

ISSN 1680-8800

S
E
R
I
E

ESTUDIOS Y PERSPECTIVAS

SEDE SUBREGIONAL
DE LA CEPAL
EN MÉXICO

Dilema del suministro de gas natural en México

Adrián Lajous Vargas

ESTUDIOS
Y
PERSPECTIVAS



NACIONES UNIDAS

CEPAL



estudios y perspectivas

142

Dilema del suministro de gas natural en México

Adrián Lajous Vargas



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Sede Subregional de la CEPAL en México

México, D. F., marzo de 2013

Este documento fue preparado por Adrián Lajous Vargas, presidente del *Oxford Institute of Energy Studies*, Oxford, Reino Unido.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN: 1680-8800

LC/L.3607

LC/MEX/L.1097

Copyright © Naciones Unidas, marzo de 2013. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, México, D. F.

Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
Introducción	7
I. El corto plazo	9
A. Restricciones al suministro y balance de gas natural.....	11
B. Formación de precios internos.....	16
C. Ajustes operativos	18
D. Importaciones adicionales de GNL y su financiamiento	20
II. Infraestructura de transporte a mediano plazo	25
A. Diagnóstico estructural.....	26
B. Programa de gasoductos	27
C. Estructura de los proyectos.....	30
D. Regulación y competencia.....	33
III. La transición energética a largo plazo	37
A. Transporte y generación de electricidad	39
B. Seguridad energética	40
C. Pobreza energética.....	42
IV. Ventajas competitivas del sector manufacturero	43
V. Conclusiones	45
Bibliografía	47

Índice de cuadros

CUADRO 1	PEMEX: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y CONSUMO Y VENTAS INTERNAS DE GAS SECO, 2008-2012	10
CUADRO 2	PEMEX, PRODUCCIÓN Y EXPLORACIÓN: PRODUCCIÓN NACIONAL NETA DE GAS NATURAL, 2011-2012	13
CUADRO 3	PEMEX: COMERCIO EXTERIOR Y CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL, 2011-2012	15
CUADRO 4	PROMEDIOS TRIMESTRALES DEL PRECIO <i>SPOT</i> EN HENRY HUB Y PRECIO MÁXIMO DE PRIMERA VENTA EN REYNOSA, 2008-2012	17
CUADRO 5	CFE: LONGITUD, CAPACIDAD, DIMENSIÓN Y TRANSPORTISTAS DE DUCTOS EN CONSTRUCCIÓN Y LICITADOS, JULIO DE 2012.....	29
CUADRO 6	PEMEX: EXTENSIÓN DE NUEVOS GASODUCTOS E INTERCONEXIONES Y AMPLIACIÓN DE DUCTOS E INTERCONEXIONES, AGOSTO DE 2012	29

Resumen

El mercado de gas natural de México atraviesa por una coyuntura en la que pueden identificarse importantes cambios en las condiciones de la demanda y de la oferta de este combustible. Las perspectivas, tanto a corto como a más largo plazo, se han modificado como resultado de una transformación fundamental en el contexto norteamericano en el cual se inserta. El rápido aumento de la producción de gas no convencional ha provocado una fuerte caída de precios que se ha transmitido directamente al mercado mexicano. Los bajos precios han alentado el crecimiento de la demanda interna de gas que enfrenta una producción local estancada o levemente declinante. Las importaciones netas de gas natural han aumentado de manera acelerada, provocando severas restricciones en el suministro de gas natural.

En otras regiones del mundo se ha incrementado también la demanda de gas, particularmente en Asia. Una parte importante del gas natural licuado (GNL), que fluía a Norteamérica y a Europa, ahora tiene como destino privilegiado el Lejano Oriente. En cuanto a precios, debe tenerse presente que las diferencias en los tres principales mercados del mundo —Norteamérica, Europa y el Lejano Oriente— obedecen a diferentes condiciones de la demanda y la oferta de gas y, más específicamente, a mecanismos de formación de precios muy diferentes. En Norteamérica los precios se determinan en mercados *spot* por la competencia en el propio mercado del gas. En Europa predominan precios de gas que se fijan en función del precio de productos petrolíferos —gasóleo y combustóleo— mediante contratos a largo plazo, y en Asia se indexan al precio de una canasta de petróleo crudo. Esta estructura internacional del precio del gas natural provee a Norteamérica, incluyendo México, una ventaja competitiva importante en actividades económicas intensivas en el uso del gas, ya que el precio relativo del gas con respecto al del petróleo se ha modificado radicalmente.

En México, la estructura interna de precios ha estado ligada a los precios que rigen en el sur de Texas y, por medio de éstos, al de Henry Hub mediante fórmulas mensuales que reflejan el costo de oportunidad del energético, es decir, es el precio que se puede obtener por exportaciones adicionales o el precio que se tiene que pagar por volúmenes incrementales de importación. El ente regulador mexicano ha propuesto un nuevo mecanismo que sustituye la referencia de Henry Hub por una del canal de Houston, modifica los costos de transporte al sur de Texas y los costos de interconexión entre los sistemas de ductos estadounidense y los de Pemex, lo cual favorecerá a un mayor volumen de importaciones directas por particulares e intensificará la competencia en el mercado mexicano.

Para hacer frente a las severas restricciones de suministro de gas natural, en el documento se identifican tres medidas de corto plazo, de carácter operativo —no excluyentes—, que pueden instrumentarse a corto plazo enfrentar las restricciones de suministro. La primera de estas medidas es la importación de volúmenes adicionales de GNL por Manzanillo (eventualmente volúmenes incrementales a precios vinculados al suministro a Asia). Una segunda alternativa que puede contribuir a reducir el riesgo de alertas críticas es la máxima sustitución posible de gas natural por combustóleo en plantas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en las refinerías. Como tercera alternativa se propone la baja de la producción de amoniaco en la refinería de Cosoleacaque, proceso intensivo en gas que demanda grandes volúmenes. En todos los casos, primero debe realizarse una estimación precisa del costo económico de cada opción y de los necesarios ajustes de procesos y precios, en su mayor parte temporales, que deberán ser revertidos al terminar el período crítico de suministros a la demanda. El costo neto de estas acciones también tendría que ser distribuido, de alguna manera, entre los principales actores.

Adicionalmente, se deberá continuar el proceso de negociación con el sector privado para definir un esquema de suministro complementario de gas natural que permita afrontar las restricciones actuales de transporte de las importaciones terrestres y evitar las alertas críticas.

En el mediano plazo se deberán superar las restricciones derivadas de la falta de capacidad de transporte en la red nacional de gasoductos y en su interconexión con los sistemas de transporte de los Estados Unidos. De igual forma, se tendrá que revertir el estancamiento de la producción interna de gas natural. Es necesario contar con un diagnóstico integral adecuado sobre las causas de la subinversión en infraestructura de transporte y distribución de gas natural, tanto por parte del sector público como del privado.

Las primeras acciones correctivas ya se iniciaron. El gobierno federal lanzó recientemente un ambicioso programa de construcción de gasoductos, que introducirán gas natural a los estados de Sonora y Sinaloa y ampliará la capacidad de los ductos de Chihuahua, así como los de la frontera norte al centro del país. Se construirán también otros ductos relativamente cortos en otras regiones que fortalecerán la seguridad de suministro del sistema de gas natural. Paralelamente al incremento de la capacidad de transporte, Pemex deberá revisar su política de perforación de pozos y de producción de gas en campos de gas no asociados, con objeto de evitar, cuando menos, que el volumen extraído siga declinando o que posiblemente se recupere un poco. Para ello, la autoridad hacendaria debe modificar el régimen fiscal de Pemex con relación a esta fuente de gas natural.

Para el largo plazo, además de los programas para ampliar y hacer más densa la red de transporte por gasoductos, se debe considerar el desarrollo del gran potencial gasífero del país, tanto de gas convencional como del no-convencional. Asimismo, en el documento se trata el papel que desempeña el gas natural en la transición energética, llamando la atención sobre el proceso de descarbonización de la economía mexicana para hacer frente al cambio climático.

Introducción

La industria y el mercado de gas natural de México enfrentan problemas y retos complejos, múltiples encrucijadas en el horizonte y la necesidad de resolver difíciles dilemas estratégicos. El contraste entre la situación de corto plazo, las perspectivas de mediano plazo y las aspiraciones a largo plazo no podría ser más fuerte. El país padece actualmente severas restricciones de suministro de gas natural. Se prepara para ampliar y hacer más densa la red de transporte por gasoductos, consciente de que las importaciones aumentarán a mediano plazo. La producción interna ha caído en los últimos cinco años y es muy probable que en los próximos cinco se estanque o crezca muy lentamente. En cambio, la expansión de la demanda se ha acelerado en años recientes, estimulada por los bajos precios —relativos y absolutos— del gas natural. A mediano y largo plazos, es posible vislumbrar incrementos en el consumo aún mayores.

Petróleos Mexicanos (Pemex) y las autoridades energéticas estiman que el país cuenta con un gran potencial gasífero, tanto de gas convencional como no-convencional, que podrá desarrollar a largo plazo. Ambos aspiran a restablecer la autosuficiencia en materia de gas natural. Para ello tendrán que convertir una parte importante de ese potencial en reservas probadas y, eventualmente, en producción, lo que supondrá mucho trabajo y no poca suerte. Una parte importante de la producción prevista por la Secretaría de Energía a 2026 —del orden del 80%— se obtendría a partir de nuevos descubrimientos y del crecimiento de reservas (SENER, 2012). Los riesgos no son menores. A mediano plazo, las importaciones alentarán la competencia en el mercado interno de gas natural. Para ello sólo se requiere avanzar en el terreno regulatorio, con base en la reforma llevada a cabo en 1995.

Con relación al monopolio de producción, hay un número creciente de voces que plantean la necesidad de modificaciones constitucionales,

que permitan una participación privada plena en el desarrollo de gas no-convencional, tanto en lutitas como en arenas compactas de baja permeabilidad, así como en Chicontepec y en aguas profundas. Nuevas tecnologías y modelos de negocio, altos riesgos y elevados costos apuntan en esa dirección. Para todo esto, los precios del gas tendrán que ser lo suficientemente bajos para estimular la demanda y lo suficientemente elevados como para incentivar la oferta.

Este estudio se estructura en términos de los plazos a los que está sujeto el mercado de gas natural. En torno al corto plazo, se abordan las restricciones al suministro y la producción, la expansión de las importaciones y los ajustes operativos que permitirían paliar la situación actual. También se esboza una propuesta para financiar importaciones adicionales de gas natural licuado (GNL). Más adelante se analizan cuestiones de mediano plazo, como son las rigideces de la infraestructura de transporte, el programa de optimización y la ampliación de gasoductos, la estructura de los proyectos propuestos y cuestiones de carácter regulatorio. En un tercer capítulo se considera el largo plazo, discutiéndose el papel del gas natural en la transición energética y llamando la atención sobre el proceso de descarbonización de la economía mexicana para hacer frente al cambio climático. Para estos efectos, tres temas son desarrollados: la contribución del gas natural en los sectores de transporte y la generación eléctrica, los dilemas de la seguridad de suministro y la eliminación de la pobreza energética. En todo esto se busca transmitir un sentido de urgencia con respecto a las decisiones que habrá de tomar el nuevo gobierno.

I. El corto plazo

El mercado de gas natural de México atraviesa por una coyuntura en la que pueden identificarse importantes cambios en las condiciones de la demanda y de la oferta de este combustible. Las perspectivas, tanto a corto como a más largo plazo, se han modificado como resultado de una transformación fundamental en el contexto norteamericano en el cual se inserta. En unos cuantos años, el mercado regional de gas natural ha pasado de un creciente déficit estructural, en el que se preveían importaciones cada vez mayores de GNL, a uno en que éste tiende a estrecharse. Más aún, el gobierno estadounidense vislumbra que dicho país podría convertirse en un exportador neto dentro de los próximos 10 años. El rápido aumento de la producción de gas no convencional ha provocado una fuerte caída de precios que se ha transmitido directamente al mercado mexicano. Los bajos precios han alentado el crecimiento de la demanda interna de gas que enfrenta una producción local estancada o levemente declinante (Lajous, 2012).

En otras regiones del mundo se ha incrementado también la demanda de gas, particularmente en Asia. Esto ha provocado un alza extraordinaria de los precios del gas licuado en ese continente. Si bien el precio promedio del gas en Henry Hub, Luisiana, descendió a 1,95 dólares por millón de btu (mmbtu)¹ en abril de 2012, el precio contractual del gas licuado en Japón se ha mantenido por arriba de los 16 dólares por mmbtu. Este diferencial tenderá a mantenerse en la medida en que se sostenga el aumento de la demanda en el mercado asiático.

¹ Miles de millones de btu (British thermal unit).

Una parte importante del GNL, que fluía a Norteamérica y a Europa, ahora tiene como destino privilegiado el Lejano Oriente. En Norteamérica el precio relativo del gas con respecto al del petróleo se ha modificado radicalmente. El precio del crudo refleja condiciones del mercado global y el del gas las del mercado competitivo regional. Esto redujo el precio promedio del gas de 2012 en Henry Hub al 14% del precio del crudo Brent, en términos de su equivalencia calórica. El precio promedio del gas natural fue de 2,75 dólares por mmbtu, mientras que el del Brent fue de 111,65 dólares por barril. Expresado en dólares por barril, el precio del gas fue de tan sólo 15,95 dólares.

Las diferencias en los niveles de precios del gas natural que prevalecen en los tres principales mercados del mundo —Norteamérica, Europa y el Lejano Oriente— obedecen a diferentes condiciones de la demanda y la oferta de gas y, más específicamente, a mecanismos de formación de precios muy diferentes. En Norteamérica los precios se determinan en mercados *spot* por la competencia en el propio mercado del gas (*gas to gas competition*). En Europa predominan precios de gas que se fijan en función del precio de productos petrolíferos —gasóleo y combustóleo— a través de contratos a largo plazo, y en Asia se indexan al precio de una canasta de petróleo crudo. Si bien en estas últimas dos regiones han comenzado a operar mercados *spot* de gas natural, su desarrollo es aún incipiente, salvo en el Reino Unido. Esta estructura internacional del precio del gas natural da a Norteamérica, incluyendo a México, una ventaja competitiva importante en actividades económicas intensivas en el uso del gas.

La baja en el precio del gas alentó el consumo de gas para la generación eléctrica y el consumo propio de Pemex. Entre 2007 y 2010 la producción de gas seco ² de Pemex se mantuvo relativamente estancada. En 2011 disminuyó 3,8% y en 2012 se redujo otro 4,4%. La oferta total de gas seco de esta empresa subió a partir de 2009 gracias a mayores importaciones. Los consumos del sector eléctrico y de Pemex han crecido de manera significativa. En cambio, las ventas de gas a la industria —un volumen mucho menor— aumentaron lentamente debido, entre otras cosas, a mejoras en la eficiencia de sus procesos y a una menor intensidad energética de la actividad manufacturera. Estas variaciones en el balance de gas seco reflejaron caídas en la producción bruta de gas natural, y en la producción neta, debido a una mayor inyección de gas a yacimientos.

CUADRO 1
PEMEX: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y CONSUMO Y VENTAS INTERNAS
DE GAS SECO, 2008-2012

(En millones de pies cúbicos diarios)

	2008	2009	2010	2011	2012
Gas natural					
Producción bruta	6 418	6 465	6 380	5 922	5 779
Producción neta ^a	5 543	5 589	5 560	5 303	5 084
Gas seco					
Producción	4 920	4 971	5 004	4 813	4 603
Consumo propio Pemex	2 176	2 181	2 235	2 187	2 273
PEP	1 238	1 268	1 288	1 242	1 314
Otros	938	913	947	945	959
Ventas Internas ^b	3 156	3 120	3 254	3 385	3 401
Electricidad ^c	1 881	1 937	1 907	2 023	2 026
Industria	817	710	826	854	899
Otros	458	473	521	508	476

Fuente: Pemex, Base de Datos Institucional (BDI).

^a Excluye gas natural reinyectado y venteo de gas.

^b Incluye material importado por Pemex.

^c Incluye Comisión Federal de Electricidad (CFE) y autogeneradores; excluye Independent Power Purchase, generadores independientes de energía (IPPs).

² Es el gas que efectivamente se consume, una vez procesado para extraerle los líquidos del gas.

