparcial y eficiente las industrias del gas y de electricidad, a fin de alentar la inversión productiva y garantizar un suministro confiable, seguro y a precios competitivos en beneficio de los usuarios.

***Visión:*** Operar y ser reconocida como un organismo público autónomo y eficiente, que ejerce su autoridad regulatoria con transparencia y basada en: procesos ágiles, calidad técnica del personal, empleo de sistemas gerenciales de información y sistemas administrativos modernos, así como una cultura de mejora organizacional constante, a fin de responder de manera proactiva y flexible a la transformación estructural de los mercados energéticos en México.

En línea con estos objetivos, y en estricto apego a su mandato y atribuciones, la CRE deberá coadyuvar en la preparación e instrumentación de las propuestas de reforma del sector que el Ejecutivo Federal someta a la consideración del H. Congreso de la Unión. En particular, la participación de la Comisión se concentrará en el diseño de un marco regulatorio que garantice un abasto oportuno de gas natural y gas LP por medio de ductos, así como de

energía eléctrica, en el marco de los retos que afrontarán estas industrias en el mediano plazo.

Como parte del rumbo de las reformas que requerirá la industria, muchas de las propuestas presentadas ya se tienen previstas a efecto de fortalecer a la CRE.