A. Restricciones al suministro y balance de gas natural

Hasta noviembre de 2012 se declararon en el año un total de nueve alertas críticas de gas natural en las zonas Centro, Golfo y Occidente del país, restringiéndose el suministro hasta por 72 horas en cada ocasión. A corto plazo, es previsible que estas alertas se repitan con mayor frecuencia y duración, de no tomarse las medidas pertinentes.³ Ante un incremento de la demanda de gas natural, la producción bruta disminuyó, particularmente en el primer trimestre. Esto obligó a Pemex y a terceros a ampliar el volumen de sus importaciones. Aun así fue imposible satisfacer la demanda de gas en las zonas afectadas por las alertas y evitar recortes puntuales de suministro. Restricciones en el sistema de gasoductos impidieron surtir el gas requerido. En 2012 el consumo propio de Pemex se elevó en casi 4% con respecto al año anterior, manteniéndose estancado el volumen disponible para el sector eléctrico y para consumidores particulares. El deterioro del balance de gas que se produjo en el primer trimestre impidió que los ajustes que se realizaron en el segundo fueran suficientes frente a las restricciones de carácter logístico y en el tercero el crecimiento del consumo de gas seco de Pemex tendió a acelerarse. A corto plazo podrá mejorar la situación en la medida en que las importaciones pudieran penetrar más allá de Cempoala, donde se bifurca el gasoducto troncal cerca del puerto de Veracruz, o si Pemex lograra aumentar la oferta neta de gas proveniente del sur y del sureste, revirtiendo la tendencia observada. Lamentablemente el balance de riesgos parece inclinarse hacia un deterioro adicional de la oferta de gas natural en las regiones Sur y Marinas.

En este artículo se presentan y analizan los balances de gas natural y de gas seco. Se plantean también algunos ajustes que en el corto plazo pudieran mitigar la crisis de suministro, mientras se puedan instrumentar las principales medidas de un plan de acción inmediata. No sólo se tendrá que acomodar la demanda actual, sino también los incrementos previsibles en los próximos tres años, asociados a proyectos de inversión en proceso de ejecución. En este primer capítulo sólo se hace alusión a cuestiones de corto plazo, dejando a un lado consideraciones de más largo plazo y de carácter estructural. A corto plazo, será necesario tomar acciones operativas que permiten comprar tiempo, mientras se instrumentan soluciones de más largo plazo. A mediano plazo resulta prioritario ampliar la capacidad para transportar importaciones terrestres al centro del país, instalando equipos adicionales de compresión en Altamira y en Soto la Marina sobre el gasoducto troncal y reparando de manera integral el ducto de Reynosa a Los Ramones. En paralelo se tiene previsto trabajar en la construcción de nuevos ductos de la frontera norte a Monterrey y al centro de México. La modificación de infraestructura tardará en madurar un año y medio, cuando menos, y la construcción de un nuevo ducto al centro del país, unos tres.

Resulta necesario optimizar la operación y la inversión del sistema de ductos en función de la producción disponible a corto, mediano y largo plazos, y de nuevos pronósticos de la demanda a partir de la oferta total de gas seco del tercer trimestre de 6.594 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd). El sistema fue originalmente diseñado para exportar gas producido en el sureste. Fue modificado para suministrar gas a Monterrey y al centro del país. Posteriormente, el punto de arbitraje físico entre gas importado y producción propia descendió de manera paulatina de Los Ramones, Nuevo León, a Cempoala, al norte del puerto de Veracruz. Actualmente, este punto de arbitraje está asociado a balances deficitarios en las zonas afectadas antes mencionadas. Debe además tomarse en cuenta que cualquier evento significativo que afecte el flujo del sureste supondría faltantes puntuales aún mayores, al igual que un mayor consumo de gas de Pemex en el sur. La reversión de los flujos de exportación a la importación masiva obliga a dicha re-optimización y a evaluar los efectos dinámicos de la logística del gas natural a partir de nuevos orígenes y destinos.

En el primer trimestre de 2012 la producción neta de gas natural descendió 4,1% respecto del mismo período del año anterior, y en los siguientes tres trimestres permaneció esencialmente estancada, si bien con una ligera tendencia a la baja. El menor deterioro puede atribuirse en lo fundamental a la reducción en el venteo y quema de gas en Cantarell, así como a otros ajustes menores en la disposición

³ En enero de 2013 se declararon nuevamente alertas críticas.

de nitrógeno y en la reinyección de gas natural. La producción de gas no asociado disminuyó 12% en el año. En cambio, hubo una recuperación significativa en la producción de gas asociado a partir del segundo trimestre. Ésta se debe principalmente a la mayor producción del Litoral de Tabasco y de la Región Norte. Tanto la producción de gas asociado como la de no asociado se han venido contrayendo desde 2009. En el caso de este último, la reducción se ha debido a una menor productividad de pozos, a muy bajos niveles de reservas probadas y a una fuerte merma del ritmo de perforación (Lajous, 2012).

La producción de gas natural de las regiones Sur y Marinas es la relevante para el análisis del suministro en las zonas afectadas por las alertas. Si bien la producción bruta de gas natural declinó 1,8% en 2012, la producción neta descendió 2,3% a pesar del menor venteo y quema de gas en Cantarell, que en diciembre de 2012 había bajado a 17 mmpcd. A corto plazo, la producción en estas regiones podrá aumentar en la medida que los incrementos en el Litoral de Tabasco logren compensar las reducciones en otros campos, evento poco probable. El gas natural reinyectado a yacimientos en Cantarell es parte de una mezcla con un elevado contenido de nitrógeno. En el cuarto trimestre se reinyectaron en este complejo 536 mmpcd de nitrógeno y 428 mmpcd de gas natural. Pemex no cuenta con capacidad para separar estas corrientes.

Si se intentara inyectar esta mezcla al flujo comercial de gas natural, este último quedaría fuera de especificación, reduciendo su poder calórico y afectando su uso en múltiples procesos y en turbinas. En un número creciente de pozos de gas natural de Cantarell, el gas que fluye a la superficie se encuentra fuertemente contaminado con nitrógeno, por lo que sólo es utilizable para el mantenimiento de presión de sus propios yacimientos. Sería necesario instalar unidades adicionales de separación de gas natural y nitrógeno para poder utilizar comercialmente el gas natural que fluye de Cantarell y el que eventualmente fluiría de Ku-Maloob-Zap.

El balance de gas seco de Pemex ofrece un panorama más claro de lo que ha sucedido a nivel agregado. La producción efectivamente comercializada por Pemex Gas disminuyó 3,7% en los tres primeros trimestres, pues Pemex no logró compensar la caída de la producción con mayores importaciones y tuvo que acomodar el incremento de su consumo propio de gas seco. Resulta notable la reducción de las ventas al sector eléctrico.

Pemex planteó recientemente que aumentará sustancialmente la producción de gas natural en los próximos años. Ésta no era la visión que imperó en su plan de negocios 2013-2017, propuesto a finales de junio pasado, ni del aprobado por su consejo de administración el 12 de julio de 2012. Dichos documentos proponían tres escenarios. En el primero, las producciones previstas para el año 2015, por ejemplo, fueron de 5.637, 4.964 y 6.114 mmpcd para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente (Pemex, 2012). En el segundo, los mismos montos fueron 5.853, 5.687 y 6.114. La producción de gas natural en 2012, de 5.779 mmpcd, puede servir de referencia a estas cifras prospectivas (SENER, 2012, pág. 175). El escenario 1 debe considerarse como el de planeación y el 3 es caracterizado por el propio Pemex como agresivo y sujeto a cambios de política pública fuera de su control. Asimismo, al evaluar la credibilidad de las nuevas metas informales que se han propalado, deberá tomarse en cuenta la magnitud de los errores de pronóstico de la producción incurridos por Pemex en sus programas operativos anuales de los últimos 5 años, así como la inestabilidad de las cifras proyectadas.

Las importaciones netas de gas natural han aumentado de manera acelerada. La expansión de las importaciones en los primeros nueve meses del año —tanto de Pemex como de terceros— fue extraordinaria, alcanzando un ritmo de 20%. Esto fue posible gracias al volumen importado por terceros —incluyendo la CFE—, que creció 55% en el mismo período. En el segundo trimestre las importaciones totales alcanzaron los 2.053 mmpcd, cifra sin precedente, manteniéndose el mismo nivel en el tercero. Conviene resaltar que en los primeros tres trimestres de 2012 Pemex importó el 55% de este volumen. Sobresale también la importación de GNL. Éste contribuyó con 17% de las importaciones totales. La importación neta de gas equivale al 43% de la producción de gas seco. Dicha participación pronto superará el umbral del 50% y lo hará antes de que entren en operación los ductos en proceso de licitación que ampliarán aún más los niveles de importación. Sin embargo, a corto plazo, las importaciones terrestres y las de gas licuado en la vertiente del Golfo de México enfrentan una doble restricción: la capacidad de transporte y la reticencia de Shell a suministrar todo el GNL contratado. Esta empresa desea sustituir una parte, y eventualmente, todas las importaciones de GNL, con gas natural transportado por ducto desde Estados Unidos. Quizá la caída significativa de las importaciones de GNL por Altamira en el tercer trimestre del año obedezca a las tensiones originadas por opciones más atractivas de exportación de gas nigeriano de Shell a Asia. La sustitución adicional de GNL por gas terrestre tendrá que esperar a que se resuelvan las restricciones de transporte en México.

CUADRO 3
PEMEX: COMERCIO EXTERIOR Y CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL, 2011-2012
(En millones de pies cúbicos diarios)

	2011		2012		
	III	IV	I	II	III
Comercio exterior (neto)	1 599	1 516	1 843	2 053	2 054
Exportaciones terrestres	1	1	3	1	1
Importaciones terrestres ^a	1 229	1 167	1 397	1 687	1 865
Pemex	757	732	893	1 132	1 243
Terceros ^b	472	435	504	555	613
Importaciones gas licuado ^c					
Altamira	371	324	418	308	134
Ensenada	...	26	31	59	65
Manzanillo	nd	nd
Producción de gas seco	4 783	4 711	4 705	4 658	4 540
Consumo interno ^d	5 531	5 417	5 570	5 721	5 732
Consumo Pemex	2 118	2 211	2 268	2 301	2 287
Ventas internas	3 413	3 206	3 302	3 420	3 445
Electricidad	2 129	1 813	1 909	2 081	2 117
Industria	833	854	851	895	894
Otros	451	539	542	444	434
Memorándum					
Consumo interno aparente ^e	6 373	6 201	6 520	6 642	6 543
Producción neta sector público ^f	678	811	632	383	269

Fuente: Pemex Gas y Petroquímica Básica; Base de Datos Institucional (BDI), Balance de gas seco; Comisión Reguladora de Energía (CRE), Estadísticas de Comercio Exterior de Gas Natural.

^a No incluye importaciones terrestres de terceros.

^b CRE.

^c CRE.

^d Excluye importaciones de terceros.

^e Excluye gas liberado a la atmósfera, bombeo neumático, gas reinyectado a yacimientos y errores de medición. Incluye importaciones de terceros.

^f Producción de gas seco de Pemex menos consumo de Pemex y CFE; no incluye autogeneración.

Es prioritario identificar con precisión la naturaleza y la ubicación de los estrangulamientos efectivamente restrictivos de la red de transporte, así como el tiempo y los recursos que se requieren para solventarlos. Este análisis sería un elemento central de un plan de acción inmediata del nuevo gobierno. Los principales obstáculos que efectivamente restringen una mayor penetración de importaciones más allá de Cempoala, y que impiden introducirlas al centro y occidente del país, se ubican en Altamira y al norte de este puerto. Esto explica que no se haya contemplado introducir volúmenes adicionales de GNL por dicha terminal, habiendo un cierto margen de capacidad no utilizada de regasificación. Claramente, hay insuficiente capacidad de compresión más al norte que permita aumentar el flujo hacia el sur. Pemex ha venido modificando la ubicación de nuevas compresoras como resultado de diversos ejercicios de optimización de la red. En su propuesta más reciente, prevé para 2014 nueva capacidad en Altamira, Soto La Marina, y Los Ramones. Antes había considerado una compresora en Los Indios, cerca de San Fernando, en el ducto que se origina en Los Ramones.

Otro estrangulamiento obvio es el gasoducto Reynosa-Los Ramones. Hasta hace poco tiempo su flujo se había reducido a 150 mmpcd y ahora se tiene previsto elevarlo a 300 mmpcd en el primer

trimestre de 2013. Este gasoducto, de 36 pulgadas de diámetro y de 150 kilómetros de longitud, debería ser capaz de transportar un volumen significativamente mayor. Todo indica que sus paredes enfrentan problemas de integridad, que impiden elevar la presión en el mismo, y es muy probable que ello sea ocasionado por la corrosión. Esta situación deja a Manzanillo como única fuente de importaciones adicionales de GNL para el abastecimiento del occidente y centro del país. El ducto Manzanillo-Guadalajara sólo puede transportar actualmente unos 150 mmpcd, si bien su permiso de operación es por 321 mmpcd. En el primer trimestre de 2013 podrá incrementar su capacidad a este nivel y la estación de compresión bidireccional de El Castillo, en las afueras de Guadalajara, podría enviar parte de este gas al centro del país.

B. Formación de precios internos

En México, la estructura interna de precios ha estado ligada a los precios que rigen en el sur de Texas y, a través de éstos, al de Henry Hub, mediante fórmulas mensuales autorizadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Este régimen de precios se estableció en 1993 y ha operado desde entonces, salvo por el período en el que la Secretaría de Energía (SENER) fijó un techo al precio del gas inferior a los precios de referencia externa. La lógica de este mecanismo es sencilla. En una economía abierta como la mexicana, el precio debe reflejar su costo de oportunidad. Éste es el precio que se puede obtener por exportaciones adicionales o el precio que se tiene que pagar por volúmenes incrementales de importación. En el caso de México, dado que el país es un importador neto, este punto de referencia se estableció en Reynosa, por donde se interna el mayor volumen de importaciones. En este sitio se fija la paridad entre el precio de importación y la estructura de precios internos del gas natural. Al precio máximo de ventas de primera mano en Reynosa se agrega el costo de transporte por ducto hasta el punto de arbitraje donde confluyen la producción originada en el sureste del país y las importaciones provenientes de la frontera norte. A partir de este punto se restan los costos de transporte (*netback*) hasta las plantas procesadoras de gas del sureste —Ciudad Pemex, Cactus, Nuevo Pemex— y desde éstas se agrega el costo de transporte y distribución (*netforward*) a los centros de consumo en el resto del país.

La estructura unificada de precios resultante ha sufrido diversos cambios desde su adopción. El más importante fue el desplazamiento del punto de arbitraje de Los Ramones, cerca de Monterrey, a Cempoala en Veracruz, conforme avanzó la penetración de las importaciones hacia el sur. Otros cambios menores fueron el resultado de modificaciones en los términos de las fórmulas de precios regulados que reflejaban cambios en las condiciones del mercado en el sur de Texas. Los precios de Reynosa han seguido muy de cerca a los registrados en Henry Hub. El diferencial entre ellos ha sido relativamente estable, fluctuando dentro de un intervalo reducido. Debe tomarse en cuenta que en los Estados Unidos el gas fluye del sur de Texas —uno de los precios más bajos en ese país— en dirección de Henry Hub, por lo que el precio en Reynosa es menor. El período comprendido en el cuadro 4 abarca el pico cíclico de precios, así como su nivel más bajo.

El 15 de agosto de 2012 la CRE envió una resolución a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer), que modifica la directiva sobre determinación de los precios máximos de ventas de primera mano del gas natural. La CRE considera que la actual fórmula de precios no refleja apropiadamente el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad en el mercado internacional del gas natural puesto en Reynosa. De acuerdo con la CRE, Pemex y comercializadores de gas en el sur de Texas, la fórmula que determina el precio máximo de las ventas de primera mano de Pemex subestima el nivel que prevalece en el otro lado de la frontera y el costo de internación del gas a territorio mexicano. Por este motivo, propone un nuevo mecanismo que sustituya la referencia de Henry Hub por una del canal de Houston, modifica los costos de transporte al sur de Texas y los costos de interconexión entre los sistemas de ductos estadounidense y los de Pemex. La nueva fórmula alentaría un mayor volumen de importaciones directas por particulares e intensificaría la competencia en el mercado mexicano.

CUADRO 4
PROMEDIOS TRIMESTRALES DEL PRECIO SPOT EN HENRY HUB Y
PRECIO MÁXIMO DE PRIMERA VENTA EN REYNOSA, 2008-2012
(En dólares por millón de btu)

Año/trimestre	Henry Hub	Reynosa	Diferencia
2008			
I	8,65	6,85	1,79
II	11,38	9,16	2,22
III	9,01	8,44	0,57
IV	6,41	5,59	0,82
2009			
I	4,57	3,67	0,90
II	3,71	2,91	0,80
III	4,17	2,82	0,35
IV	4,34	3,26	1,08
2010			
I	5,15	4,63	0,52
II	4,32	3,41	0,91
III	4,28	3,72	0,56
IV	3,79	3,20	0,59
2011			
I	4,18	3,54	0,64
II	4,38	3,73	0,65
III	4,13	3,51	0,62
IV	3,31	3,03	0,28
2012			
I	2,45	2,42	0,03
II	2,28	1,90	0,38
III	2,88	2,48	0,40

Fuente: Energy Information Administration (EIA) y Sistema de Información Energética (SIE), base de datos.

Nota: Las diferencias de precios se deben a cambios en las condiciones del mercado en el sur de Texas respecto a las de Henry Hub, en las tarifas de transporte y en las fórmulas de precios de venta de primera mano.

Una simulación de la nueva fórmula, con precios y costos de enero a agosto de 2012, arroja un precio máximo en Reynosa de unos 0,20 dls./mmbtu, superior al de la fórmula vigente. A primera vista parecería que la propuesta de la CRE se hace en un momento poco oportuno, dada la coyuntura actual. Desafortunadamente, los aumentos de precios nunca son oportunos. Es posible concluir que el régimen de precios regulados vigente es económicamente eficiente, refleja las condiciones de mercados relevantes, no otorga subsidios al gas natural e impide que Pemex fije precios al gas natural, dado su monopolio de producción. Sirve también de base al régimen de precios de transferencia dentro de Pemex. La autoridad regulatoria está obligada a vigilar que estas características se mantengan en todo

momento, dado que el subsidio a un insumo tan importante distorsiona profundamente toda la estructura industrial.⁴

En años recientes, conforme aumentaron las importaciones y se diversificó el origen geográfico del mismo, han surgido nuevos puntos de referencia y, por lo tanto, nuevos puntos de arbitraje. Por una parte, se iniciaron importaciones de GNL en Altamira, Ensenada y Manzanillo, y se ampliaron las importaciones por Ciudad Juárez y Mexicali. Surgieron entonces puntos de arbitraje secundarios asociados a los nuevos puntos de internación del gas. En el futuro, al entrar en operación nuevos ductos de transporte a partir de la frontera, va a ser necesario realizar ajustes importantes al régimen de precios regulados para mantener una estructura de precios unificada. En el corto plazo ha aflorado un problema complejo en el proceso de formación de precios. Dadas las restricciones a la importación terrestre impuestas por el sistema de transporte, el costo de oportunidad de volúmenes adicionales de gas natural es el precio del GNL, importado por Manzanillo. Volúmenes extra-contractuales incrementales tendrán un precio vinculado al del mercado del Lejano Oriente —su mejor destino alternativo—, cuyo nivel es un múltiplo del que rige para importaciones por gasoducto. Más adelante se discuten los mecanismos que podrían acomodar esta situación temporal.

C. Ajustes operativos

Hay por lo menos tres medidas de carácter operativo —no excluyentes— que pueden instrumentarse a corto plazo para hacer frente a las restricciones de suministro. Es indispensable estimar con rigor el costo económico de cada una de ellas. Más difícil será distribuir dicho costo entre los principales actores: Pemex, CFE, el fisco y los consumidores finales de gas natural. Ésta es una tarea políticamente compleja que difícilmente satisfará a todas las partes y muy probablemente a ninguna. Las autoridades del sector energético y el ente regulador tienen la responsabilidad indeclinable de articular e instrumentar las soluciones del caso, y de vigilar su cumplimiento.

La primera de estas medidas es la importación de volúmenes adicionales de GNL por Manzanillo.⁵ Ello es factible pero costoso. El aumento del volumen contractual de gas licuado en Manzanillo y, eventualmente, volúmenes incrementales a precios vinculados al suministro a Asia, son una opción viable. Sin embargo, no debe olvidarse que Manzanillo y Guadalajara son los puntos de suministro de gas más lejanos de la zona productora del sureste. Esto encarece el suministro de gas propio y lo hace más vulnerable. Dadas las restricciones actuales del ducto troncal, el Bajío no puede recibir volúmenes adicionales de importación terrestre.

Actualmente se importa por Manzanillo un cargamento mensual de gas peruano. El primero de ellos llegó en marzo pasado. El programa de entregas se difirió seis meses, pues la CFE no estuvo en condiciones de recibir gas debido principalmente al retraso de obras portuarias. Esto implica que no será sino hasta el último trimestre de 2012 que se incremente el volumen contractual a dos cargamentos al mes.⁶ El volumen contractual mínimo durante el primer año es de 91 mmpcd. El cumplimiento y sustentabilidad de contrato está en riesgo. Aparentemente, el gobierno peruano sostuvo conversaciones con el mexicano sobre este tema. El problema fundamental surge del hecho de que el contrato de suministro con la CFE utiliza como precio de referencia el de Henry Hub.

Dificulta la negociación la existencia de tres contratos que determinan el suministro de gas peruano: uno entre el consorcio que produce el gas natural y el consorcio que opera la planta de licuefacción; otro entre este último y Repsol, y el tercero entre esta empresa y la CFE. Cada uno de los contratos tiene su propio mecanismo de precios y precio de referencia —*netback* con respecto al precio final del gas, costo en efectivo de la licuefacción y precio de Henry Hub—, y éstos no están debidamente

⁴ Los precios del etano y del metano para la producción de amoníaco merecen un seguimiento especial que garantice la eliminación de subsidios.

⁵ Sólo se podrá considerar una mayor importación de GNL por Altamira, cuando estén operando las compresoras que permitan un mayor flujo a Cempoala. Además, debe tenerse en cuenta la fragilidad económica del contrato de suministro de Shell a los precios actuales del gas en Norteamérica.

⁶ Es posible que no sea sino a partir del primer trimestre de 2013.

alineados. Además, las regalías que cobra el fisco están vinculadas al primero de estos contratos, por lo que interesa al gobierno que el gas se venda al mejor postor. La estabilidad del contrato con Repsol es frágil, pues esta empresa sólo tendría que pagar una penalidad de 240 millones de dólares, en caso de incumplir el contrato. Este monto podría recuperarse rápidamente si dicha empresa redirigiera todo el suministro al Lejano Oriente. Por ahora se cumple con el contrato debido a que hay un entendimiento intergubernamental y a que Repsol tiene, a su vez, otros compromisos e intereses en Perú⁷ y México, y con Pemex. En la medida en que aumente el volumen contractual de la CFE, se tensarán más las relaciones dentro de este enjambre de intereses. Desde luego, cualquier volumen extra-contractual supone precios mucho más altos.

Parte del gas licuado de Manzanillo podría enviarse, una vez re-gasificado, a Guadalajara. Esto supone que la CFE continuaría utilizando combustóleo en Manzanillo. De ser ello posible,⁸ este organismo sólo podría hacerlo si el precio del combustóleo fuera idéntico, en términos calóricos, al del gas natural. Dado que la refinería que lo suministra está sobre el litoral, en Salina Cruz, el combustóleo tiene un precio vinculado al mercado del Pacífico. La reducción del precio de este combustible tendría un efecto significativo sobre los resultados de dicha refinería. Sería el propio gobierno el que tendría que distribuir estos costos entre las dos empresas estatales y entre el fisco y los consumidores particulares. Tendría también que evaluar las consecuencias ambientales de un cambio temporal de combustibles.

Un ejercicio sencillo permite estimar razonablemente el costo incremental de las importaciones y analizar su posible distribución. La importación de 100 mmpcd tendría un costo adicional de unos 450 millones de dólares al año.⁹ Los supuestos centrales son que el gas adicional se pudiera adquirir en Manzanillo a 15 dls/mpc y que el gas importado por ducto fuera de 3 dólares. Si este costo se distribuyera entre todos los consumidores de acuerdo con las ventas de gas seco, el precio promedio tendría que incrementarse en 0,215 dls/mpc. De excluirse a Pemex Exploración y Producción, el precio incremental sería de 0,288 dls/mpc y si todo Pemex no participara en el esquema de precios, éste sería de 0,362 dls/mpc.¹⁰ Los incrementos de precios serían de 7,2%, 9,6% y 12,1%, respectivamente, a partir de niveles históricamente bajos. Aquí no se considera el alza de precios de la electricidad asociado a un aumento de precios del combustible utilizado en la generación. Debe tomarse en cuenta que, de importarse otros 100 mmpcd, el costo incremental se duplicaría y que el ducto de Manzanillo a Guadalajara tiene una capacidad total de 321 mmpcd.

En los próximos dos o tres años la valuación de volúmenes incrementales de gas natural va a plantear complejos problemas. Surge de inmediato una cuestión fundamental: ¿Quién asumirá el costo adicional? Hay varias alternativas, pero ninguna es satisfactoria. Puede elevarse significativamente el precio promedio del gas en todo el país, así como el precio de la electricidad. Consumidores de algunas regiones o de ciertos sectores podrían absorber una parte más que proporcional del costo incremental. El sector público podría asumir una parte de este costo. Los dilemas son múltiples y es natural que nadie quiera pagar, dada la actual estructura institucional. Seguramente surgirán problemas adicionales al instrumentar cualquier solución.

Una segunda alternativa que puede contribuir a reducir el riesgo de alertas críticas es la máxima sustitución posible de gas natural por combustóleo en otras plantas de la CFE (y en las refinerías). Esto obligaría a Pemex a disminuir el precio del combustóleo a un nivel más cercano al equivalente calórico del gas. La brecha no es tan grande, pues la exportación del combustóleo excedente de las refinerías de Salamanca y Tula tiene que enviarse por ferrocarril hasta puertos en ambos litorales. Además, Pemex Refinación se ha visto obligado a reducir el volumen procesado de crudo en estas refinerías, ubicadas tierra adentro, pues no ha podido evacuar oportunamente todo el combustóleo que produce debido a restricciones logísticas y a problemas de mercado de un combustóleo con un muy alto contenido de

⁷ Repsol tiene el 10% del capital del consorcio productor del gas de Camisea, el 10% correspondiente a la empresa de ductos, el 20% de la planta de licuefacción y el 100% de la comercialización del gas licuado.

⁸ Hay dudas sobre la posibilidad real de regresar al uso de combustóleo, dada la modernización de la central de la CFE, y a las restricciones de carácter ambiental.

⁹ $100 \text{ mmpcd} \times 1.027 \text{ mmbtu/mpc} = 102.700$, $\times (15 - 3) \text{ USdls/mpc} = 1.232.400 \text{ USdls}$, $\times 365 \text{ días} = 449,8 \text{ millones de USdls}$.

¹⁰ Supone consumo total de gas seco de 5.721 mmpcd; de 4.389 mmpcd si se excluye a PEP; y de 3.419 de excluirse a todo Pemex.

azufre. El nivel de proceso de las refinerías de Salamanca y Tula ha permanecido relativamente bajo en los últimos dos años, así como la producción de combustóleo. Aun así, en el tercer trimestre de 2012 se obtuvo un total de cerca de 130 mbd en estas dos refinerías tierra adentro. Al analizar las cifras de las ventas internas y las de exportación de combustóleo a nivel nacional, puede también observarse que en el tercer trimestre del año se mantuvieron niveles similares a los del mismo período del año anterior. Estos datos son también consistentes con la estabilidad de las ventas de combustóleo a la CFE en los primeros nueve meses del año. Sin embargo, es necesario hacer una re-optimización que tome en cuenta todas las restricciones existentes, flexibilizando los precios del combustóleo. El costo neto de este proceso también tendría que ser distribuido, de alguna manera, entre los principales actores. Sin embargo, lo primero que se requiere es una estimación precisa de su costo económico. Estos ajustes serían temporales y necesariamente revertidos al terminar el período crítico de demanda excedente, dadas las normas y los compromisos ambientales vigentes.

En tercer lugar, Pemex podría reducir la producción de amoníaco en Cosoleacaque. Se trata de un proceso intensivo en gas que demanda grandes volúmenes. Existe un precedente en esta materia. La explosión de Cactus en la década de los años noventa obligó a Pemex a restringir la producción de amoníaco con objeto de garantizar el suministro de gas a los consumidores industriales y comerciales. Pemex tendría que ser compensado por el margen que dejaría de obtener en la producción del amoníaco. Históricamente éste ha sido negativo y, si a los actuales precios del gas y el amoníaco es positivo, debe de ser pequeño. Convendría hacer de inmediato una estimación rigurosa de este margen. La producción actual de amoníaco es la más elevada de los últimos 12 años, cuando menos. En los primeros nueve meses de 2012 la producción aumentó 6,5% y en octubre entró en operación una planta que estaba siendo modernizada. Con ella se busca sustituir importaciones y exportar amoníaco. Sin embargo, Pemex se ha comprometido a iniciar de inmediato la modernización de otra de las plantas de Cosoleacaque, lo que moderará el crecimiento de la producción. Más recientemente, a fines de noviembre, este organismo anunció el reinicio de las operaciones de la planta obsoleta de Ciudad Camargo. Debe tomarse en cuenta que el consumo de gas natural de Cosoleacaque es de unos 125 mmpcd, cifra superior a las importaciones previstas en Manzanillo.

Pemex deberá sujetarse, al igual que sus clientes, a los esquemas de racionamiento que suponen las alertas críticas. Como operador del sistema de ductos de transporte, tiene que ser absolutamente transparente en esta materia y demostrar que asume las mismas restricciones que otros usuarios de la red. Existen múltiples medidas de mucho menor impacto, cuya implementación podría ayudar a reducir los riesgos de alertas adicionales. Todos los actores —Pemex, la CFE y la industria privada— deberán identificarlas y costearlas. Su adopción debe partir del reconocimiento de que se enfrenta una crisis temporal, que puede intensificarse antes de que se resuelva. Todos tendrán que asumir responsabilidad por ella y no perderse en ubicar, atribuir y distribuir las culpas de otros. Lograrlo supone un liderazgo constructivo que arbitre los conflictos que han surgido entre múltiples agentes económicos y que tienden a agudizarse. Tendrá también que coordinar y obtener la activa cooperación de todos los involucrados.

D. Importaciones adicionales de GNL y su financiamiento

A finales de septiembre de 2012 se inició formalmente el proceso de negociación entre Pemex y la SENER con el sector privado, representado por la Confederación de Cámaras Industriales (Concamin) y la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN), para definir un esquema de suministro complementario de gas natural que permita hacer frente a las restricciones actuales de transporte de las importaciones terrestres y evitar las alertas críticas. Las negociaciones duraron dos meses sin lograrse un acuerdo. De su fracaso deberán derivarse las principales lecciones para el futuro inmediato, dado que la escasez de gas importado de bajo costo bien podría durar hasta 2016, particularmente en el centro y occidente de México. Pemex Gas parte del supuesto básico de que a finales de 2014 dejará de haber escasez de gas natural. Sin embargo, la solución de los problemas de suministro en el norte del país podría darse a menor plazo.

El objeto de las negociaciones fue la firma de un convenio formal entre las partes. El último proyecto que fue presentado tuvo 14 páginas, sin contar los anexos. Es el producto de una cierta

depuración a partir de varias versiones anteriores. En lo fundamental, consigna un esquema de racionamiento para todos los usuarios del Sistema de Transporte Nacional Integrado (SNTI), que incluye tanto al sistema de gasoductos de Pemex Gas, como gasoductos del Bajío y de Tamaulipas. Contempla también un mecanismo de precios para volúmenes de consumo base y para volúmenes complementarios. La vigencia del convenio es al 31 de diciembre de 2015 y puede ser terminado anticipadamente por cualquiera de las partes, mediante un aviso previo de 30 días. El convenio propuesto por las autoridades incluía:

1. Esquema de racionamiento

- Se fija un consumo máximo equivalente al mayor volumen alcanzado por cada usuario en el período que va de julio de 2011 a junio de 2012, o el de las confirmaciones mensuales que Pemex Gas le otorgue, el que sea el mayor de los dos.
- Pemex establece un programa trianual de oferta de gas natural y, si su incumplimiento incrementaría el requerimiento de importación, tendría que cubrir el costo del volumen adicional.
- Los requerimientos incrementales de GNL que permitan evitar alertas críticas y acomodar el aumento de la demanda serán adquiridos por Pemex Gas en Manzanillo.
- Serán penalizados los usuarios que consuman, durante una alerta crítica, un volumen mayor al autorizado.

2. Mecanismo de precios

- Para el volumen máximo autorizado, se pagará el precio asociado a las ventas de primera mano más una cuota convencional que considere el costo total de importación y transporte, hasta por un máximo de 0,24 dólares por mmbtu. El costo de suministro complementario de gas natural para cada uno de los consumidores será proporcional a su consumo adicional.

La propuesta es compleja y difícil de sostener por un período que podría prolongarse tres años. Su estructura es proclive a generar, eventualmente, conflictos entre los propios consumidores y con Pemex y las autoridades. Los volúmenes a importar y los costos que éstos supondrán serán superiores a los previstos hasta ahora. Su seguimiento e instrumentación requiere información detallada y oportuna, consumidor por consumidor, que tendrá que transparentarse. Su enfoque fue inadecuado. En lugar de iniciar la negociación sobre cuestiones formales de detalle, se debió proceder primero a acordar unos cuantos principios básicos que lo definieran. El sistema de precios propuesto sería difícil de administrar y tiende a ser inestable, al igual que los esquemas de racionamiento administrativo. Dar funciones de vigilancia a la CRE la distraería de sus funciones prioritarias. En la actual coyuntura, y durante los próximos tres años, cuando menos, los problemas más complejos que tendrán que abordarse se refieren a la obligación de suministro del monopolio estatal, la determinación del costo marginal del gas, la distribución de estos costos entre los consumidores finales y el gobierno federal, así como su efecto sobre el precio de la electricidad. Igualmente tendrá que diseñarse un esquema de racionamiento del gas y de la capacidad de transporte pragmático y sencillo que incluya incentivos a la cooperación de todos los actores, públicos y privados, y también deslinde la responsabilidad de las autoridades, el ente regulador y los organismos de representación privada. Las propuestas hechas hasta ahora no cumplen con estas características.

Es indispensable modificar de raíz el enfoque adoptado por el proyecto de convenio. La premisa básica en la que descansa es el hecho de que Pemex dejó de reconocer la obligación de suministro de su condición monopólica. Sus directivos argumentan que el sistema de transporte de gas se abrió a la participación del sector privado con la reforma de 1995. Sin embargo, no toman en cuenta las condiciones incompletas de dicha apertura y los obstáculos que se interpusieron a la introducción de la competencia al mercado de gas natural. Sin embargo, no resulta constructivo que Pemex súbitamente anuncie que abandona sus responsabilidades a la mitad de una crisis de suministro. A futuro, y en otros

mercados de energía, es prioritario establecer de manera más clara y explícita la responsabilidad de cada uno de los actores, conforme el mercado se vaya abriendo a la competencia.

Desde un punto de vista logístico —disponibilidad, distancia, tiempo y costo— Perú es el origen obligado del gas. Para garantizar su flujo es necesario aumentar el número mensual de cargamentos y mantener inventarios elevados en Manzanillo. Dependiendo de cargamentos adicionales al programa contractual que la CFE tiene con Repsol, sobre bases exclusivamente *spot*, no parece una buena idea. Tampoco lo sería que la CFE fuera la parte contratante mexicana de volúmenes extracontractuales, dado que el contrato actual a precios vinculados a precios del gas en Norteamérica se contaminaría con el de precios vinculados al mercado asiático, del volumen adicional. Aun así, la negociación de este último afectará eventualmente las condiciones del primero, pues alentaría a los peruanos a buscar la renegociación del contrato original. Convendría que Pemex Gas fuera la parte contratante del volumen adicional para crear una distancia formal entre ambos contratos. Los términos y condiciones del segundo tendrían que negociarse con base en información oportuna, con la que sólo Pemex cuenta. El programa volumétrico tiene que ser suficientemente prudente para evitar desbalances de gas a mediano plazo. El plazo del acuerdo adicional tendrá que reconocer que el período crítico de suministro puede extenderse a tres años. Conviene también dado que Pemex Gas es la parte que cuenta con la mejor y más oportuna información con respecto al estado actual del balance de gas natural y su probable evolución a corto plazo.

El consumo de gas seco de Pemex y de la CFE no ha disminuido a lo largo de 2012 a pesar de las alertas críticas. Las cifras del cuarto trimestre así lo muestran. Ninguna de las dos empresas estatales ha logrado adoptar medidas que pudieran reducir significativamente la utilización de gas natural, sustituyéndolo con combustóleo o reduciendo la producción de plantas industriales que hacen un uso intensivo del gas. En la medida en que estas opciones estén disponibles, los requerimientos de importación adicional de gas licuado podrían reducirse o diferirse por algún tiempo. Ello puede verse con mayor claridad al considerar la producción neta de gas natural del sector público, que ha venido disminuyendo debido a una menor producción de gas seco y un mayor consumo de las empresas energéticas estatales. Como puede verse en el cuadro 3, la producción neta del sector público descendió de 811 mmpcd en el cuarto trimestre de 2011 a 269 mmpcd en el tercer trimestre de 2012.

A título ilustrativo se plantea un esquema alternativo que cumple mejor con los criterios establecidos anteriormente.

1. Pemex compraría el gas licuado en Manzanillo que estime necesario para evitar alertas críticas en el centro y occidente del país. Al valor cif del gas deberá agregar el costo de almacenamiento en la terminal, la regasificación y el costo de transporte del trayecto Manzanillo-Guadalajara.
2. Se adoptaría como referencia la producción neta del sector público, la producción de Pemex menos el consumo de Pemex y la CFE. Cualquier disminución de la producción neta así definida se restaría a las importaciones de Manzanillo para el cálculo de la aportación que tendría que hacer el sector privado. La referencia podría ser, por ejemplo, la del tercer trimestre de 2012 o la del período anual que va de octubre de 2011 a septiembre de 2012. Ambas empresas tienen flexibilidad en el control de su consumo, sustituyéndolo con combustóleo en algunas de sus instalaciones y mediante una menor producción de amoniaco.
3. El costo de las importaciones adicionales por Manzanillo se distribuiría entre todos los consumidores en función de su consumo total. Así por ejemplo, utilizando cifras del tercer trimestre de 2012, Pemex cubriría el 40% de dicho costo y la CFE el 35%. El 25% restante lo absorberían los particulares mediante un mecanismo que tendría que diseñar y autorizar la CRE. Éste podría ser a través de un aumento del precio de las ventas de primera mano o de la tarifa de transporte.

El cuadro 3 puede servir de marco para el diseño y seguimiento del esquema de distribución del costo de importaciones adicionales de gas licuado por Manzanillo. Se trata de estadísticas mensuales que Pemex Gas prepara regularmente y que forman parte de la Base de Datos Institucional de Pemex. Las cifras son liberadas en torno al día 20 del mes siguiente al que se registraron. Las estadísticas de control

son cuatro: las importaciones que Pemex haría por Manzanillo, el consumo propio de Pemex en los términos definidos en el cuadro 3, las ventas de gas que Pemex hace a la CFE, y la producción de gas seco de Pemex. La distribución del costo de las importaciones se haría en función de la distribución del consumo interno, sin incluir las importaciones de terceros. El esquema planteado alienta a Pemex y a la CFE a reducir sus propios consumos, dado que ello disminuye el volumen a importar. Dentro de ciertos límites, hace innecesario racionar el gas a particulares. El esquema es eficaz, pues incentiva también la producción. Respecto de su impacto sobre la formación de precios de la electricidad, éste se amortigua hasta abril de 2013, cuando se tendrían que modificar los ponderadores de la mezcla de combustibles de la fórmula de precios utilizada por la CFE. Analíticamente, lo que se requiere es elaborar una curva de costos de corto plazo de fuentes alternas de gas natural: importaciones, sustitución de gas por combustóleo, menor producción de procesos intensivos en el uso de gas, mayor producción, jerarquización de cuellos de botella del sistema de transporte y otras menores. Para ello se requiere información que no es fácil obtener y calcular. No obstante, un estudio de esta naturaleza sería de gran utilidad para la formulación de la política pública en la materia.

II. Infraestructura de transporte a mediano plazo

El suministro de gas natural a corto y mediano plazos se encuentra restringido por falta de capacidad de transporte, y por diversos estrangulamientos en la red nacional de gasoductos y en su interconexión con los sistemas de transporte de los Estados Unidos. El país no ha podido construir capacidad de almacenamiento de gas natural, salvo por volúmenes relativamente pequeños asociados a plantas de regasificación de gas licuado. La extensión y densidad de las redes de distribución han sido frenadas por muy diversos factores. Estos problemas de infraestructura han hecho crisis ante el crecimiento de la demanda de gas del sector eléctrico y del propio Pemex, así como el estancamiento de la producción interna y su declinación a partir de 2010.

El gobierno federal lanzó recientemente un ambicioso programa de construcción de gasoductos, que introducirá gas natural a Sonora y Sinaloa y ampliará la capacidad de los ductos de Chihuahua y los de la frontera norte al centro del país. Se construirán también algunos ductos relativamente cortos en otras regiones, algunos de los cuales fortalecerán la seguridad de suministro del sistema de gas natural. La Comisión Federal de Electricidad y Petróleos Mexicanos convocaron múltiples licitaciones para la construcción de gasoductos y la prestación de servicios de transporte por ducto. Recientemente entró en operación el gasoducto Manzanillo-Guadalajara; ya se inició la construcción de los ductos de Tlaxcala a Yecapixtla, en Morelos, y el de Ciudad Juárez a Los Encinos, al sur de Chihuahua. La CFE adjudicó los ductos del noreste del país.

Los plazos de las licitaciones se acortaron para compensar en parte el carácter tardío del programa y la apremiante necesidad de contar con algunos de ellos. No todos se adjudicaron y la nueva administración tendrá que reconcurrir algunos de ellos, introduciendo cambios fundamentales en los términos de la licitación.

A. Diagnóstico estructural

No se cuenta con un diagnóstico integral adecuado que explique las causas de la subinversión en infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Tanto el sector público como el privado no han asignado y aplicado los recursos al desarrollo de proyectos que pudieron haber impedido la actual crisis de suministro y ampliado con mayor rapidez la participación de este combustible en la matriz energética. Cabe recordar que hace más de 17 años se introdujeron los cambios a la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional, que abrieron estas actividades a la inversión privada. Por otra parte, Pemex conocía los principales cuellos de botella de su sistema de ductos de transporte, el estado en que se encontraban sus gasoductos y las carencias que enfrentaban en materia de estaciones de compresión. Sin embargo, no sólo se trató de un problema de planeación o de imprevisión, sino de causas aún más profundas, propias de una reforma energética incompleta y de políticas públicas titubeantes. Si bien es comprensible que ambos sectores hayan sido sorprendidos por el cambio fundamental de condiciones y perspectivas del mercado de gas de Norteamérica, y la consecuente baja absoluta y relativa de los precios del gas, su reacción fue poco ágil, y aún está por asimilarse plenamente el papel que habrá de desempeñar el gas natural en la transición energética.

Son muchos y muy variados los factores determinantes de la inversión de Pemex, la CFE y el sector privado en infraestructura gasífera. En el caso de Pemex, la empresa ha privilegiado de manera inequívoca, y hasta cierto punto lógica, la asignación de recursos de inversión a la producción y exploración de petróleo. Si bien la producción neta de gas natural creció rápidamente en la segunda mitad del pasado decenio, a una tasa media anual de 4,6%, en 2010 se inició la contracción del volumen producido. A mediano plazo, todo indica que la producción seguirá una tendencia descendente o, en el mejor de los casos, se mantendrá estancada (Lajous, 2010). Estas trayectorias se han traducido en importaciones de gas que han crecido a una tasa explosiva y que crecerán aún más, una vez resueltas las restricciones de transporte. Mientras tanto, Pemex Gas ha dedicado pocos recursos de inversión al sistema nacional de gasoductos. Quizá, ha sobreinvertido en capacidad de proceso de gas, dada la caída de la producción y la extracción de un volumen menor al previsto en regiones como Burgos y Chicontepec. También se ha registrado un cambio en su política de suministro. Pemex ha dejado de reconocer la obligación —propia de un monopolio— de suministro de gas natural, argumentando que la inversión en ductos está abierta a particulares y que la reforma energética de 2008 modificó su función objetivo, privilegiando la maximización de valor económico. Es muy posible que este súbito cambio de postura obedezca más a la crisis coyuntural de suministro que a un verdadero reposicionamiento estratégico, dado los poderes monopólicos que mantiene Pemex en el mercado de gas natural, el monopolio en la producción y su procesamiento, así como su oposición exitosa a la adopción de los términos y condiciones permanentes propuestos por el regulador, que propiciarían una mayor competencia en el mercado de gas.

Es importante comprender las razones por las que las empresas privadas no han tenido una mayor participación en la propiedad, la construcción y la operación de gasoductos. Un primer paso para lograrlo requiere una revisión crítica de los ductos en los que si participaron, empezando con los de Mayakán, Pemex-El Paso y Kinder Morgan e incluyendo los más recientes de Tamazunchale, Manzanillo y Yecapixtla. Esta revisión histórica debería abordar tanto los factores de éxito de estos ductos como sus deficiencias, y profundizar sobre la naturaleza de los arreglos institucionales que han propiciado y limitado la inversión. Una característica común a todos los gasoductos privados y mixtos construidos fue que la parte fundamental de la capacidad instalada de transporte fue adquirida por la CFE o por Pemex. Ninguno de estos proyectos fue desarrollado para acomodar directamente los requerimientos del sector privado, como tampoco los correspondientes a la nueva oleada de gasoductos que están siendo licitados, aunque podrían surgir algunos para servir específicamente a consorcios de consumidores industriales. Parte del problema ha sido la escala del consumo industrial, incluso cuando se forman consorcios de consumidores. Hasta ahora ningún proyecto netamente privado ha logrado agregar un volumen suficiente para justificar la inversión en un gasoducto de transporte de grandes dimensiones. La naturaleza de los contratos de los productores independientes de energía, en los que la CFE asume la responsabilidad del suministro de gas, obligaron a que esta empresa ocupara prácticamente la totalidad de la capacidad instalada en ductos privados.

Es necesario identificar y jerarquizar los principales obstáculos a la inversión privada en gasoductos. La lista es larga. Se han presentado problemas con el régimen tarifario y con las tarifas de transporte, así como con la asignación administrativa de la capacidad de transporte. Por períodos significativos, se presentaron fuertes distorsiones en el proceso de formación de precios, que impidieron fijar precios máximos a las ventas de primera mano que reflejaran las condiciones competitivas en mercados relevantes. Aun quedan algunas distorsiones residuales que han llevado recientemente a la CRE a proponer ajustes a las fórmulas de precios. La complejidad de la interacción del sector privado con los monopolios estatales del sector energético, y también entre éstos, ha desalentado la inversión privada e incentivado la inclusión de Pemex como socio. En su momento, los dos gasoductos construidos por El Paso y Pemex exigieron un esquema de coinversión. Hubo también políticas públicas claramente inconsistentes, como por ejemplo el subsidio al gas LP (gas licuado), que militó en contra del desarrollo de las redes de distribución de gas natural, así como las políticas de *by-pass* para consumidores industriales que limitaron el crecimiento y la consolidación de éstas. Muchas políticas públicas carecieron de continuidad y no fueron capaces de ofrecer un claro sentido de dirección. En estas condiciones no es difícil entender las dificultades para coordinar y alentar las actividades de agentes públicos y privados. Además, la promoción pública de gasoductos privados no siempre fue transparente y efectiva. En muchas otras ocasiones, la construcción de ductos no pudo atraer a inversionistas potenciales, cuyas tasas de descuento esperadas no eran compatibles con las de un *utility* regulado. Seguramente hubo otros problemas, así como algunos de carácter regional. En el caso de Monterrey se necesita comprender con mejor precisión las razones por las que no hubo mayor inversión privada en ductos relativamente cortos entre la frontera y sus centros de consumo industrial, comercial y residencial.

B. Programa de gasoductos

El programa de construcción de nuevos gasoductos y de extensión de ductos existentes, así como el de construcción y ampliación de interconexiones con la red estadounidense de ductos, está siendo promovido por la CFE y por Pemex. Se trata de la expansión más importante de la red de gasoductos de transporte de los últimos 33 años. El costo estimado es de 7,800 millones de dólares y tiene una longitud total de 4,573 kilómetros (SENER, 2012). El sistema que correrá sobre la vertiente del Pacífico, en el noroeste del país, introduce gas natural a regiones que hasta ahora no han dispuesto de este combustible, salvo el transportado por el gasoducto Naco-Hermosillo. Inicialmente el suministro se dirigirá a plantas de la CFE y de productores independientes de energía que ahí se establecerán, así como a redes de distribución en las principales ciudades de esta región. El gasoducto de Ciudad Juárez a El Encino, al sur de la ciudad de Chihuahua, amplía la capacidad de transporte existente hasta este punto. Fue licitado hace algún tiempo y el dueño es Fermeca, una empresa de infraestructura.

El 2 de noviembre de 2012 terminó la adjudicación de los cuatro segmentos del gasoducto que va de la frontera a Mazatlán, los más al norte a Sempra y los otros dos a TransCanada. Se adjudicó también a esta empresa el ducto que une el sistema de Chihuahua al del Pacífico norte, mediante un gasoducto de Los Encinos a Topolobampo, que cruza la Sierra Madre Occidental. Su objeto es dar mayor flexibilidad a los sistemas del Pacífico y de Chihuahua, ofreciendo una cierta redundancia para garantizar la seguridad del suministro de gas. Atraviesa una larga distancia en zonas sin consumo intermedio relevante, por regiones de compleja orografía que suponen un costo elevado, que tendrá que ser cargado, de alguna manera, a las tarifas del transporte del gas. En todos los casos, la CRE deberá autorizar las tarifas pertinentes. El éxito del proceso de licitación no debe subestimarse. Las ofertas competitivas recibidas y las empresas ganadoras son un buen augurio.

El gran ducto que unirá la frontera con Estados Unidos a Los Ramones, cerca de Monterrey, ha sido trazado para pasar por Linares y Matehuala, llegar a San Luis Potosí y extenderse hasta Apaseo, Guanajuato, cerca de Querétaro. Se construirá también un ramal a Aguascalientes. Los ductos ampliarán el suministro a dichos estados y, de manera indirecta, a zonas del Golfo de México y del Valle de México. Estas inversiones eliminarán las restricciones actuales a las que están sujetas las regiones del Golfo, centro y occidente de México, así como la zona metropolitana de Monterrey. Igualmente importantes son las nuevas interconexiones en la frontera norte con los grandes sistemas de recolección y transporte de gas del lado estadounidense, así como la ampliación de interconexiones existentes. No

sólo apoyarán mayores flujos de gas, sino deberán mejorar también los términos y condiciones a los que se adquiere gas en ese país. Son dos los ductos e interconexiones para los que se han solicitado permisos en Estados Unidos. Uno va de Tucson, Arizona a Sásabe, Sonora; y el otro de Agua Dulce, Texas a Camargo, Tamaulipas.¹¹ A su vez, están en construcción tres ductos importantes: Tlaxcala-Yecapixtla, Morelos (Elecnor), Ciudad Juárez-El Encino, Chihuahua (Fermeca) y Tamazunchale, San Luis Potosí-El Sauz, Querétaro (TransCanada). Las fechas previstas de entrada de operación son junio de 2013, julio de 2013 y marzo de 2014, respectivamente. Dichas fechas son anteriores al momento en que se contara con volúmenes adicionales de importaciones terrestres por el sur de Texas.

A mediano plazo, se prevé que la capacidad de transporte se ampliará de manera significativa, siempre y cuando no se retrasen algunos de los proyectos contemplados. El primer paso significativo será la entrada en operación de la estación compresora de Altamira a fines de 2013 y la terminación del gasoducto que va de Tamazunchale, Tamaulipas a El Sauz, Querétaro previsto para marzo de 2014. Una segunda etapa se iniciará con el arranque de las compresoras de Soto la Marina y Los Ramones en el tercer trimestre de 2014. Las estaciones de compresión son responsabilidad de Pemex Gas y el ducto de TransCanada. La tercera etapa está marcada por el inicio de las operaciones de ductos de la frontera a Los Ramones a principios de 2015 y el ducto de Los Ramones a San Luis Potosí a fines del mismo año. Finalmente, la cuarta etapa, en 2016, comprende la terminación de los ductos a Apaseo y Aguascalientes. Está aún por definirse quiénes serán los responsables de la ejecución de las dos últimas etapas. Por otra parte, el primer segmento de los ductos de la vertiente del Pacífico comenzará a operar en el último trimestre de 2014 y los demás en 2015 y 2016.

Los principales datos del programa de ductos de la CFE y de Pemex se consignan en los cuadros 5 y 6. Puede observarse la longitud de los ductos y de algunos de sus principales segmentos, su capacidad de transporte y dimensión, así como las fechas estimadas de su puesta en operación.

Antes de que logre incrementarse la capacidad de transporte, Pemex necesita revisar su política de perforación de pozos y de producción de gas en campos de gas no asociado, con objeto de evitar, cuando menos, que el volumen extraído siga declinando o que posiblemente se recupere un poco. Para ello la autoridad hacendaria necesita modificar el régimen fiscal de Pemex con relación a esta fuente de gas natural. Deberá tomar en cuenta la caída registrada en el precio del gas natural y las perspectivas de que se mantenga relativamente bajo por algún tiempo. Se necesita tener presente que todo volumen adicional de producción, particularmente en la cuenca de Veracruz, moderaría la importación adicional de GNL. Iguales consideraciones deberán hacerse en torno a la producción de gas asociado en campos con altas relaciones gas/aceite en el sureste del país. A su vez, la conclusión del libramiento de Jalapa del ducto troncal, prevista para principios de 2013, permitiría elevar el volumen transportado al centro del país en unos 200 mmpcd, de ampliarse la disponibilidad de producción de gas natural en el sureste. Aun, si esto no se produjera en dicho plazo, mejoraría la confiabilidad de este gasoducto.

¹¹ En la mayor parte de los documentos sólo se hace referencia a la frontera. Sin embargo, Camargo aparece en mapas de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), "U.S.-Mexico natural gas pipeline interconnections", presentación a un taller en el Center for Energy Economics, University of Texas, Houston, 9 de julio, 2012.

CUADRO 5
CFE: LONGITUD, CAPACIDAD, DIMENSIÓN Y TRANSPORTISTA DE DUCTOS
EN CONSTRUCCIÓN Y LICITADOS, JULIO DE 2012

	km	mmpcd	Pulgadas	Arranque	Transportista
En construcción					
Tamazuchale-El Sauz	200	630	30	Mar. 2014	TransCanada
Tlaxcala-Yecapixtla	170	320	30	Jun. 2013	Elecnor
Cd. Juárez-El Encino	385	850	36	Jul. 2013	Fermaca
Adjudicados					
Sásabe-Pto. Libertad	224	760 ^a	36	Sep. 2014	Sempra
Pto. Libertad-Guaymas	320	760 ^a	36	Jul. 2015	Sempra
Guaymas-Topolobampo	364	500	30	Jul. 2016	TransCanada
Topolobampo-Mazatlán	462	200	24	Jul. 2016	TransCanada
El Encino-Topolobampo	574	450	30	Mar. 2016	TransCanada

Fuente: SENER (2012), "Structural Change in Mexico", julio, y CFE, convocatorias de licitación.

^a Capacidad máxima para el Estado de Sonora.

CUADRO 6
PEMEX: EXTENSIÓN DE NUEVOS GASODUCTOS E INTERCONEXIONES
Y AMPLIACIÓN DE DUCTOS E INTERCONEXIONES, AGOSTO DE 2012

	km	mmpcd	Pulgadas	Arranque
Nuevos ductos				
Camargo-Los Ramones	113	2 100	48	Jul. 2014
Los Ramones-SLP-Apaseo	728		42	Jul. 2015
SLP-Aguascalientes	181		24	Jul. 2017
Interconexiones nuevas				
Tucson-Sásabe	97	160-760	36	Sep. 2014
Agua Dulce-Cd. Camargo	200	2 100	42	Jul. 2014
Extensiones				
Aguascalientes-Zacatecas	165	20-40	10	Abr. 2014
Nuevo Pemex-Mayakán	75	300	30	Dic. 2013
Ampliación Interconexiones				
	Capacidad actual	Proyectada		Empresa
Argüelles	200	200		km
Cd. Mier	375	600		km
Reynosa	191	216		Tennessee
Reynosa	0	200		Spectra/KM/TGP
Total	766	1 216		

Fuente: SENER (2012), "Structural Change in Mexico's Natural Gas Market", julio; SENER (2012), "United States-Mexico natural gas pipeline interconnections", julio de 2012; De la Huerta Moreno, Jorge (2012), "Oportunidades de negocio en la expansión del sistema nacional de gasoductos", 1° de agosto.

C. Estructura de los proyectos

La estrategia de gasoductos ha tomado tiempo en articularse y discutirse en el interior del gobierno, de las empresas estatales del sector energético y con el ente regulador. Sólo se ha compartido información parcial y limitada con el sector privado. Sin embargo, no deja de sorprender la falta de deliberación y consulta públicas en torno a estos importantes proyectos y a las modalidades que adoptará el diseño, la construcción, la propiedad, el financiamiento, la operación y la regulación de los mismos. Tampoco han sido del todo transparente sus mecanismos de aprobación y autorización, en particular los de ductos promovidos por Pemex. No se cuenta, por ahora, con una versión integral de los proyectos de Pemex que sea del dominio público y que explique el estado que éstos guardan. Es muy probable que la estructura de estos proyectos siga evolucionado al iniciarse la próxima administración gubernamental.

Inicialmente se planteó que Pemex sería el operador de los ductos que integran esta estrategia y que invertiría capital en ellos. Más adelante las autoridades acordaron que el sistema del Pacífico sería impulsado por la CFE, que sólo adquiriría capacidad y servicios de transporte hasta sitios definidos. La trayectoria y el diámetro de los gasoductos serían definidos por su dueño y operador, quien debería ser un particular con experiencia demostrada. Este esquema se aplicó también a los ductos ahora en construcción. En todos ellos el promotor es la CFE, la cual licita servicios de transporte y deja que todas las demás funciones sean de carácter privado. Se trata de una modalidad probada, nítida y sencilla, que se inició con el gasoducto Mayakán en 1997. Sólo en el caso del gasoducto Tucson-Sásabe, se tiene previsto por ahora que una filial de Pemex participe en la operación.

Muy diferente es la estructura que se le busca dar al gasoducto que va de la frontera al centro del país, así como a las dos nuevas interconexiones que van a construirse fuera de México. Filiales de Pemex Gas definieron su trayecto y su dimensión; adquirieron la ingeniería conceptual y licitaron la ingeniería, procura y construcción de los ductos a empresas de ingeniería y construcción; adquirirán el gas natural en los Estados Unidos; buscarán socios operadores y financieros con quienes compartirán la propiedad de los ductos; venderán gas y capacidad de transporte a Pemex Gas. Este organismo subsidiario ha hecho uso de filiales de su propiedad (Mex Gas Internacional Ltd.; MGI Enterprises Ltd.; MGI Supply, Ltd.; MGI Trading, Ltd.) (Pemex Gas, 2012), ubicadas en las Islas Caymán y de recursos acumulados por estas empresas instrumentales. También ha constituido TAG, S. A. de C. V. (Trans-American Gas), que operará dentro del territorio nacional. El planteamiento inicial suponía que Pemex, a través de filiales, participara con la mitad del capital de las empresas operadoras de los gasoductos. Todo parece indicar que ahora se contempla una participación en torno al 30% o menor. MGI va a comprar capacidad de transporte en los Estados Unidos, de Tucson y Agua Dulce a la frontera. Pemex Gas comprará a TAG el 100% de su capacidad en México.¹² La adquisición y el envío del gas natural a México sería realizada por MGI. Así, Pemex Gas y sus filiales serían a la vez compradores y vendedores de capacidad de transporte, así como de gas natural, a través de empresas en las que invertirá capital.

El consejo de administración de Pemex aprobó una estrategia general de suministro de gas natural de importación el 12 de julio de 2012. Previamente su comité de estrategia e inversiones había revisado dicha estrategia y recomendado su aprobación. El consejo acordó que seis proyectos derivados de la misma se someterían a las instancias y procesos de aprobación que apliquen de acuerdo con su naturaleza y monto, sin precisar cuáles eran. Dada la naturaleza privada de las empresas que operarían los gasoductos y la autorización que Pemex Gas tiene para importar gas natural a través de filiales del grupo MGI, quedaría poco que requiriera autorización gubernamental. Los recursos que MGI, Ltd. ha acumulado en el exterior provienen de las actividades de comercio exterior de gas natural realizadas por MGI Supply, Ltd. y las de gas LP que lleva MGI Trading, Ltd. El margen obtenido en transacciones entre terceros y Pemex Gas ha fortalecido su caja y las autoridades hacendarias permitieron que se retuvieran en el exterior los recursos acumulados. Con base en éstos, MGI buscará apalancarse para cubrir una parte importante del capital que desea invertir en las empresas operadoras de los ductos, tanto en México como en el exterior.

¹² Aparentemente, esta disposición fue modificada.

El uso y abuso de empresas instrumentales de Pemex Gas tiene por objeto obviar la necesidad de someter los proyectos a la autorización gubernamental y evitar los procesos de licitación a los que están sujetas las entidades del sector público. No cabe duda que este camino resulta más flexible e, incluso, permite reducir plazos de ejecución de los proyectos. Sin embargo, plantean serios problemas al gobierno corporativo de Pemex y de transparencia con respecto al quehacer de las empresas estatales. Parece haber alguna confusión en torno al alcance de decisiones propias de filiales instrumentales y las decisiones estratégicas de Pemex y sus subsidiarias. Plantear que las filiales instrumentales puedan tomar decisiones sustantivas importantes, sin una autorización formal y explícita de Pemex y su consejo de administración, es una forma de darle la vuelta a la ley por una ruta peligrosa. Pareciera que nada se aprendió de la experiencia reciente de adquisición de acciones Repsol, que se realizó al margen de los órganos de gobierno de Pemex.

No cabe duda que la crisis de suministro de gas natural por la que atraviesa el país obliga a reducir el tiempo de ejecución de los proyectos de infraestructura e interconexión de gasoductos. Sin embargo, no resulta claro que el camino seguido por Pemex y la SENER sea el más eficaz. En primer lugar, los proyectos de la CFE lograron madurar más rápidamente, dado que el esquema adoptado por dicha entidad minimiza su participación en la ejecución de los proyectos y simplifica su estructura. Dejó todo en manos de empresas especializadas en la instrumentación de este tipo de proyectos, reduciendo los riesgos de ejecución de los mismos. En estas circunstancias, es necesario preguntarse ¿cuáles fueron las razones que llevaron a Pemex a adoptar estructuras más complejas y menos transparentes?

Los proyectos de Pemex han yuxtapuesto diversas actividades que rompen con las secuencias convencionales. Esta empresa había determinado aspectos importantes del proyecto antes de contar con un socio financiero y estratégico. Por su cuenta, definió trayectos e inició la compra de derechos de paso. A través de sus filiales, solicitó a empresas de ingeniería y construcción ofertas para la construcción de los gasoductos, otorgándoles plazos muy reducidos. La recepción de estas propuestas se ha pospuesto repetidamente. El rezago de los proyectos de Pemex difícilmente podrá recuperarse y tampoco es prudente acortar plazos usuales de licitación de proyectos complejos de grandes dimensiones. Los riesgos de errores costosos pueden ser elevados.

Está por demostrarse que la estructura propuesta sea la de menor costo para Pemex y, en última instancia, para el consumidor final. Los costos dependerán, entre otros, de diversos riesgos por administrar, del costo de financiamiento de los actores involucrados, y de las tasas de descuento utilizados por ellos al evaluar el proyecto. Es muy posible que el riesgo de ejecución sea mayor para Pemex y sus socios que para una empresa gasera con amplia experiencia en el diseño y construcción de ductos. La capacidad de manejo de grandes proyectos de estas empresas es superior a la de Pemex. Su interacción con empresas de ingeniería y construcción es más fluida y eficaz. Algunas de estas empresas transportistas cuentan con importantes antecedentes en México. Ahora bien, el costo de financiamiento tiende a ser menor para intermediarios financieros y fondos de inversión que se asociarían con Pemex, que los que puede captar una empresa operadora. No obstante, al añadir el riesgo de ejecución puede dar un resultado inesperado en cuanto al costo de capital del proyecto, particularmente si el operador no es de primera línea. En sus propios diagnósticos internos, Pemex ha llamado consistentemente la atención sobre sus propias limitaciones en cuanto a la ejecución de grandes proyectos y, en particular, con respecto a su administración.

La objeción fundamental a la estructura de proyectos propuesta por Pemex es su carácter anticompetitivo. Un mercado en el que prevalece un monopolio de producción, la única fuente de competencia la constituye el libre flujo de las importaciones de gas natural. Actualmente, las importaciones totales equivalen a más del 40% de la producción interna de gas seco. Esta participación aumentará rápidamente al concluirse la construcción de los ductos planeados. A su vez, en los primeros nueve meses de 2012, Pemex internó más de la mitad de las importaciones totales, y la CFE y los particulares importaron el resto. Así, la forma más eficaz para desarrollar un mercado interno de gas natural es que terceros sean los responsables de llevar a cabo las importaciones incrementales previstas. El control por parte de Pemex de las interconexiones con el exterior, y del gas que éstas transportarán, constituirían una poderosa barrera a la competencia. El ducto de la frontera al centro del país, que también operaría una filial de Pemex, es otro obstáculo adicional a la competencia que fortalecería los

poderes monopólicos de esta empresa estatal. Podría también desplazar algunas inversiones que el sector privado pudiera realizar. Todo esto se contrapone a la política pública que ha buscado liberalizar el mercado de gas natural. Su avance ha sido lento e interrumpido en más de una ocasión. Medidas de esta naturaleza configuran lo que bien podría llamarse una contrarreforma.

Una posible forma para seguir adelante con el programa de nuevos gasoductos de Pemex es que el socio estratégico tenga experiencia en la construcción y operación de gasoductos, que éste participe en la evaluación del contrato de EPC y que como accionista mayoritario sea el responsable de operar los gasoductos. A su vez, el regulador tendrá que proteger el interés del consumidor, garantizando una tarifa competitiva y que el gasoducto sea efectivamente de acceso abierto. Pemex, por su parte, tendría que comprometer la venta eventual de su participación accionaria, una vez que el gasoducto entre en operación. Como muestra de esta intención, podría empezar por liquidar su participación en Gasoductos de Chihuahua, como en su momento lo instruyó la Cofeco (Comisión Federal de Competencia). Aun así, se trataría de una alternativa inferior al esquema utilizado por la CFE. Los únicos argumentos a favor del modelo sugerido es que constituye la forma más eficaz para promover el ducto en cuestión, en el menor plazo posible y al costo más bajo. Es probable que no se puedan satisfacer estas condiciones, lo que obligaría a reestructurar de fondo el proyecto. Pese a ello, no sería comenzar de nuevo, pues mucho del trabajo realizado podría aprovecharse en un esquema similar al de la CFE. En todo caso, habría que precisar el tiempo que esto diferiría la puesta en marcha del proyecto.

Es imprescindible estimar y evaluar los costos y beneficios de ir adelante bajo el esquema actual, haciendo sólo modificaciones menores, frente a los que supone una reestructuración que le daría bases más firmes y transparentes. La primera de estas alternativas requieren las debidas salvaguardias que protejan el interés público en materia de competencia en el mercado de gas natural y de competitividad en cuanto a los costos de los proyectos. La segunda tendría que hacer uso del trabajo realizado hasta ahora para minimizar los rezagos acumulados en la puesta en operación de los ductos. En cualquier caso, su construcción deberá realizarse con absoluta determinación.

El 19 de septiembre de 2012, los cuatro consejeros profesionales de Pemex se opusieron formalmente a considerar, en sus términos, los proyectos de gasoductos planteados por la administración, argumentando su falta de transparencia. Exigieron que se presentaran las autorizaciones de los vehículos utilizados para estructurar los proyectos y éstos se someterían a través de los canales y los procedimientos establecidos. Solicitaron que se pospusieran decisiones sobre su instrumentación que pudieran ser irreversibles. El dilema era claro: si los proyectos se habían estructurado sin el consentimiento del consejo y de sus comités, mediante esquemas considerados apropiados, el consejo de Pemex no tenía porqué aprobarlos. En el caso de que fuera necesaria la autorización del consejo, los proyectos tendrían que cubrir previamente los requisitos establecidos para proyectos estratégicos de gran dimensión. El 12 de octubre de 2012, TAG Pipelines informó a los contratistas potenciales del proyecto Los Ramones, que se posponía la presentación de sus propuestas de ingeniería, procura y construcción al 29 de noviembre, con objeto de que el socio capitalista que eligieran pudiera participar en la selección del contratista. Anticipó también que el anuncio de adjudicación sería el 4 de enero de 2013. Poco tiempo después pospuso dicha recepción *sine die*.

El nuevo gobierno está obligado a retomar estos proyectos que Pemex no logró poner en marcha. Deberá ajustar su estructura y relanzarlos de inmediato. Los gasoductos en Estados Unidos y su interconexión con los de México pueden ser realizados por empresas de ese país, garantizándose que sean de acceso abierto. Los servicios de transporte podrán ser adquiridos por Pemex y por otras empresas establecidas en México. Más complejo resulta rearmar el sistema de ductos de la frontera norte al centro del país. Hay varias alternativas. Una de ellas consiste en descomponer el proyecto en tres segmentos. Uno de la frontera a Los Ramones, otro de este punto a San Luis Potosí y un tercero que comprendería sus extensiones a Apaseo y Aguascalientes. El primer segmento, el más corto y estratégico, puede incluir la ampliación del ducto de Kinder Morgan, la modernización integral del de 36 pulgadas de Pemex, la construcción de un nuevo ducto privado en el derecho de paso de Gimsa, y la construcción de otro más a partir de Camargo. Todos confluirían en Los Ramones, donde se podría establecer un nodo (*hub*) que los conectaría con la zona metropolitana de Monterrey y los ductos actuales a Torreón, San Fernando y Monclova, así como con el que se construiría a San Luis Potosí. De

esta manera se tendrían diversas fuentes y esquemas de propiedad. Esta opción diversificada deberá evaluarse junto con una más centralizada. El segundo y tercer segmentos podrían realizarse siguiendo un esquema similar al de CFE, maximizando la inversión privada.¹³

A partir de 1993 se ha ido configurando en México una red mixta de transporte de gas natural. Su punto de partida fue el sistema troncal de gasoductos de Pemex que une áreas productoras del sureste y de la región norte con los centros consumidores del altiplano y de Monterrey, así como con la frontera norte. A todo lo largo de ésta se multiplicaron las interconexiones —troncales y locales— con la red estadounidense. Posteriormente se construyeron gasoductos privados, muchos de ellos operados por grandes empresas internacionales. Estos gasoductos se conectan a las redes de distribución local y directamente a grandes usuarios. La CFE y Pemex han promovido su construcción mediante la adquisición firme de capacidad de transporte en los mismos. El régimen regulatorio contempla tres tipos de ductos: de acceso abierto, para usos propios, y para usos propios en sociedades de autoabastecimiento. Los gasoductos constituyen monopolios naturales que tienen que ser regulados. La competencia se circunscribe al gas que fluye por el ducto. La propuesta que aquí se presenta en torno a Los Ramones busca diversificar fuentes de suministro y evitar el control monopólico de las importaciones, en un tramo muy corto de la red. Este modelo de transporte por gasoducto requiere la presencia de un regulador con amplios poderes y, eventualmente, un ente independiente que coordine la operación de la red y garantice su crecimiento equilibrado.

D. Regulación y competencia

La inversión privada en la expansión y la modernización de la red nacional de gasoductos, y el incremento del volumen de gas importado directamente por particulares, no requieren cambios de naturaleza constitucional ni modificaciones fundamentales en las leyes vigentes. Para avanzar, completar y consolidar la reforma iniciada en 1995, es necesario ajustar reglamentos y regulaciones que den mayor claridad al papel que deberán desempeñar los agentes económicos involucrados, eliminen aspectos contradictorios de la política pública, den mayor certeza regulatoria y fortalezcan a la CRE. Desafortunadamente, la SENER difirió la promulgación de un nuevo reglamento de gas natural, la adopción de términos y condiciones permanentes de las ventas de primera mano y de un nuevo esquema de coordinación de sistemas de transporte, así como la temporada abierta para la asignación de su capacidad. En estas condiciones se vuelve cada vez más necesario reducir la discrecionalidad administrativa de las autoridades y, en la medida de lo posible, introducir con mayor vigor mecanismos de mercado que resuelvan problemas de asignación. Un debido escepticismo con relación a las soluciones de mercado, así como el respeto que merecen los riesgos asociados a una mayor apertura a la inversión privada, no deben servir para justificar decisiones y medidas que buscan darle la vuelta a la ley, adoptando estructuras barrocas que agregan complejidad a los proyectos y obstaculizan la competencia. El modelo que Pemex y la SENER deseaban imponer al desarrollo de ductos de transporte sería un verdadero retroceso que pospondría, una vez más, el proceso de liberalización del mercado de gas natural. Debilitaría todavía más a la CRE, restándole credibilidad, como lo hicieron en su momento otras autoridades, cuando abandonaron temporalmente el mecanismo de precios regulados. Ponen en riesgo los intereses del consumidor al no demostrar que se está eligiendo la opción de menor costo.

La actual crisis de suministro de gas natural se prolongará hasta que entre en operación el gasoducto de la frontera a Los Ramones, hacia finales de 2014. Diversas medidas podrán disminuir sus efectos. Es una lástima que el gobierno no haya podido contar con los instrumentos regulatorios que hubieran contribuido a ordenar el manejo de la crisis. Urge, por tanto, retomar el trabajo realizado con relación a las adecuaciones al marco regulatorio y a regulaciones específicas. Algunas de ellas son de particular relevancia para la autorización de los permisos de los nuevos gasoductos. Igualmente importante es la discusión más abierta de asuntos regulatorios y estructurales del mercado del gas natural en México. La perspectiva de una fuerte expansión de la demanda de este combustible lleva

¹³ En enero de 2013 Pemex asignó directamente la construcción del tramo Camargo-Los Ramones a Gasoductos de Chihuahua, la coinversión de Sempra y Pemex.

necesariamente a reimaginar arreglos institucionales vigentes que resulten disfuncionales. Nuevas tecnologías modifican los usos del gas natural, así como los prospectos de la producción de gas no convencional en el norte del país. Estos desarrollos se insertan en el marco de cambios fundamentales en las condiciones de la oferta y la demanda del gas natural en Norteamérica y en el surgimiento de ventajas competitivas de la industria manufacturera mexicana. Las nuevas condiciones plantean tanto riesgos como oportunidades que habrá que enfrentar en materia de seguridad energética y de impacto ambiental.

Uno de los aspectos más decepcionantes de la reforma petrolera de 2008 fue la decisión del gobierno de mantener entes reguladores débiles. Las comisiones reguladoras del sector energético no fueron dotadas de los recursos que requieren para cumplir adecuadamente con su objetivo y las autoridades se negaron a darles la autonomía financiera, que es uno de los prerrequisitos de su independencia. Más importante aún, no se definieron con claridad los papeles de estas entidades y los de la Secretaría a la que sirven, dado que son órganos desconcentrados de la SENER. Resulta ahora indispensable delimitar con mayor nitidez las responsabilidades de formulación de política pública y las de regulación. Esto ayudaría a comprender mejor el alcance y los límites de los arreglos institucionales en el sector energético. Son pasos obligados para corregir la amplia gama de debilidades propias de la regulación en países subdesarrollados, destacando, entre ellas, la limitada capacidad regulatoria, la incipiente evolución de los mecanismos de rendición de cuentas y la falta de un verdadero compromiso regulatorio por parte de las autoridades.

Hay múltiples asuntos regulatorios específicos que deberán evaluarse en adición a las iniciativas ya formuladas por la CRE y la Secretaría de Energía. A continuación, con carácter ilustrativo, se presentan seis posibles áreas adicionales que convendría abordar:

1. Las autoridades tendrán que ofrecer un diagnóstico preciso y detallado con respecto a la ausencia de capacidad de almacenamiento en el territorio nacional e identificar los obstáculos específicos que han impedido contar con este instrumento central para garantizar el suministro.
2. Se necesita evaluar la conveniencia de contar con un *hub* físico en Los Ramones, donde convergerán desde varias direcciones ductos de grandes tamaños, así como el establecimiento de posibles mecanismos para su operación.
3. La forma como han funcionado recientemente los esquemas de racionamiento del gas natural, y de capacidad de transporte, obliga a considerar el establecimiento de un operador independiente de la red nacional de gasoductos que pueda arbitrar posibles conflictos de interés, particularmente cuando la capacidad de transporte se encuentra restringida.
4. Los objetivos de las políticas de suministro de gas natural y gas LP, al igual que el marco regulatorio de ambos combustibles, deberán guardar mayor coherencia y propiciar su uso económicamente racional.
5. La ampliación y densificación de redes de distribución de gas natural requiere de una regulación y un régimen tarifario que evite el otorgamiento excesivo de *by pass* a empresas pequeñas y medianas.
6. El fortalecimiento de instrumentos jurídicos, regulatorios y políticos que permitan manejar con mayor eficacia los problemas sociales que suscita la construcción de infraestructura, como ha sido el caso del gasoducto de Yecapixtla.

Como parte de una reforma más amplia de los entes sectoriales de regulación económica, la CRE debería ampliar su alcance y contar con facultades para determinar tarifas eléctricas y productos petrolíferos que están sujetos a control de precios, así como las de servicios prestados por redes que constituyen monopolios naturales. La experiencia que ha acumulado en materia de gas natural y gas LP, con todos sus errores y aciertos, es de gran valor y le permitiría avanzar en otros productos y servicios energéticos con rapidez. Asimismo, debería contar con facultades para ordenar la segmentación vertical cuando la integración limite efectivamente la competencia. Es también importante eliminar la posibilidad de que las decisiones sobre la determinación de precios de primera mano se anulen por decreto como lo fue, en su momento, el caso del gas natural y como ocurre actualmente con el gas LP.

Una acción decidida en este ámbito daría mayor certeza regulatoria, prerequisite indispensable para alentar la inversión.

El fortalecimiento de la CRE presupone cambiar su naturaleza jurídica administrativa, de un órgano desconcentrado de la SENER a una nueva categoría considerada en la Constitución, sin que por ello se trate de un órgano constitucionalmente autónomo. Tendría que evitarse su transformación en un organismo descentralizado, como se ha propuesto, pues seguiría subordinado a la SENER y su naturaleza de autoridad sería fácilmente cuestionada. Una CRE más fuerte necesita contar con condiciones de sustentabilidad financiera, mediante el cobro de cuotas regulatorias por sus servicios, que formen parte de su patrimonio. Esta práctica común en otros países no ha logrado establecerse en el sector energético mexicano, si bien ya se logró en el sector financiero. En todo esto habrá que vencer las reticencias expresadas por la propia SENER y por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La SENER ha preferido retener facultades regulatorias, aunque en la práctica no las ejerza. Ha disipado esfuerzos que deberían estar concentrados en el diseño de política pública y en el ejercicio de los derechos de propiedad de las empresas estatales bajo su tutela.

III. La transición energética a largo plazo

En la transición energética que se ha iniciado, México tendrá que hacer frente al cambio climático, garantizar la seguridad de suministro y eliminar la pobreza energética que padecen amplios grupos sociales. Deberá hacerlo minimizando costos y maximizando sus beneficios para la economía mexicana. Las consecuencias inaceptables del cambio climático obligan a emprender y sostener un vigoroso proceso de descarbonización que contribuya al esfuerzo global en esta materia. La seguridad energética supone que los riesgos de una interrupción, o una reducción significativa de la oferta de energía, sean bajos. Ésta puede definirse en términos de la disponibilidad física del suministro necesario para satisfacer la demanda, dentro de un cierto rango de precios, que varía a través del tiempo (Winzer, 2012). Eliminar la pobreza energética supone garantizar el acceso universal a fuentes modernas de energía, para que todos los hogares tengan acceso confiable, con precios razonables, a instalaciones limpias para cocinar y calentar agua, así como a la red eléctrica y a un mayor consumo de electricidad. La satisfacción de estas necesidades humanas básicas es fundamental para reducir la pobreza y mejorar la salud (IEA, 2011). Para que el logro de estos objetivos sea sostenible, es imperativo adoptar rigurosos criterios de eficiencia sobre múltiples dimensiones.

La transición a una economía sustentable, competitiva y de bajas emisiones de carbono plantea múltiples dilemas y complejos retos. Para estos efectos el gobierno federal deberá diseñar e instrumentar políticas

públicas consistentes, que den dirección a los principales agentes económicos, así como establecer y hacer cumplir un marco regulatorio moderno e instituciones regulatorias fuertes y autónomas. Sólo de esta manera podrán encontrarse soluciones constructivas a viejos y nuevos problemas.

Se han dado los primeros pasos en esta dirección con la formulación del programa especial de cambio climático, 2009-2012 y la reciente publicación de la ley general de cambio climático. Las comunicaciones nacionales ante la convención marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático han proporcionado vasta información sobre los avances logrados por el país, y a fines de 2011 se publicó la quinta comunicación. México asumió el objetivo indicativo de reducir al año 2020 un 30% de emisiones efecto invernadero con respecto a la tendencia reconocida, así como una disminución de emisiones del 50% al año 2050, en relación con las registradas en 2000. Se ha comprometido también a que la generación de electricidad proveniente de fuentes de energía limpia alcance en 2024 el 35%, por lo menos. A más corto plazo, todo parece indicar que se cumplirá con la meta de 2012 correspondiente a la mitigación de emisiones. No obstante, debe insistirse: sólo se han dado los primeros pasos. Lo difícil está por venir. Hay que recordar que entre 1990 y 2010 las emisiones de CO₂ equivalente aumentaron más del 50%. Lo que está en juego no es algo que sucederá en un futuro lejano. Las consecuencias del cambio climático han comenzado a registrarse. La frecuencia de variaciones climatológicas extremas que provocan sequías, lluvias torrenciales e inundaciones son síntomas inequívocos, así como lo es su efecto sobre el ciclo del agua y la biodiversidad (Hansen, Sato y Ruedy, 2012).

Ningún sector va a ser mayormente afectado por los cambios asociados a la descarbonización que el energético, particularmente la generación y la transmisión de electricidad. Las empresas de energía estatales tendrán que prepararse para hacer su propia contribución. Necesitarán desarrollar nuevas tecnologías y nuevos mercados, modificar estrategias y aprender a trabajar con nuevos actores, en marcos más competitivos. Esta transición supone cambios fundamentales en los patrones de producción, transporte, distribución y consumo de energía. Las fuentes renovables tendrán que integrarse a los sistemas eléctricos existentes. El sistema educativo aportará a los científicos y a los ingenieros para que conduzcan y hagan viable la transición. Será necesario desplegar un importante esfuerzo para estructurar vastos programas de investigación y de desarrollo tecnológico, orientados a recursos y problemas específicos a este país. Las universidades tendrán que vincularse más estrechamente con la industria y con el propio sector energético. Se trata de oportunidades y retos de primera importancia que requieren imaginación, inteligencia, disciplina intelectual y recursos financieros.

El gas natural tendrá un papel central en las políticas de cambio climático. El surgimiento de un mercado global de gas y el desarrollo de fuentes de gas no convencional vuelven a este combustible una opción de bajo costo, particularmente atractiva. En una primera etapa de la transición, el gas natural ampliará su participación en la oferta total de energía por ser una fuente más limpia que el carbón y el petróleo que sustituye. Sin embargo, se trata de un combustible fósil, cuya combustión emite carbono. Por este motivo, no se le puede considerar como una solución permanente al reto de la descarbonización, por lo que no debe confundirse a esta con la gasificación. Esto obliga a promover la innovación y el desarrollo de opciones que no emitan carbono y que sean efectivas en términos de costos. Para estos efectos convendrá alentar también tecnologías que puedan secuestrar y capturar las emisiones de centrales de ciclos combinados que utilizan gas natural. El éxito a largo plazo de la estrategia de gasificación implica la expansión del consumo en una primera etapa, en la que también se desarrollen nuevas tecnologías para su utilización ulterior, y una segunda en la que se reduzcan las emisiones de carbono producidas por el gas natural. Solamente de esta manera se podrán cumplir las metas de emisiones adoptadas por el Gobierno de México.

A. Transporte y generación de electricidad

Conviene concentrar la atención a los dos sectores que contribuyen con las mayores emisiones de carbono y que consumen más energía en el país: el de transporte y el eléctrico. En 2006, 23% de las emisiones de gases efecto invernadero provinieron de la generación de electricidad y 31% del transporte (INE-Semarnat). En cuanto a la generación de electricidad, en 2010 el 20% de la energía fue generada con combustibles limpios y fuentes renovables. De acuerdo con el programa de obras e inversiones de la CFE, dicha participación aumentará al 25% en el año 2026. Si a estas cifras se le agrega el gas natural, el 70% de la generación de 2010 provino de fuentes de bajo carbono y en 2025 sería en torno al 80%. Estas participaciones son particularmente elevadas frente a las de otros países que hacen un uso más intenso del carbón en la generación de electricidad. Así, la estrategia adoptada por México hace hincapié en reducir la intensidad energética del transporte e incrementar el empleo de combustibles de bajo carbono en la generación eléctrica. Esta combinación de medidas permitiría disminuir las emisiones de manera sustancial. Sobresale el papel que el gas natural tendrá en la baja de emisiones del sector eléctrico. Si bien el gas natural contribuyó con cerca de la mitad de la generación en 2010, esta participación podría subir a cerca de las dos terceras partes en 2026 (CFE, 2012).

La innovación en el transporte tiende a acelerarse en todo el mundo. Los automóviles y camiones ligeros se vuelven cada vez más eficientes. Los trenes motrices de los vehículos y los combustibles utilizados están cambiando al incorporarse modelos híbridos, así como otros que utilizan gas natural, electricidad e hidrógeno. El gas natural se usa en camiones de pasajeros urbanos y de recolección de basura. Los biocombustibles contribuyen con una proporción creciente a la oferta de gasolina. Se ha reducido el contenido de azufre de este combustible y del diesel con objeto de permitir la aplicación de nuevas tecnologías para el control de emisiones. México se ha propuesto limitar los rendimientos de combustible de los vehículos de pasajeros y camionetas ligeras con objeto de regular sus emisiones. La nueva norma mexicana aumentaría los rendimientos promedio de las flotillas vehiculares, por empresa, a 14,9 kilómetros por litro a partir del año modelo 2016. Con esto se homologa con la norma estadounidense pertinente. El gobierno de ese país ha planteado además que para 2025 dicha norma sería de 23,2 kilómetros por litro. En México la aplicación de la norma propuesta enfrenta complejos problemas. En primer lugar no se cuenta con gasolina Magna y con diesel ultra bajo en azufre, lo que retrasa la introducción de tecnologías más modernas y más eficientes que permitan mejorar el rendimiento promedio. Pemex no fue capaz de diseñar y construir las unidades de proceso en sus refinerías para cumplir con los compromisos acordados para 2009. En el caso de la gasolina ha pedido posponerlos a 2014 y en el del diesel, a 2015 (Pemex, 2012). El rezago es de ocho años con respecto a la introducción de esta norma en los Estados Unidos. En segundo término, el costo más alto de los nuevos vehículos de mayor rendimiento alienta la adquisición de automóviles y camionetas usadas —mexicanos e importados— que no cumplen con la norma vigente de rendimiento y de emisiones. Fallas en la verificación generalizada y efectiva de emisiones y de condiciones del parque vehicular en todo el territorio nacional, así como un control poco eficaz de las importaciones de vehículos usados militan en contra de los objetivos en materia de emisiones. Poco sentido tiene introducir normas más exigentes si se condona la circulación de vehículos que no cumplen con las normas vigentes.

Los sistemas de transporte de personas y de mercancías requieren de un rediseño fundamental. Debe hacerse frente a las exigencias destructivas del automóvil particular en las ciudades. Para reducir el consumo de hidrocarburos líquidos y abatir emisiones, la más alta prioridad deberá darse al transporte público masivo y a desincentivar el crecimiento de los automóviles particulares. En las áreas urbanas congestionadas se requiere expandir las redes del metro y del metrobús, y realizar las inversiones complementarias que les permita desarrollarse, sustituyendo medios de transporte menos eficientes. Deberá experimentarse con un amplio portafolio de medidas para reducir la congestión. El uso de bicicletas debe ser reconocido y alentado, creándose carriles confinados para este medio de transporte. Mayor uso tendrá que darse al ferrocarril en el transporte de carga de largas distancias, disminuyendo el ritmo de crecimiento de la demanda de servicios de camiones pesados. Todo esto sería parte de una estrategia de vialidad integral que contribuya a reinventar espacios urbanos. Tampoco deberá olvidarse

la promoción del uso del gas natural como combustible en el transporte. Es un combustible de menor costo que los hidrocarburos líquidos y también baja las emisiones de manera significativa.

En su ejercicio de planeación a 2026, la CFE prevé en su escenario base un incremento moderado de la generación eléctrica para el servicio público, a una tasa media anual de 3,9%, que se finca en un crecimiento económico modesto. En cuanto a la selección de tecnologías y de combustibles, está aún por determinarse la distribución de la capacidad de plantas generadoras con captura y secuestro de carbono entre centrales de ciclos combinados y carboeléctricas, así como la distribución de lo que se denomina nueva generación limpia, como las energías nuclear, eólica, solar e importaciones de electricidad. Los dos rubros indeterminados de energías limpias suman el 11% de la generación en 2026. En el primero de ellos, la dificultad de estas decisiones radica en que, a la fecha, los proyectos eléctricos a escala industrial con captura y secuestro de carbono no han madurado lo suficiente como para ser incluidos en este horizonte de planeación. A la fecha no hay uno solo a escala industrial en el mundo. De los proyectos que se encuentran en etapas iniciales de estructuración, casi todos se orientan a plantas carboeléctricas. El sobrecosto nivelado de incorporar tecnologías de captura y secuestro de carbono se ha estimado entre 39% y 64% con relación a proyectos sin captura y secuestro. Autoridades energéticas de otros países consideran que la aportación potencial de estas tecnologías podría generalizarse en los años treinta de este siglo (Rogers, 2012). La selección de tecnologías del segundo rubro de generación limpia encierra una opción fundamental: la construcción de nuevas centrales nucleares en México. El gobierno del Presidente Felipe Calderón Hinojosa decidió posponer esta decisión. Las otras opciones difícilmente podrán aportar capacidad suficiente para cumplir con las metas consideradas. En estas circunstancias todo parece indicar que la generación con base en ciclos combinados que utilizan gas natural será aún más importante, superando las dos terceras partes de la generación total. A menos de que un cambio tecnológico permita almacenar electricidad a gran escala y a un costo razonable, las centrales de ciclo combinado van a ser indispensables para balancear y amortiguar la oferta variable e impredecible de plantas eólicas y solares. En el mercado ya se encuentran ciclos combinados más eficientes y flexibles, que alcanzan eficiencias térmicas de 61%, y que pueden incrementar y disminuir rápidamente el despacho de energía.

El gas natural tendrá un papel importante en la transición energética de México. La extraordinaria abundancia de gas no convencional en Norteamérica mantendrá relativamente bajos sus precios. Los recursos potenciales de México contribuirán a garantizar el suministro en amplias regiones del país. Paradójicamente, los bajos precios del gas natural han restado vigor al esfuerzo requerido para mejorar la eficiencia energética de la economía y desarrollar fuentes de energía limpia de mayor costo. Sin embargo, a mediano plazo una mayor participación del gas en la matriz energética del país permitirá reducir las emisiones de gases con efecto invernadero. La sustitución de carbón con gas en la generación de electricidad abate dichas emisiones a la mitad y la sustitución de combustóleo pesado de alto azufre las disminuye en alrededor del 40%. A más largo plazo la utilización del gas tendría que complementarse con tecnologías que permiten capturar y secuestrar el carbono producido. El uso de plantas de ciclo combinado puede ofrecer un respaldo flexible que equilibre la generación a partir de fuentes renovables intermitentes, como son la energía eólica y la solar, haciéndolas viables. La integración a la red eléctrica de estas fuentes no va a ser fácil. Requerirá del apoyo de plantas capaces de un despacho flexible, que permitan mantener la frecuencia del sistema. Asimismo, el gas natural podrá aumentar su penetración en actividades de transporte, primero en autobuses urbanos como el metrobús y, más adelante, en camiones de carga pesada que recorren trayectos de larga distancia, bien definidos. Podrá también asumir una parte del mercado de vehículos de uso intenso en las ciudades y eventualmente en automóviles particulares. Sustituirá gasolina y diesel, disminuyendo emisiones de carbono. Por su parte, la industria ha disminuido la utilización de combustóleo en regiones donde hay gas natural disponible. Eventualmente, las refinerías tendrán que convertir este combustible residual en productos destilados.

B. Seguridad energética

En materia de gas natural, México ha evolucionado de una situación de autosuficiencia a una de importación neta. En los últimos dos años, las restricciones a la oferta de gas pueden atribuirse a múltiples causas, que conjuntamente han creado una situación de crisis. Las principales —descritas en páginas anteriores— han sido de carácter económico: un fuerte incremento en la demanda de gas, la

reducción gradual de la oferta interna por razones estructurales y cíclicas, así como la subinversión —pública y privada— en infraestructura logística. Entre 2012 y 2017 la producción nacional crecerá más lentamente que la demanda esperada de gas. Las posibilidades de un incremento mayor de la producción interna se abren hacia 2017. Poco antes iniciarían producción diversos campos conocidos y podría comenzar la explotación de lutitas gasíferas en Coahuila y al norte de Tampico, así como en aguas profundas del Golfo de México.

Los pronósticos de producción de gas natural a largo plazo elaborados por Pemex aparecen en la Prospectiva de la SENER al año 2026 (SENER, 2012). Se trata de un ejercicio poco sustentado en el que se ofrecen dos escenarios, uno denominado inercial y el otro que corresponde a la Estrategia Nacional de Energía. La diferencia entre ambos se centra en la aportación esperada de lutitas gasíferas en el norte del país. Para 2026 el primero de estos escenarios postula una producción de cerca de 9 mmmcpd, y la segunda alcanza 11,5 mmmcpd, lo que equivale a incrementos de 51% y 94%, respectivamente, con relación al volumen registrado en 2011, de 5,9 mmmcpd. Resulta interesante que en el escenario inercial el 79% de la producción provendría de campos que aún no han sido descubiertos o delimitados y en el escenario más agresivo esta proporción es de 83%. Independientemente del riesgo que supone su cumplimiento, alcanzarlas implicaría, muy probablemente, seguir importando gas natural. La propia prospectiva asume importaciones netas de entre 1,9 y 3,8 mmmcpd en 2026. Además, conviene subrayar que buena parte de la producción proyectada es de costo elevado.

El gas natural ilustra con nitidez algunos de los riesgos que enfrenta la seguridad de suministro de combustibles. Esta seguridad se refiere a la capacidad del sistema de suministro para acomodar la demanda final en el caso de una interrupción en la oferta del gas (Winzer, 2012). Un mayor flujo de gas importado podría fortalecer la seguridad de suministro al diversificar fuentes e introducir nuevos actores al mercado de este combustible. La cercanía a nuestra frontera de ricas zonas productoras de gas natural reduce el costo de suministro al norte del país. No obstante, hay una amplia corriente de opinión que ve la importación como un fracaso y la mayor dependencia de importaciones terrestres de gas provenientes de los Estados Unidos como un riesgo económico y político. Considera también la posibilidad de interrupciones de suministro como un instrumento potencial de presión política, así como producto de políticas públicas que privilegien el suministro interno respecto a la exportación a México. Asimismo, subraya el riesgo de incrementos súbitos de precios en los Estados Unidos que afecten a los consumidores en México.

No cabe duda que el país debe aprovechar sus propios recursos naturales como primera prioridad. Sin embargo, los riesgos aludidos están limitados por la multiplicidad de vínculos económicos y políticos entre los dos países. El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) otorga un trato especial a México y Canadá en cuanto al comercio y la infraestructura de transporte transfronterizo de gas natural. Por otra parte, el excedente exportable de petróleo crudo cubre con creces el costo previsible de las importaciones de gas. Además, debe también recordarse que desde hace años la política de precios del gas natural en México está estrechamente vinculada a los precios que prevalecen en la frontera con los Estados Unidos. En la actual coyuntura, y a más largo plazo, nuestro país debe aprovechar las oportunidades que le brinda la abundancia de gas barato en Norteamérica. Ésta constituye una fuente de ventajas competitivas importantes para la industria manufacturera mexicana. El país no puede darse el lujo de convertir riesgos acotados en temores paralizantes.

El flujo de gas natural de los Estados Unidos y Canadá a México ofrece ventajas a los tres países. Para este último se trata de gas cuyos precios actuales son de los más bajos del mundo y que, muy probablemente, permanezcan por debajo de los que se comerciarán a futuro en otros mercados. La abundancia relativa de gas en Norteamérica y la cercanía de estas fuentes de gas apuntan en esta dirección. Grandes empresas americanas e internacionales tendrán que invertir importantes recursos de capital para licuar y transportar GNL al exterior. En cambio, el abastecimiento del mercado mexicano supone inversiones marginales en ductos e interconexiones con la red norteamericana. La cadena es relativamente corta. Además permite evacuar fácilmente los crecientes volúmenes de gas de campos situados en el sur y occidente de Texas, sobre la frontera mexicana. Estas ventajas mutuas pueden sustentar una relación comercial estable de largo plazo. Los principales riesgos de que priven en Norteamérica precios de gas más altos que en otras regiones del mundo se centra en la posibilidad de

que el crecimiento de su demanda interna rebase el de la producción, generando nuevamente un déficit estructural de gas. Éste podría ser el caso si se diera una conversión masiva de hidrocarburos líquidos a gas natural en el transporte, aunada a una fuerte demanda industrial y para la generación de electricidad, y la exportación de GNL. Alternativamente, podría darse si la producción a largo plazo fuera mucho menor a la prevista.

C. Pobreza energética

La Agencia Internacional de Energía (AIE) define el acceso a la energía moderna en términos de que “un hogar tenga acceso confiable y económico a instalaciones limpias para cocinar, así como una primera conexión eléctrica y un consumo creciente de electricidad hasta alcanzar un cierto promedio regional”. Sus directrices establecen el nivel de consumo mínimo y que el promedio regional se alcance en un plazo de cinco años. Respecto de las instalaciones para cocinar, éstas deben poder utilizarse sin dañar la salud de los que viven en el hogar, y ser más sostenibles y eficientes que estufas tradicionales de biomasa (IEA, 2011). Hay muchas familias en México que aún no logran dicho acceso. El balance nacional de energía estima que la biomasa representa el 7% del consumo energético del país y que la leña contribuye con el 34% del consumo residencial de energía. Esta última cifra no es muy diferente a las del gas LP, que asciende al 38% del total (SENER, 2010). De acuerdo con cifras censales de 2010, el 97,8% de las viviendas cuentan con energía eléctrica en el país. Esta cifra contrasta con la de hace 20 años, cuando las viviendas con servicio eléctrico constituían el 87,5% del total. No obstante el progreso alcanzado, quedan muchos hogares en áreas rurales que no cuentan con electricidad, principalmente en poblaciones de menos de 2.500 habitantes, donde el 7% de las viviendas sigue sin acceso.¹⁴

Eliminar la pobreza energética requiere de diversas acciones firmes y sostenidas en relación con el precio final del gas LP, el gas natural y la electricidad en zonas rurales y urbanas donde prevalecen otras manifestaciones de la pobreza extrema. Por una parte, es necesario eliminar los subsidios generalizados que actualmente se dan a la electricidad, el gas LP y los combustibles automotrices. Estos son costosos y de carácter particularmente regresivo. El monto de estos subsidios es masivo y en los primeros tres trimestres de 2012 aumentaron un 60%. Alientan un consumo excesivo que incrementa la intensidad energética, así como las emisiones de carbono y de otros contaminantes atmosféricos. En cambio, pueden otorgarse subsidios focalizados a la población flagelada por la pobreza energética y que difícilmente puede pagar los precios de mercado de fuentes modernas de energía. La AIE recomienda adoptar una postura clara y consistente que establezca el acceso a ésta como una prioridad de primer orden, por lo que las políticas públicas y el financiamiento tendrían que ser orientados en dicho sentido. El Estado deberá movilizar inversiones suficientes para lograr acceso universal a la energía moderna.

México no ha podido articular una política ordenada y congruente con relación al abasto de gas LP y de gas natural a los hogares de bajos ingresos. El trato que históricamente se le ha dado a los distribuidores de gas LP obstaculiza la ampliación y densificación de la red de gas natural en áreas urbanas. El gas LP, un combustible de mayor costo, pues su precio está ligado al del petróleo, debe reservarse para viviendas aisladas, principalmente en el campo y en áreas suburbanas de difícil acceso. Las familias pobres tendrán que ser subsidiadas directamente al adquirir este combustible. Los subsidios pueden tener un efecto social positivo al moderar la deforestación. El acceso a la electricidad y al subsidio de este fluido tendrá que darse y otorgarse en el contexto de una reestructuración integral de las tarifas eléctricas que disminuya subsidios de carácter general y elimine subsidios cruzados excesivos que provocan serias distorsiones económicas. Con políticas orientadas adecuadamente, puede acabarse en México con la pobreza energética en un plazo relativamente corto. No hay razón alguna para que subsista.

¹⁴ Principales resultados del censo de población y vivienda de 2010 (http://www.inegi.gob.mx/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/censos/poblacion/2010/princi_result/cpv2010_principale_s_resultadosVI.pdf&ei=29y3UKarE4XC9QTlyYHABA&usg=AFQjCNEOqQwZSbiE1UxfluyC9q46FWJB_Q).

IV. Ventajas competitivas del sector manufacturero

La participación de México en las importaciones manufactureras de los Estados Unidos llegó a cerca del 15% a mediados de 2012. Seis años antes esta participación era del 10%. Resulta particularmente interesante que dicho crecimiento coincidió con una baja en la participación de China en el período 2010-2012. Se ha acumulado evidencia, a nivel desagregado, sobre la creciente competitividad de la industria manufacturera mexicana en el mercado estadounidense (Serra Puche, 2012, Oviedo, 2012 y FMI, 2012). Son varios los factores que explican este cambio, después de un período en el que las empresas chinas ganaron participación de mercado, en algunos casos a costa de México. Destacan entre ellos: 1) costos laborales unitarios relativamente más bajos, dado un mayor crecimiento de salarios medios expresados en dólares, en China que en México, y de un mayor crecimiento de la productividad en México, asociada a nuevas inversiones en el sector manufacturero; 2) el resurgimiento de ventajas de localización derivadas de precios más altos del petróleo y de cambios en el manejo de inventarios de empresas estadounidenses a suministros justo a tiempo (*just in time*), y 3) una nueva evaluación, posterior a la gran recesión, de los beneficios de restablecer plantas industriales en México.

Aquí sólo se exploran las fuentes de las ventajas que ofrecen la coyuntura y las perspectivas a mediano plazo en materia de energía. El precio del crudo Brent aumentó de 25 a 110 dólares por barril entre 2002 y 2012. Esto elevó significativamente el precio de productos petrolíferos utilizados en el transporte transcontinental. Su incidencia en mercancías de mayor peso y volumen fue cada vez más marcada. Destacan entre ellas las de la industria metalmecánica. Un costo logístico mayor ofreció una protección natural a mercancías manufacturadas cerca de su destino final. Al mismo tiempo, el esfuerzo orientado a reducir costos logísticos obligó

a recortar inventarios. Esto fue posible gracias a la disminución de tiempos de entrega y a menores riesgos de demoras. La cadena logística entre el centro y el norte de México y los Estados Unidos tendió a operar de manera particularmente tersa, brindando claras ventajas competitivas.

Por otra parte, costos de suministro de gas natural significativamente más bajos en los Estados Unidos y en México, que en los mercados asiáticos y europeos, están alentando la producción de manufacturas en industrias intensivas en el uso de energía, así como en otras ramas de la cadena de valor de la industria. Los costos de generar electricidad en centrales de ciclo combinado en Norteamérica, a base de gas natural, también bajaron con relación a los que privan en otros países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y en países asiáticos. Además, es muy probable que menores precios relativos del gas natural en Norteamérica se mantengan por un buen número de años. La diferencia de precios respecto de los demás mercados internacionales podrá reducirse una vez que esta región comience a exportar GNL. No obstante, a más largo plazo, tenderá a mantenerse un margen que refleje, cuando menos, los costos adicionales de licuefacción y de transporte especializado de las exportaciones norteamericanas. De esta manera la industria manufacturera en esta región se beneficiará de los altos precios del crudo y de los bajos precios del gas natural.

En estas circunstancias, la disponibilidad abundante de gas natural en México se vuelve crítica. La industria la requiere para sostener las ventajas competitivas que ha desarrollado en los últimos años. Éstas han alentado una mayor inversión —nacional e internacional— en la industria manufacturera mexicana. La escasez de gas natural y la percepción de una oferta restringida podrían desplazar inversiones a los Estados Unidos y Canadá, revirtiendo la tendencia a establecer plantas en territorio mexicano para explotar las ventajas de centros manufactureros modernos de alta productividad. En caso de no resolverse rápidamente los problemas de suministro de gas natural, se podría perder esta oportunidad única que permite la generación de empleos bien remunerados en el país. Se tendrá también que definir mejor, lo antes posible, políticas públicas asociadas a la transición energética. Éstas también ofrecerán oportunidades de inversión y de innovación tecnológica que contribuirán a elevar la productividad y el ritmo de crecimiento económico. Por estas razones se deberá imprimir un mayor sentido de urgencia a decisiones y acciones que permitan salir de la actual crisis de suministro y conducir la transición. Lo que se deje de hacer ahora puede resultar más costoso más adelante.

V. Conclusiones

Las tendencias recientes de la demanda y la oferta de gas natural en México, así como el cambio en las condiciones fundamentales del mercado de gas en el resto de Norteamérica, plantean complejos riesgos a la industria del gas natural en el país, así como atractivas oportunidades. Los principales retos se ubican por el lado de la producción interna, que en enero de 2013 fue de sólo 5.879 mmpcd de gas natural, cifra inferior al promedio alcanzado hace cinco años. En los próximos seis años, superar este nivel no va a ser tarea fácil, dada la madurez de sus reservas probadas. El desarrollo de campos en aguas profundas, de lutitas gasíferas y de Chicontepec difícilmente aportará volúmenes materialmente importantes de gas en ese período, que puedan compensar la declinación natural de yacimientos que actualmente se encuentran en explotación. La aportación potencial de campos en aguas someras de las cuencas del sureste podrá contrarrestar, en parte, la declinación previsible.

Es muy posible que el desarrollo de yacimientos de gas no convencional y de gas no asociado en aguas profundas tarde más tiempo del estimado por Pemex y es aún temprano para precisar el perfil a mediano plazo que asumirá la producción de estas fuentes de alto costo. Las expectativas que se tienen con respecto al ritmo en que podrán desarrollarse los campos de gas no convencional fuera de los Estados Unidos tiende a ser cada vez menor, al tomarse en cuenta la dificultad para replicar las condiciones específicas que han hecho posible la rápida expansión del volumen producido en ese país.

En el caso mexicano, debe además agregarse el tiempo que tomará acordar e instrumentar las reformas básicas requeridas para mejorar la capacidad de ejecución de proyectos en Pemex, ampliar la participación privada en las actividades extractivas y establecer un marco regulatorio creíble.

En estas condiciones, todo indica que México incrementará sustancialmente las importaciones de gas natural para hacer frente a la demanda creciente del sector eléctrico y de la industria. Los Estados Unidos y Canadá le ofrecerán un suministro confiable a mediano y largo plazos, dada la magnitud de sus recursos y reservas de gas natural. Es muy probable que los precios que México podrá obtener sean significativamente menores a los que privarán en otras regiones del mundo. Las ventajas económicas de este suministro por gasoducto no deben subestimarse. Sin embargo, los temores de una mayor dependencia de las importaciones de gas tenderán a aumentar. Las advertencias con relación a la necesidad de una mayor diversificación de la matriz energética se volverán más frecuentes, independientemente de su costo. La percepción de los riesgos que la importación entraña obliga a una discusión abierta que eduque a la opinión pública sobre los costos y los riesgos de una estrategia energética que privilegie un mayor uso de gas natural.

Los problemas asociados a las interrupciones recurrentes de suministro de gas natural serán resueltos en un plazo de dos o tres años. Se han tomado ya las decisiones que permitirán un mayor flujo de gas importado. Lo que ahora cobra importancia es la configuración de un régimen regulatorio que impida la repetición de alertas críticas como las que hasta ahora ha sufrido la industria. Para ello, tendrán que establecerse mecanismos apropiados para incentivar la inversión —pública y privada— en la infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, así como la operación confiable y eficiente de las redes de gasoductos. Pemex, por su parte, tiene que mejorar su capacidad de previsión respecto de la producción de gas y de sus propios requerimientos de este combustible, así como hacer posible su uso más eficiente.

El contexto externo en el que se inserta la industria petrolera mexicana se ha transformado drásticamente en unos cuantos años. Comienzan a descifrarse algunas de las principales características de lo que será un nuevo arreglo energético global, provocado por el rápido incremento de la producción de petróleo y gas natural, así como de las estimaciones de recursos económicamente recuperables y de reservas de hidrocarburos en los Estados Unidos y Canadá. Sus implicaciones geopolíticas aún están por derivarse. En el mercado del Golfo de México —el mercado externo relevante para México— se ha iniciado un proceso vigoroso de desplazamiento de importaciones estadounidenses de petróleo crudo y de gas natural licuado, así como el aumento de las exportaciones de productos petrolíferos, y se vislumbra la posibilidad de que en un plazo de unos 10 años los Estados Unidos se conviertan en exportadores netos de gas natural y se acerquen a la autosuficiencia en materia de petróleo. La producción de gas natural, condensado y crudo en lutitas y arenas compactas de muy baja permeabilidad es el resultado de una revolución tecnológica y económica de gran alcance. Ha hecho posible explotar fuentes no convencionales de hidrocarburos que hasta hace poco no eran económicamente viables. La dirección de los flujos internacionales de hidrocarburos está cambiando con rapidez y México tendrá que ajustarse constructivamente a este cambio fundamental de circunstancias.

En el ámbito interno las interrupciones en el suministro de gas natural han sido una severa llamada de atención a problemas internos que se han gestado durante muchos años en la industria petrolera mexicana y que ha costado mucho reconocerlos. La industria petrolera mexicana necesita instrumentar con decisión cambios profundos sobre múltiples dimensiones. Éstos suponen períodos de gestación y maduración relativamente largos. Es por ello imperativo iniciarlos de inmediato, teniendo muy claro que sus principales efectos se producirán después de 2018.

Bibliografía

- CFE (Comisión Federal de Electricidad) (2012), “Programa de obras e inversiones”, 2012-2026.
(http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Publicaciones.aspx).
- De la Huerta Moreno, Jorge (2012), “Oportunidades de negocio en la expansión del sistema nacional de gasoductos”, 1° de agosto.
- FMI (Fondo Monetario Internacional) (2012), “Mexico: Current issues, what explains Mexico’s recovery of U.S. market share?” 1 de noviembre
(<http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=40120.0>).
- Hansen, James, Maikiko Sato y Reto Ruedy (2012), "Perception of climate change", 11 de septiembre.
(http://pubs.giss.nasa.gov/docs/2012/2012_Hansen_etal_1.pdf).
- Howard, Rogers, “Gas with CCS in the UK—Waiting for Godot?”
(<http://www.oxfordenergy.org/2012/09/gas-with-ccs-in-the-uk-waiting-for-godot/>).
- IEA (International Energy Agency) (2011), “Energy for all: Financing access for the poor”, octubre
(http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/energydevelopment/weo2011_energy_for_all.pdf).
- INE-Semarnat (Instituto Nacional de Ecología/Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) (2012), “Quinta comunicación nacional de México ante la convención marco de Naciones Unidas sobre cambio climático”
(<http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/download/685.pdf>).
- Lajous, Adrián (2010), “Evolución y perspectivas de la producción de petróleo y gas natural”, en *Los grandes problemas de México*, volumen X, *Microeconomía*, México, El Colegio de México.
- _____ (2012), “Nuevas perspectivas del gas natural en México, Foro Internacional”, Vol. LII, Núm. 3, julio-septiembre.

- Oviedo, Marco (2012), "México: The productivity revolution and China (manufacturing) syndrome", Barclays, *Emerging Market Research*, 6 de septiembre.
- Pemex (Petróleos Mexicanos) (2012), "Informe anual, 2011", marzo
(<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=1&catID=237&contentID=22288>).
- _____ (2012), "Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios", 28 de junio.
- Pemex Gas (2012), "United States-Mexico natural gas pipeline interconnections", julio.
- Rogers, Howard (2012), "Gas with CCS in the UK – Waiting for Godot?"
(<http://www.oxfordenergy.org/2012/09/gas-with-ccs-in-the-uk-waiting-for-godot/>).
- SENER (Secretaría de Energía), "Balance Nacional de Energía, 2010"
(<http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1433INEGI>).
- _____ (2012), "Prospectiva del mercado de gas natural", 2012-2016
(<http://www.sener.gob.mx/portal/publicaciones.html>).
- _____ (2012), "Structural Change in Mexico", presentación a un taller del Center for Energy Economics, University of Texas, Houston, 9 de julio.
- Serra Puche, Jaime (2012), "Can North America compete with China?" SAI, abril.
- Winzer, Christian (2012), "Conceptualizing Energy Security", Cambridge Electricity Policy Research Group, *Working Paper 1123* (www.eprg.group.cam.ac.uk).



NACIONES UNIDAS

Serie

C E P A L

estudios y perspectivas

SEDE
SUBREGIONAL
DE LA CEPAL EN
MÉXICO

Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

www.cepal.org/publicaciones

www.cepal.org/mexico

- 142 Dilema del suministro de gas natural en México, Adrián Lajous Vargas, LC/L.3607, LC/MEX/L.1097, marzo de 2013.
- 141 Possible transmission of adverse shocks from the recent financial crisis to Central America through trade finance, Willy Zapata y Kristina Eisele, LC/L.3582, LC/MEX/L.1095, February 2013.
- 140 Sistemas nacionales de innovación en Centroamérica, Ramón Padilla Pérez, Yannick Gaudin y Patricia Rodríguez, LC/L.3563, LC/MEX/L.1082, diciembre de 2012.
- 139 Institutional and policy convergence with growth divergence in Latin America, Jaime Ros, LC/L.3555, LC/MEX/L.1078, November 2012.
- 138 Estudio sobre el desarrollo económico y perspectivas para Centroamérica y la República Dominicana: Metodología para el cálculo del desempeño fiscal con corrección cíclica, Alejandro Villagómez, LC/L.3551, LC/MEX/L.1068, noviembre de 2012.
- 137 La política de la banca central en la teoría y en la práctica, Guadalupe Mántey, LC/L.3528, LC/MEX/L.1066, agosto de 2012.
- 136 Estudio comparativo de las economías de Canadá y México en el período 1994-2011, Jaime Ros, LC/L.3483, LC/MEX/L.1059, mayo de 2012.
- 135 Financiamiento de la banca comercial a micro, pequeñas y medianas empresas en México, Rodrigo Fenton Ontañón y Ramón Padilla Pérez, LC/L.3459, LC/MEX/L.1052, febrero de 2012.
- 134 Incentivos públicos de nueva generación para la atracción de inversión extranjera directa (IED) en Centroamérica, Jorge Mario Martínez Piva, LC/L.3410, LC/MEX/L.1044, noviembre de 2011.
- 133 Transnational innovation systems, Cristina Chaminade y Hjalti Nielsen, LC/L.3409, LC/MEX/L.1041, October 2011.
- 132 Gasto público en seguridad y justicia en Centroamérica, Hugo Noé Pino, LC/L.0000, LC/MEX/L.1038, octubre de 2011.
- 131 Retos de la Unión Aduanera en Centroamérica, Óscar Funes, LC/L.3401, LC/MEX/L.1036, octubre de 2011.
- 130 Impacto asimétrico de la crisis global sobre la industria automotriz: Canadá y México comparados. Perspectivas para el futuro, Indira Romero, LC/L.3400, LC/MEX/L.1034, octubre de 2011.
- 129 El estado actual de la integración en Centroamérica, Andrea Pellandra y Juan Alberto Fuentes, LC/L.3360, LC/MEX/L.1017, agosto de 2011.

- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Biblioteca de la Sede Subregional de la CEPAL en México, Blvd. Miguel de Cervantes Saavedra No. 193 – 14° piso, C. P. 11520 México, D. F., México, Fax (52) 55-31-11-51, biblioteca.mexico@cepal.org.

Nombre:

Actividad:

Dirección:

Código postal, ciudad, país:

Tel.: Fax: E.mail: