

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.642
29 de enero de 1998

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

GASODUCTO REGIONAL MEXICO-ISTMO CENTROAMERICANO

Resumen del estudio de prefactibilidad

INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION	1
INTRODUCCION.....	3
I. ESTIMACION DE LA DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL.....	5
1. La industria eléctrica.....	5
2. Industria de manufacturas.....	8
3. Las proyecciones del consumo de gas natural	10
II. OFERTA DE GAS NATURAL EN MEXICO.....	11
1. Situación actual de la oferta y sus perspectivas	11
2. Regulación mexicana en materia de gas natural	14
3. Abastecimiento a los países del Istmo Centroamericano	16
III. DISEÑO TECNICO DEL GASODUCTO	17
1. Rutas seleccionadas para el gasoducto	17
2. Dimensionamiento del gasoducto	21
3. Estimación de las inversiones	22
IV. VIABILIDAD ECONOMICA DEL GASODUCTO.....	24
1. Estimación de los precios de compra y venta del gas natural.....	24
2. Evaluación económica de los proyectos.....	26
V. EVALUACION FINANCIERA DEL GASODUCTO.....	33
1. Características del financiamiento	33
2. Evaluación financiera de las alternativas seleccionadas	34
VI. IMPACTOS DE LA ENTRADA DEL GAS NATURAL EN AMERICA CENTRAL.....	37
1. Impactos ambientales	37
2. Efectos en la utilización de las refinerías	39
3. Beneficios macroeconómicos	40
4. Implicaciones del cambio de combustibles en dispositivos industriales.....	41

VII.	ASPECTOS INSTITUCIONALES	43
1.	Especificidades del suministro de gas natural.....	43
2.	Modelos alternativos para el gasoducto regional	44
3.	Estructura institucional recomendada para América Central	45
VIII.	CONCLUSIONES	47

PRESENTACION

En este documento se expone un resumen del estudio de prefactibilidad del gasoducto México-Istmo Centroamericano que realizó la Unidad de Energía de la Sede Subregional México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Esta actividad se desarrolló en el marco del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ y contó con el apoyo de la Secretaría del Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC) y de los Directores Generales de Hidrocarburos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.

También participaron en la elaboración del trabajo las principales empresas eléctricas públicas de la región (INDE, CEL, ENEE, ENEL, ICE e IRHE). En particular, cabe subrayar la importancia de la información proporcionada por las autoridades mexicanas de la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como de la empresa Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). La CEPAL agradece a dichas instituciones el decidido apoyo que prestaron a este esfuerzo integracionista del sector energético.

Los fondos suministrados por la GTZ para la ejecución del proyecto se reforzaron de forma sustantiva mediante recursos propios de la CEPAL. La dirección y coordinación del grupo de trabajo estuvo a cargo del señor Fernando Cuevas, Jefe de la mencionada Unidad de Energía. El equipo estuvo integrado, además, por los siguientes funcionarios y consultores: señores Víctor Hugo Ventura, Eugenio Rojas, Luis Fernández, Gerardo Rabinovich y Arturo Monedero. Asimismo, el señor Jorge La Peña aportó su generosa asesoría.

Se espera que las investigaciones, evaluaciones y recomendaciones formuladas en este informe coadyuven a la materialización de un proyecto de integración energética entre México y el Istmo Centroamericano, basado en los principios de eficiencia energética y económica, por una parte, y de desarrollo sustentable, por otra.

Desde los años cincuenta la CEPAL ha venido desplegando significativos esfuerzos en pro de la integración energética del Istmo Centroamericano. En un principio se alentaron las interconexiones eléctricas y la conformación del Consejo de Electrificación de América Central, iniciativas que hoy revelan plena madurez. Luego se promovió el mercado regional de hidrocarburos y la fundación del ya mencionado CCHAC, procesos que se están consolidando. Con la realización del presente estudio sobre un gasoducto regional se apunta a complementar estas acciones.

INTRODUCCION

Las preocupaciones en torno al medio ambiente surgidas desde el inicio de la década de los ochenta, han venido confiriendo al gas natural, por sus propiedades de combustión, una posición privilegiada en el desarrollo energético. Esta tendencia ha sido reforzada por dos hechos trascendentes. En primer lugar, los significativos avances tecnológicos en los medios de producción de electricidad que utilizan dicho combustible; en segundo, las reformas en la industria eléctrica, que han dado participación a los inversionistas privados, quienes han preferido esas tecnologías, por su baja inversión y su corto período de construcción. Como resultado se ha favorecido un incremento en el consumo de gas natural en aquellos países que ya disponían de una infraestructura instalada, o la expansión de redes a nuevos mercados.

Ahora bien, el gas natural tiene altos costos de transporte. Su introducción en un país o región geográfica requiere la presencia de cuatro condiciones simultáneas: una masa crítica de utilizadores potenciales; una solución técnica capaz de conectar las zonas de producción con las de consumo; un precio del producto relativamente competitivo para el consumidor final y un precio adecuado de adquisición del combustible en la entrada del ducto que justifique las cuantiosas inversiones a lo largo de la cadena de suministro.

El interés de las autoridades centroamericanas del sector de energía por el gas natural nace de la preocupación por buscar combustibles alternativos que ayuden a satisfacer las necesidades energéticas de la población, de forma económica y ambientalmente sustentable. El mismo propósito fue manifestado por algunos inversionistas privados, mediante cartas de intención presentadas a las respectivas autoridades de los países para desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica a partir del gas natural.

Los Ministros de Energía del Istmo Centroamericano, reunidos en el Foro Regional Energético de América Central (FREAC) en noviembre de 1996, en la ciudad de Guatemala, abordaron el tema del suministro de gas natural a la región, y decidieron iniciar la búsqueda de financiamiento para llevar a cabo los estudios correspondientes. Así, en enero de 1997 la Presidencia del FREAC elevó una solicitud formal al Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en la que se recomienda al Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC) el seguimiento de esta iniciativa.

Con anterioridad, la Unidad de Energía de la Sede Subregional de la CEPAL en México había efectuado algunos estudios preliminares sobre la demanda potencial de gas natural en la región. Al mismo tiempo, se habían sostenido las primeras conversaciones respecto del tema con las autoridades mexicanas.

Aprovechando la segunda fase del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, financiado por la República Federal de Alemania, la CEPAL presentó la propuesta de realizar el estudio de prefactibilidad del gasoducto regional México-Istmo Centroamericano, en el marco de dicho proyecto.

Las exploraciones realizadas en la región hasta la fecha no han revelado reservas significativas de este combustible. En el caso de Guatemala, único país productor, las pequeñas cantidades de gas asociado todavía no justifican el desarrollo de la infraestructura necesaria para llevarlo a los potenciales

centros de consumo. Estas limitaciones restringen los esquemas regionales de transporte de gas natural a dos opciones de suministro: por el norte, desde México; y por el sur, desde Colombia.

En el presente estudio sólo fue posible abordar la primera opción, a raíz de los recursos financieros disponibles. Asimismo, se consideró que ésta resulta más fructífera ya que permitiría la conexión de América Central con uno de los mercados de gas natural más importantes a escala mundial. La industria del gas en América del Norte comprende varias zonas con altas reservas de este combustible, una importante producción y una infraestructura muy desarrollada en Canadá y los Estados Unidos, y en franca expansión en México. Existen zonas productoras muy cercanas al Istmo Centroamericano, en los estados de Tabasco y Campeche, en México, a poca distancia de la frontera con Guatemala.

Aún así, la opción de un suministro a partir de Colombia no ha sido descartada. Un estudio similar deberá realizarse en el futuro, a fin de analizar las complementariedades norte-sur en un suministro de gas natural más seguro al Istmo Centroamericano.

El estudio de prefactibilidad comprende siete capítulos, en los que se desarrollan los aspectos técnicos, económicos, financieros, ambientales e institucionales del gasoducto regional México-Istmo Centroamericano. Un resumen de los principales aspectos abordados en el estudio se presenta a continuación.

I. ESTIMACION DE LA DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL

Un cuidadoso examen de la estructura y patrones de consumo energético en los países del Istmo Centroamericano condujo a identificar dos grupos de grandes usuarios potenciales de gas natural: las centrales generadoras de energía eléctrica y la industria manufacturera, especialmente aquella que utiliza procesos con usos intensivos de vapor y calor térmico. En menor escala, se consideraron también como usuarios potenciales algunas instalaciones mayores del sector de servicios que emplean calderas y vapor térmico (hospitales y hoteles). El sector residencial no fue considerado ya que el clima de la región no requiere de combustibles para calefacción, y la demanda para cocción sería muy baja.

Con el fin de conocer la fecha más próxima de suministro de gas natural a cada uno de los países, se elaboró un cronograma preliminar de las siguientes etapas del proyecto, entre las cuales se pueden mencionar: ejecución del Estudio de Factibilidad; elaboración de las bases legales que posibiliten el comercio gasífero entre México y los países del Istmo Centroamericano; definición de los aspectos normativos, regulatorios y operativos que regirán la entrada de este nuevo combustible en la región; conformación de los entes regulatorios nacionales; promoción del proyecto ante los inversionistas privados; proceso de licitación y adjudicación de la concesión de operación; ingeniería y construcción del proyecto, etcétera.

En base a dicho cronograma, el suministro en Guatemala y Honduras podría iniciarse en el año 2001, en El Salvador en el 2002, en Nicaragua en el 2003, y en Costa Rica y Panamá en el 2004. Esta programación se realizó con el objetivo de calcular los consumos de gas natural en esos países a partir de los años mencionados.

1. La industria eléctrica

De acuerdo con la información brindada por las seis empresas eléctricas públicas del Istmo Centroamericano, la demanda de energía eléctrica crecerá a una tasa promedio del 6% anual, durante el período 1997-2015, de forma que el mercado eléctrico regional alcanzaría una demanda, en el último año, de 62 TWh de energía y 11 TW de potencia (véase el gráfico 1).

Los planes de expansión de los seis países del Istmo Centroamericano contemplan la instalación de 9,740 MW para el período en referencia, conformada mayoritariamente por centrales termoeléctricas (57%), mientras que las adiciones hidroeléctricas y geotérmicas representarían el 40% y el 4%, respectivamente (véase el gráfico 2). Estos programas corresponden a versiones actualizadas por las empresas públicas de electricidad, al mes de abril de 1997.

Gráfico 1
 ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DEL CONSUMO DE
 ENERGIA ELECTRICA

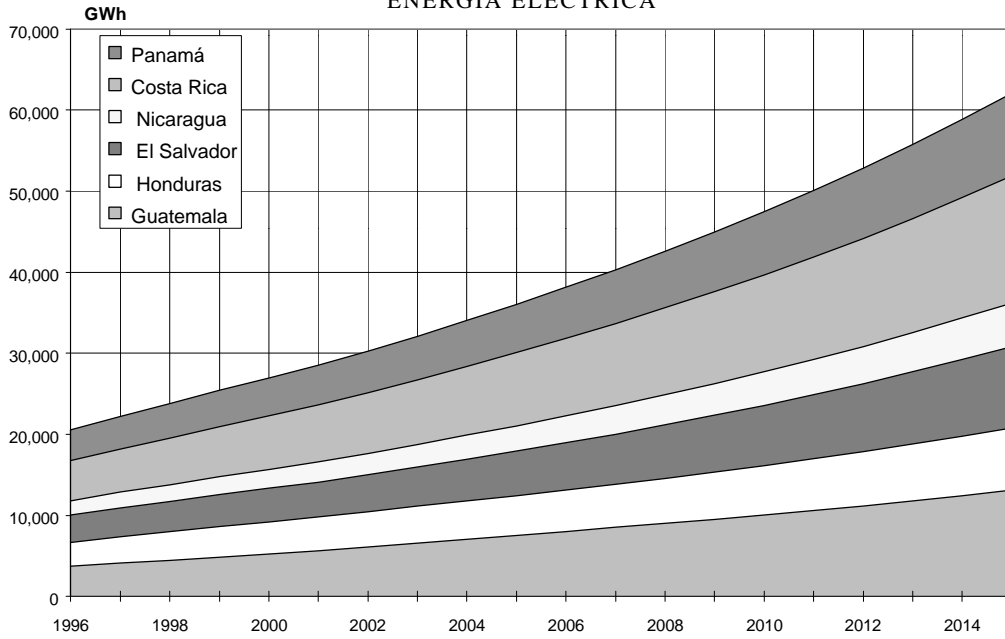
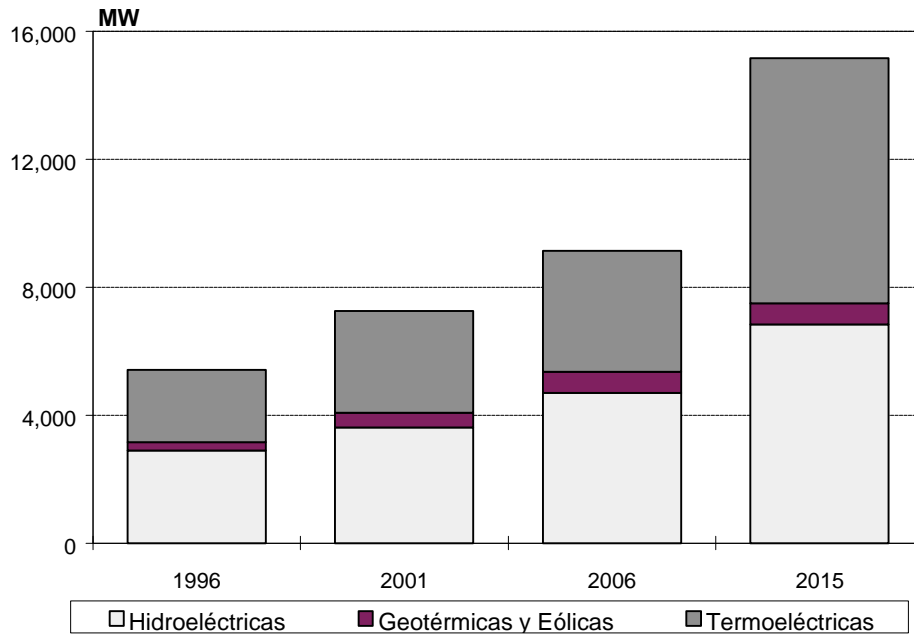


Gráfico 2
 ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA CAPACIDAD
 INSTALADA



Fuente: Empresas eléctricas públicas del Istmo Centroamericano.

Nota: Adiciones: (MW); Hidroeléctricas: 3,933; termoeléctricas: 5,405; geotérmicas y eólicas: 402

Con el objeto de definir con mayor precisión los requerimientos de combustible de la industria eléctrica para el mediano y largo plazos, se ha simulado la operación de los sistemas eléctricos de la región, utilizando el modelo WASP.¹ Modelos más sofisticados no fueron tomados en cuenta, pues no se trataba de optimizar los planes de expansión. Los principales supuestos considerados se discuten a continuación:

i) Conversión de termoeléctricas existentes. Sólo se consideraron aquellas con retiro posterior al año 2007, o sea las que tienen al menos diez años de vida útil. En el caso de generadores independientes, se utilizó el criterio conservador de convertir solamente el 50% de la capacidad actual instalada.

ii) Futuras termoeléctricas. Todas las nuevas centrales termoeléctricas a base de combustibles fósiles utilizarían gas natural. Se exceptuaron casos especiales, en los que las decisiones ya fueron tomadas, como el de una carboeléctrica contratada en Guatemala durante 1997.

iii) Proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y fuentes nuevas y renovables. En ningún caso se consideró la postergación o eliminación de alguna central de este tipo contemplada en los planes de expansión.

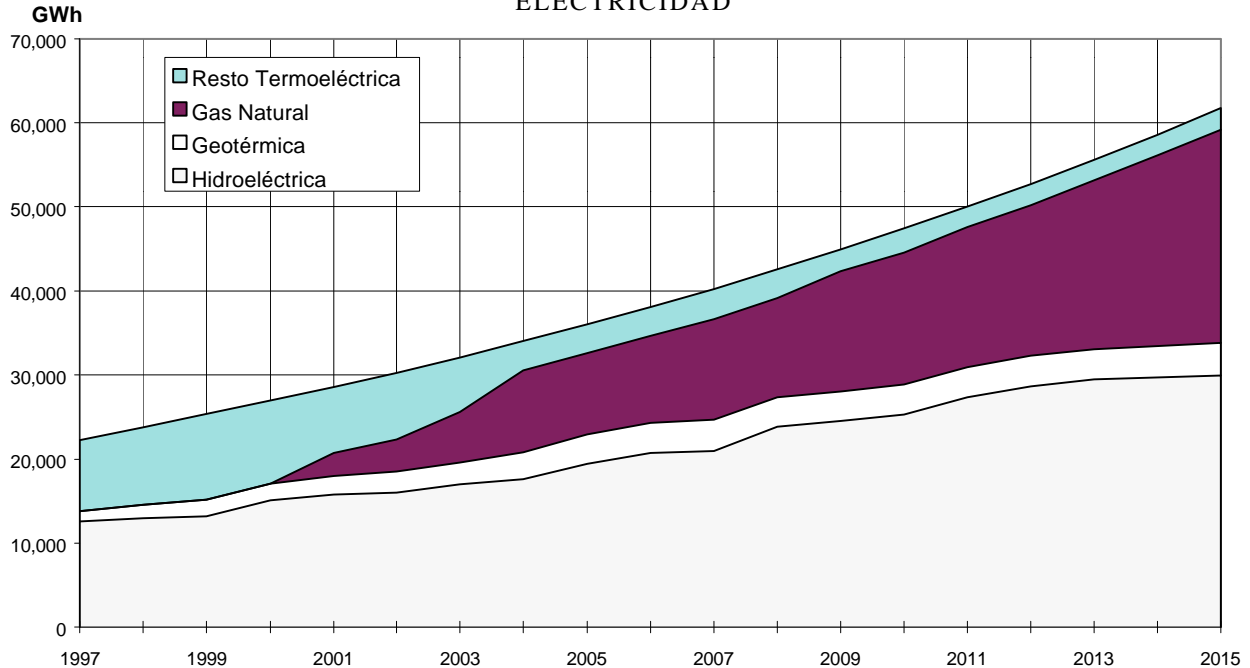
La simulación fue hecha para cada uno de los años durante el lapso 1997-2015, considerando períodos bimensuales y tres condiciones hidrológicas (años con hidrología seca, húmeda y media, respectivamente). Los resultados obtenidos representan la generación esperada para cada una de las centrales. Se realizaron dos cálculos: el primero, considerando los planes de expansión originales de cada país, obteniendo como resultado los despachos bimensuales, así como los requerimientos de búnker, diesel y carbón en cada uno de los sistemas, para el período en estudio; en el segundo, se repitió el ejercicio de acuerdo con la fecha más temprana de entrada en operación del gasoducto y tomando en cuenta las centrales termoeléctricas que usarían gas natural en cada país, obteniéndose los nuevos requerimientos de combustible.

De acuerdo con las hipótesis utilizadas, la capacidad instalada de centrales que operarían con gas natural pasaría de 657 MW en el año 2001, cuando el gasoducto llegue solamente a Guatemala y Honduras, a 5,566 MW en año horizonte 2015, correspondiendo a Guatemala y El Salvador las mayores participaciones.

A nivel de despacho anual de energía eléctrica, la generación con gas natural pasaría de 2,740 GWh en el año 2001 a 25,389 GWh en el año 2015, alcanzando en ese año un 41% de participación en la producción total. Este valor es ligeramente inferior al que le correspondería a la generación hidroeléctrica, con 48% en el año horizonte (véase el gráfico 3). Obsérvese cómo, de acuerdo a los programas de equipamiento, la componente hidroeléctrica continúa siendo mayoritaria, en tanto que el gas natural estaría desplazando a la generación termoeléctrica existente en forma parcial y casi en su totalidad a la nueva generación termoeléctrica.

¹ El Wien Automatic System Planning Package es un modelo para evaluar sistemas de generación hidrotérmica; su distribución y mantenimiento está a cargo de la OIEA. La existencia de la mayoría de los archivos requeridos por este modelo en la Unidad de Energía de la CEPAL facilitó las diferentes simulaciones.

Gráfico 3
 ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION POTENCIAL DE LA
 GENERACION CON GAS NATURAL DENTRO DEL DESPACHO DE
 ELECTRICIDAD



Los consumos de combustible requeridos para la generación eléctrica en el escenario con gas natural alcanzan, en el año horizonte, 1.909,000 barriles de *fuel oil*, 1.091,000 barriles de diesel, 404,000 t de carbón y 7.394,000 m³ de gas natural. Las mismas cifras, en el escenario base que no considera el gas natural, serían de 28.233,000 barriles de *fuel oil*, 5.588,000 barriles de diesel y 3.489,000 t de carbón.

2. Industria de manufacturas

Se identificó como los usuarios potenciales más importantes a aquellos con uso intensivo de vapor y calor, principalmente en los procesos de alimentos, bebidas, papel, fertilizantes, químicos y vidrio. Por sus características, no fue considerada la industria cementera, ya que utiliza normalmente combustibles de bajo costo (*fuel oil* de alto azufre, coque de petróleo y residuos de combustibles de diversos tipos). En su mayor parte, el gas natural sería un sustituto del *fuel oil* y, en menor medida, del GLP.

El mercado potencial del gas natural se limitó a las industrias localizadas en la ruta del gasoducto. Para este fin, aunque con diferencias en el grado de detalle y la calidad de la información entre cada país, se identificaron las empresas intensivas en energía, se ubicó su localización geográfica, se clasificó su actividad industrial y se proyectó su consumo de combustibles. De esta manera, las empresas instaladas en áreas fuera de la ruta del gasoducto representan, según el país, entre 6% y 11% del consumo total de *fuel oil* en la industria, con excepción de Honduras, donde esta cifra es de 42%. En consecuencia, una vez descontada la industria cementera y los consumos fuera del área de influencia del gasoducto, el consumo de *fuel oil*

industrial sustituible por gas natural representaría 58% en Guatemala, 15% en Honduras, 49% en El Salvador, 42% en Nicaragua, 55% en Costa Rica y 50% en Panamá (véase el cuadro 1). Por su parte, el consumo de diesel en la industria no tiene un potencial importante de sustitución por gas natural, ya que el mayor porcentaje se destina al transporte de mercancías.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL DE SUSTITUCION DEL *FUEL OIL*
POR GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL, AÑO 2000

	Consumo Total de <i>fuel oil</i> (miles de barriles)	Sustituible (%)	No Sustituible	
			Cementeras (%)	Otros (%)
Guatemala	2,148	57.7	32.1	10.2
Honduras	1,214	15.4	42.6	42.0
El Salvador	1,324	48.7	43.0	8.3
Nicaragua	596	41.9	47.0	11.1
Costa Rica	1,286	55.2	34.8	10.0
Panamá	555	49.5	44.1	6.3

Los consumos actuales de *fuel oil* y gas licuado que se consideraron reemplazables por gas natural se proyectaron al año de inicio de operaciones del gasoducto en cada país, con tasas de entre 2% y 5%, según la tendencia reciente en cada país para cada combustible. La sustitución por gas natural se haría gradualmente: un tercio del potencial durante el primer año de operación del gasoducto, y el resto en los siguientes cuatro años, lo cual representaría una tasa de crecimiento anual de 31.6%. Durante este período se supuso además un crecimiento dinámico de la demanda potencial (7% anual), como un efecto de inducción por la disponibilidad del recurso energético. Como resultado de los dos factores antes mencionados, el consumo de gas natural en la industria aumentaría a un ritmo anual de 40.8% durante el período comprendido entre el segundo y el quinto años. Después de este período, se estimó una tasa constante de 5% anual.

Aplicando los criterios anteriores, la demanda potencial de gas natural en el sector industrial manufacturero pasaría, de 117 MMm³ en el año 2001 (en Guatemala y Honduras), a 1,546 MMm³ en el año horizonte. Estos resultados muestran que dos tercios del consumo se encontrarían en los tres países del norte, localizados a menor distancia de la fuente de abastecimiento. En particular, destaca la elevada concentración del potencial regional en Guatemala (42.5%), mientras que en Honduras se presenta el nivel más bajo (6%), debido a que sólo se considera el potencial de la zona de San Pedro Sula y Puerto Cortés), y en El Salvador representa también una fracción relevante del total (18.5%).

3. Las proyecciones del consumo de gas natural

Al integrar los resultados obtenidos para la industria eléctrica y la industria manufacturera se obtiene la estimación del consumo potencial de gas natural de los países de la región. De esta forma, el consumo de gas natural pasaría, de 830 MMm³ en el año 2001, a 8,940 MMm³ en el año 2015 (véase el cuadro 2).

Las previsiones también indican que en el año 2010 la industria representaría aproximadamente 22% de la demanda, mientras que al subsector eléctrico correspondería el 78% restante. En el año 2015 la participación de la industria se reduciría a 17%, como consecuencia del mayor crecimiento del mercado para la generación de electricidad.

Cuadro 2
DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL
(millones de metros cúbicos)

	2001	2005	2010	2015
Istmo	830	3,412	5,626	8,940
Electricidad	713	2,682	4,415	7,394
Industria	117	730	1,211	1,546
Guatemala	262	795	1,668	2,963
Electricidad	159	392	1,153	2,306
Industria	103	403	515	657
Honduras	568	612	329	729
Electricidad	554	555	256	636
Industria	14	57	73	93
El Salvador		761	1,498	2,366
Electricidad	0	630	1,274	2,080
Industria		131	224	286
Nicaragua		372	568	763
Electricidad	0	333	478	648
Industria		39	90	115
Costa Rica		305	417	790
Electricidad	0	233	195	506
Industria		72	222	284
Panamá		567	1,147	1,330
Electricidad	0	539	1,060	1,219
Industria		28	87	111

II. OFERTA DE GAS NATURAL EN MEXICO

La oferta de gas natural para abastecer al Istmo Centroamericano provendría de los yacimientos localizados en el sureste de México, por lo cual es importante analizar las potencialidades en ese país, así como las condiciones legales y regulatorias a que estarían sometidos los flujos hacia la región.

1. Situación actual de la oferta y sus perspectivas

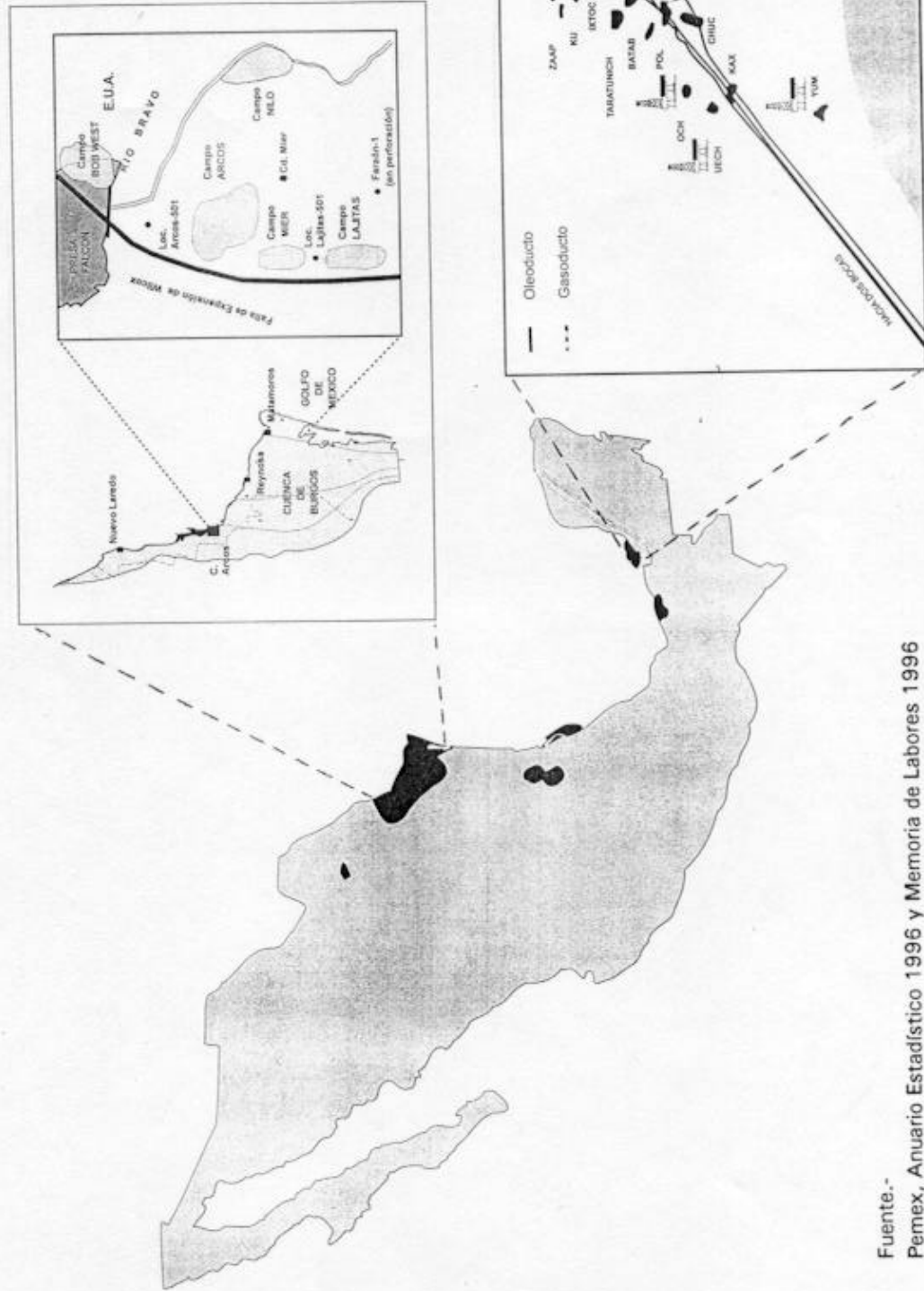
a) Reservas e infraestructura

Estimadas a comienzos de 1997, las reservas probadas de gas seco se elevan a 1,810 Gm³, lo que equivale a 9,422 millones de barriles de petróleo, que representan el 15.5% de las reservas en hidrocarburos del país.² Por su parte, las reservas potenciales se estiman en 5,098 Gm³. El 57.1% de las reservas probadas se localiza en la región norte, el 25.4% en la región sur y el 17.5% en la región marina (véase el mapa 1). Al ritmo de producción actual, la vida media de las reservas es de 41.7 años; sin embargo, en las regiones más importantes es sensiblemente menor, estimándose en 22.3 años en la región sur y en 19.6 años en la región marina. La inmensa mayoría de la producción y reservas de gas natural está asociada a la extracción de petróleo crudo, situación que se espera cambie en los próximos años, cuando se acelere el desarrollo de las cuencas productoras de gas no asociado.

En vista de las características naturales de los yacimientos, la producción está conformada, en su mayor parte, por “gas amargo” (84.2%), es decir, gas con alto contenido de azufre, el cual debe ser tratado en plantas endulzadoras para eliminar dicho componente. Por lo tanto, este gas amargo se envía a 17 plantas endulzadoras y a 13 plantas criogénicas, agrupadas en 10 centros de producción. El gas seco se inyecta a una extensa red de gasoductos de transporte, con una longitud de 11,440 km. La red se extiende a lo largo de la costa del Golfo de México, conectando las principales zonas consumidoras, el centro y el noreste del país, con las zonas productoras del sureste. Globalmente, la red tiene una capacidad excedentaria, por lo que es posible efectuar interconexiones sin necesidad de ampliar la red principal. Para complementar la oferta nacional o vender los excedentes, el sistema cuenta con cinco interconexiones con el sistema de ductos de los Estados Unidos. En un futuro próximo se agregarán dos nuevas interconexiones, con lo que prácticamente se duplicará la capacidad actual.

² Cifras provenientes de: Pemex, *Memoria de Labores 1996*, México, DF, marzo de 1997.

Mapa 1.
LOCALIZACION DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL EN MEXICO



Fuente.-
Pemex, Anuario Estadístico 1996 y Memoria de Labores 1996

b) Equilibrio oferta-demanda

Tomando en cuenta las importaciones y las exportaciones, así como el gas enviado a la atmósfera, el gas destinado al empaque de ductos, las pérdidas por condensación y el autoconsumo de Pemex Exploración y Producción (PEP), resulta que la oferta interna bruta de gas natural se elevó en 1996 a 32.5 Gm³, equivalentes al 75% de la producción primaria. La reducción por extracción de licuables, las pérdidas y las diferencias estadísticas, transforman la oferta interna bruta de gas natural en oferta neta de gas seco, la cual alcanzó, en ese año, 26.4 Gm³.

Los intercambios con el exterior han sido fundamentales para mantener el equilibrio oferta y demanda. En ese sentido, se debe mencionar que el objetivo de la política de autosuficiencia energética establecido por la pasada administración se ha reflejado en una interesante dinámica de las importaciones de gas natural provenientes de los Estados Unidos y Canadá. En 1992 se registró el máximo histórico de 2.6 Gm³, equivalentes al 17% del consumo final. Desde 1996 la política en la materia ha sido mantener a corto y mediano plazos una balanza comercial equilibrada.

c) Perspectivas en el corto y mediano plazos

Estimaciones de la Secretaría de Energía vertidas en el documento *Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006* prevén que el mercado nacional de ese energético alcanzaría, en un escenario base, 69.7 Gm³ en el año 2006. Ello significa un crecimiento promedio anual de 11.2% entre 1997 y 2006, cifra significativamente superior al 0.9% anual observado de 1991 a 1996. En el escenario alternativo, que supone un entorno internacional menos favorable, la demanda aumentaría a un ritmo más lento (9.7%), para llegar a 61.3 Gm³ al final del período. En ambos escenarios la producción interna crecería 6.9% en promedio anual.

El desfase entre producción y consumo se traduciría en importaciones crecientes, de forma que a partir del año 2000, éstas aumentarían a un ritmo anual de entre 23.4% y 13.4%, hasta alcanzar en el 2006 una participación en el consumo nacional de entre 29% y 19.7%, según el escenario considerado. En ambos casos las importaciones denominadas “logísticas” mantienen el mismo nivel. Se trata de compras externas que deben realizar las zonas que no están conectadas a la red nacional de transporte o las zonas que, estando conectadas, encuentran más atractivo adquirir gas en Estados Unidos. Los proyectos Cantarell y Burgos permitirían a la PGPB contar con 16.5 Gm³ adicionales a partir del año 2000.

De acuerdo con la misma Secretaría, la estrategia de Pemex y sus filiales es adecuar la producción y la comercialización a los movimientos de la demanda según un análisis de costo y rentabilidad, de tal forma que la producción de gas se ajuste a las oportunidades del mercado.

De la comparación entre las magnitudes de la oferta de gas natural en México y la demanda potencial en el Istmo Centroamericano, puede verse que este mercado representaría una fracción muy pequeña comparada con el mercado mexicano.

2. Regulación mexicana en materia de gas natural

a) Principales disposiciones

Desde mediados de 1995 México ha adoptado una nueva política de gas natural, cuyos objetivos principales son asegurar una oferta suficiente, oportuna y competitiva para satisfacer la demanda de gas como energético y como materia prima; aprovechar en forma racional, ordenada y oportuna el gas asociado y seco; contribuir a la protección ambiental; alcanzar una situación de autosuficiencia o exportación, pero no de importación neta en forma permanente, y garantizar condiciones de equidad para todos los usuarios.

De acuerdo con la legislación vigente, las actividades de exploración, producción y procesamiento, así como las ventas de primera mano del gas natural producido en el país, las realiza exclusivamente el Estado por medio de Pemex. Ello incluye el transporte y almacenamiento asociados a esas actividades. Por el contrario, en el transporte, almacenamiento y distribución pueden participar empresas públicas y privadas, bajo un régimen de permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía. La comercialización está al margen de esta disposición y cualquier persona puede desarrollarla. De igual modo, la importación y la exportación de gas natural pueden ser efectuadas libremente, en los términos de la Ley de Comercio Exterior.

El libre acceso (*open acces*) a las instalaciones de transporte, distribución y almacenamiento es obligatorio, bajo condiciones no discriminatorias, no sujeto a la compra de otros servicios. Dicho acceso estará limitado a la existencia de capacidad disponible, es decir, aquella que no sea efectivamente utilizada.

Mientras no existan condiciones de competencia efectiva, la regulación establece un precio máximo para las ventas de primera mano, es decir, para la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional. El precio máximo no afecta la facultad del comprador para negociar condiciones más favorables. Pemex calculará el precio según la metodología fijada por la CRE, la cual refleja costos de oportunidad y condiciones de competitividad respecto al mercado internacional y al lugar de venta. Si llegaran a existir condiciones de competencia, los precios podrían contratarse libremente, pero si se dieran prácticas indebidamente discriminatorias, la CRE podría restablecer la regulación. Todo lo anterior no se aplica al precio del gas importado, el cual es libre.

b) El mecanismo de precios

El precio al consumidor final se compone globalmente de dos elementos: por un lado, un precio de referencia basado en cotizaciones internacionales y, por el otro, un conjunto de costos e impuestos. Para la mayor parte del país se utiliza como referencia el precio del gas producido por Pemex en el sureste, el cual está regulado; para las zonas fronterizas del norte se utilizan los precios regionales de los Estados Unidos.

La regulación del precio de venta de primera mano determina el precio máximo que Pemex puede cobrar por ventas de gas producido en México (gas nacional). La Directiva de Precios que entró en vigor el 1o de marzo de 1996, establece la metodología para calcular ese precio a la salida de la planta de proceso en Ciudad Pemex. El precio máximo del gas nacional y vendido en cualquier punto del país conectado al sistema de ductos, se determina sumando el precio de venta de primera mano en Ciudad Pemex y la tarifa de transporte autorizada por la CRE al punto de entrega.

De acuerdo con la Directiva mencionada, el precio de las ventas de primera mano en Ciudad Pemex se determina en dólares por unidad calorífica y se calcula diaria o mensualmente, según la preferencia del comprador, tomando en cuenta tres elementos: i) el precio que se aplicó el 1 de marzo de 1996 en Ciudad Pemex (6.8 dólares por giga caloría -Gcal-); ii) las variaciones en el precio de referencia internacional (*Houston Ship Channel* en el sur de Texas),¹ y iii) los cambios en las tarifas de transporte autorizadas, de Ciudad Pemex a Reynosa, con respecto al 1 de marzo de 1996.

En la situación actual, en la que las exportaciones y las importaciones son inferiores a 1.55 Gm³ (150 MMpcd), el precio en Ciudad Pemex es igual al precio en Reynosa (*grosso modo* el precio en el *Houston Ship Channel*) más el diferencial de transporte de Reynosa a Los Ramones y de ese punto a Ciudad Pemex. En el trayecto del gasoducto que une Reynosa y Ciudad Pemex, Los Ramones es la localidad donde se ubica el punto de equilibrio o indiferencia, es decir, donde la competitividad del gas importado es la misma que la del gas nacional. Matemáticamente se tiene lo siguiente:

$$P_{RY} + T_{RYPE} = P_{CP} + T_{CPPE} \quad (1)$$

donde:

P_{CP} = Precio en Ciudad Pemex
 P_{RY} = Precio en Reynosa
 T_{RYPE} = Transporte de Reynosa al punto de equilibrio
 T_{CPPE} = Transporte de Ciudad Pemex al punto de equilibrio

Despejando P_{CP} de la ecuación (1) se obtiene:

$$P_{CP} = P_{RY} + (T_{RYPE} - T_{CPPE}) \quad (2)$$

Si el flujo de gas llegara a aumentar o disminuir respecto de la banda de comercio exterior actual (± 1.55 Gm³) durante más de 6 meses, el punto de indiferencia se desplazará necesariamente; si las importaciones se incrementaran, el punto de equilibrio se movería hacia Ciudad Pemex, ya que, a mayores volúmenes, el gas extranjero aumenta su competitividad, como resultado de menores costos unitarios de transporte. Por el contrario, si las exportaciones hacia los Estados Unidos se aumentaran, el punto se movería hacia Reynosa. El precio en Ciudad Pemex será mínimo cuando el volumen de exportaciones sea tal que el punto de equilibrio se haya desplazado hasta alcanzar Reynosa. En los últimos dos años el precio en Ciudad Pemex se ha situado entre 5% y 35%, por abajo del precio cotizado en Reynosa.

Como se mencionó en la sección anterior, el precio al mayoreo de gas importado es libre. Sin embargo, con excepción de las empresas que abastecen los sistemas aislados, el mercado de la importación directa no se ha desarrollado, en buena medida porque las compras externas están sometidas a un arancel del 6%, que desaparecerá definitivamente en el año 2003. Aunque disminuye en un punto porcentual cada año, de acuerdo a lo convenido en el TLCAN, dicho arancel es todavía un obstáculo a las importaciones de gas

¹ La CRE utiliza como referencia las cotizaciones de *Texas Eastern Transmission Corp: South Texas Index*, y la de *Valero Transmission L.P.: Texas Index*, ambas publicadas en la revista *Inside Ferc's Gas Market Report*, así como el índice *Houston Ship Channel*, que aparece en la misma publicación. Para la evaluación diaria del precio, se utilizan las cotizaciones en el *Houston Ship Channel*, que aparecen en la revista *Gas Daily (Daily Price Survey)*.

americano y canadiense por parte de empresas privadas. Gracias a su situación jurídica previa a la reforma, Pemex no está sometido esa disposición.

3. Abastecimiento a los países del Istmo Centroamericano

Para abastecer al Istmo Centroamericano a partir de México, se requiere de un permiso de transporte para conducir el gas de Ciudad Pemex hasta la frontera con Guatemala. Mientras el ducto se localice en suelo mexicano, se aplicará la regulación en la materia. Asimismo, se requeriría firmar con Pemex un contrato de abastecimiento que, sin duda alguna, sería diferente al que utiliza para los clientes nacionales.

Exportar por la frontera sur e importar por la frontera norte puede resultar una buena operación comercial para Pemex, gracias al margen de beneficio que obtendría en la operación, lo que contribuiría al mismo tiempo a preservar una balanza comercial equilibrada; además, aseguraría ventas importantes mediante un contrato de largo plazo. Por otra parte, técnica y económicamente sería más eficiente enviar los excedentes de gas producido en el sureste hacia la frontera con Guatemala, que es la más cercana, en lugar de transportarlos a lo largo de 1,000 km para colocarlos en los Estados Unidos. Eso sin contar que el gas proveniente de la cuenca de Burgos vendría a desplazar las importaciones adquiridas al sur de Texas, lo que daría mayor atractivo a las exportaciones por Tabasco.

III. DISEÑO TECNICO DEL GASODUCTO

El diseño para el dimensionamiento y evaluación del proyecto para la construcción de un gasoducto considera como punto de partida Ciudad Pemex, en el Estado de Tabasco, México. El ducto completo atravesaría todos los países del Istmo Centroamericano, hasta llegar a la ciudad de Panamá.

Se consideraron cinco alternativas, bajo el criterio de construir un gasoducto troncal telescópico y ramales de alimentación hasta cada punto de destino, en función del estudio de proyección de la demanda potencial de cada país.

1. Rutas seleccionadas para el gasoducto

Las rutas para cada una de las alternativas fueron seleccionadas en función de mapas cartográficos, teniendo en cuenta la topografía del terreno, la localización de las áreas protegidas y la infraestructura existente, particularmente carreteras, oleductos, líneas de alta tensión, centrales termoeléctricas y zonas industriales. Las cinco alternativas analizadas se enuncian a continuación:

Proyecto 5. Gasoducto desde Ciudad Pemex, en México, hasta ciudad de Guatemala y Puerto Quetzal en ese país, con derivaciones a los centros de consumo de Puerto Cortés y San Pedro Sula, en Honduras.

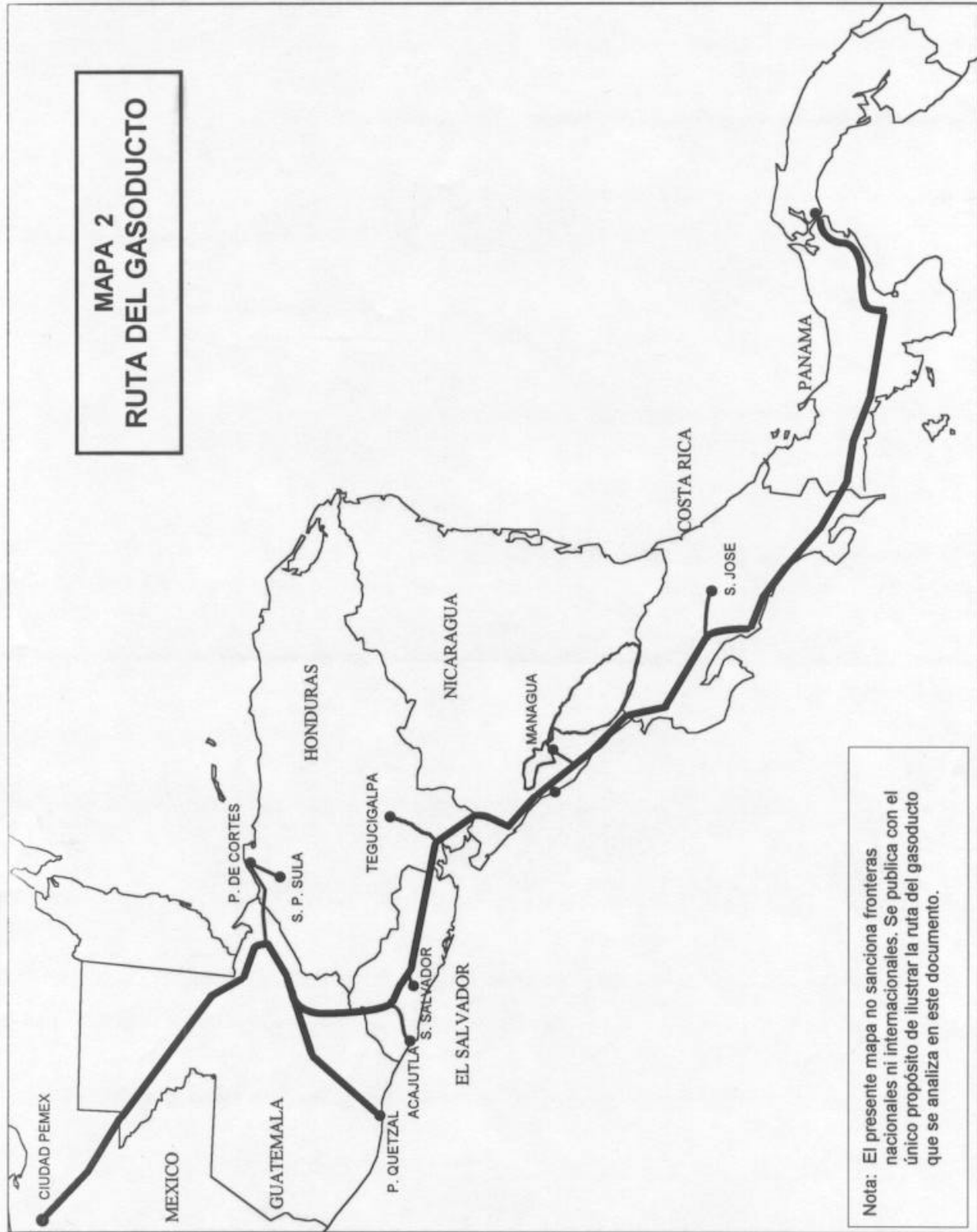
Proyecto 4. Se refiere a la alternativa de construir un gasoducto troncal desde Ciudad Pemex, alimentando los mismos puntos del Proyecto 5, para llegar a Ciudad Arce, en El Salvador, con derivación a la costa del Pacífico, y alimentar el consumo industrial y de generación eléctrica de Acajutla. A partir de esta localidad, se dimensionó una pequeña derivación capaz de alimentar pequeños consumos en la ciudad de San Salvador.

Proyecto 3. Este tercer proyecto continuaría el anterior, hasta Nicaragua, con una derivación para alimentar las instalaciones de generación eléctrica de Puerto Sandino, finalizando en Managua. Incluye un pequeño ramal a la ciudad de Tegucigalpa, en Honduras.

Proyecto 2. Continuando con las alternativas anteriores, este proyecto llega hasta San José de Costa Rica.

Proyecto 1. Corresponde al gasoducto troncal completo, desde Ciudad Pemex, en México, hasta la ciudad de Panamá, atravesando todos los países del Istmo, y con las derivaciones necesarias para alimentar los puntos de suministro definidos oportunamente en los estudios de demanda.

A continuación se detalla la ruta común a todos los proyectos del gasoducto troncal, hasta la extensión en que éstos hayan sido definidos (véase el mapa 2).



El gasoducto troncal parte de Ciudad Pemex, en dirección sureste, siguiendo la ruta de un ducto existente en terreno llano; cruza el río Tulijá y se aparta de éste a la altura de la carretera 186, próxima a la localidad de Bajadas Grandes, siguiendo en esa dirección hacia Estación Palenque. En este tramo no se aprecian terrenos con mayores dificultades, atravesando zonas relativamente despejadas y llanas. Luego pasa al norte de Palenque, atraviesa y llega a Tenosique, continuando en dirección a la frontera con la República de Guatemala, donde ingresa siguiendo en forma paralela, el curso del río San Pedro. Entre Tenosique y la frontera (aproximadamente 50 km), no se aprecia ninguna infraestructura disponible para la construcción de las obras, por lo que será necesario la apertura de caminos. Los últimos 15 km serían terrenos bajos y anegadizos, coincidentes con el cauce del río San Pedro.

Ingresa en territorio de Guatemala, al norte del vértice El Ceibo, en terrenos que están a una altura no mayor a los 100 metros sobre el nivel del mar (msnm), siempre siguiendo la dirección sureste. Cruza entre la Laguna San Diego y la Laguna La Gloria, hasta llegar a la localidad de La Libertad. Este tramo es de 107 km, por un terreno sin mayores dificultades. Sin embargo, durante la ejecución del estudio de factibilidad se recomienda evaluar con particular atención el impacto ambiental, dadas las características particulares de la región.

Siguiendo la misma dirección sureste, cruzaría algunos cursos de agua de relativa importancia. Entre las localidades de Nueva Esperanza y Concoma, el ducto giraría hacia el sur, atravesando el arroyo Ixpasás y el río del Pañuelo Cante, hasta llegar al vértice Gracias a Dios, limítrofe con Belice. A partir de allí, el curso coincidiría con una carretera pavimentada que comienza en las proximidades de la localidad de Chocchoc. Luego, el ducto cruzaría el lago de Izabal en su parte más estrecha, en los mismos puntos que la carretera anteriormente mencionada, y llegaría a la localidad de Amatillo, desde donde saldría una derivación en dirección este, hacia Puerto Cortés y San Pedro Sula, en la República de Honduras. Esta derivación podría abastecer futuros consumos para generación de energía eléctrica en la localidad de Puerto Barrios, en Guatemala, dada la proximidad geográfica.

La distancia recorrida desde la frontera entre Guatemala y México y la primera derivación en Amatillo, es de 295 km, en un terreno que aparentemente no presenta mayores dificultades, a alturas no superiores a los 300 msnm. Se observan algunos cruces, aparentemente no muy difíciles, de cursos de agua, especialmente a partir de la ciudad de La Libertad. En este tramo se ha intentado hacer coincidir, en la medida de lo posible, la trayectoria del gasoducto con caminos existentes, de forma de minimizar el impacto ambiental en una región extremadamente delicada en este sentido. A partir de Amatillo, el gasoducto troncal cambiaría de dirección hacia el suroeste, dirigiéndose a la ciudad de Zacapa, recorriendo en forma paralela la ruta existente, en un terreno relativamente bajo, con alturas inferiores a los 300 msnm, y sin grandes dificultades topográficas. En esa localidad se insertaría una derivación importante hacia la ciudad de Guatemala y hasta Puerto Quetzal en la costa del Pacífico. Los tramos anteriormente descritos definen el llamado Proyecto N° 5.

Desde Zacapa, el gasoducto troncal se dirige hacia la frontera con El Salvador, en terrenos que presentan mayor dificultad, aun cuando se ha evitado atravesar zonas relativamente elevadas (de entre 600 y 900 msnm). El trayecto continúa por un valle, siguiendo la ruta pavimentada, que pasando por Chiquimula llega a Anguiatú, en la frontera con El Salvador (una distancia aproximada de 58 km).

En El Salvador, el gasoducto sigue paralelo a la ruta que se dirige a la capital de la república, bajando en dirección sur y atravesando las localidades de Metapán, Santa Ana y Ciudad Arce. La distancia recorrida en este tramo es de 70 km, por un terreno abrupto con mayor grado de dificultad que

el que venía atravesando desde el inicio, a pesar de haber tratado de evitar zonas relativamente elevadas. Aproximadamente a 15 km al sur de Metapán, cruzaría el río Desagüe. A la altura de Ciudad Arce sale una derivación en dirección suroeste hacia el puerto de Acajutla en la costa del Pacífico, donde se prevé la alimentación de importantes instalaciones de generación de energía eléctrica. El gasoducto troncal continúa en dirección sureste hacia la ciudad de San Salvador, paralelo a la Carretera Panamericana, a partir de la localidad de Colón en terreno sumamente difícil y abrupto, atravesando en algunos tramos alturas superiores a los 1,500 msnm. La ruta bordea el tejido urbano de San Salvador hasta la localidad de San Marcos. Los tramos comprendidos entre Ciudad Pemex y esta última localidad constituyen el Proyecto N° 4.

Desde el extremo sureste de San Salvador, la ruta toma hacia el noreste, a efecto de rodear el lago de Ilopango y continuar al este, hacia la frontera con Honduras. La distancia por recorrer hasta la frontera es de aproximadamente 168 km. El terreno sigue siendo de alta dificultad, hasta llegar a las proximidades de la localidad de Apastepeque. Más adelante, el grado de dificultad va disminuyendo, salvo algunos tramos donde vuelven a aparecer elevaciones y zonas volcánicas, especialmente antes del cruce del río Lempa y en las proximidades de la frontera con Honduras, cerca de El Divisadero y Santa Rosa. El ducto llega a la frontera con Honduras, atravesándola por el cruce del río Goascorán, previéndose que dicho cruce pueda realizarse aprovechando el puente del mismo nombre. Esta posibilidad deberá confirmarse en estudios posteriores.

En territorio de Honduras, el gasoducto recorre una distancia estimada en 118 km, en terreno aparentemente sin dificultades mayores, siguiendo un trayecto paralelo a una ruta pavimentada existente. En esta etapa adoptaría una dirección sur-sureste, pasando por la ciudad de Choluteca, hasta la localidad de San Bernardo, donde gira hacia el este hasta la frontera con la República de Nicaragua, en la localidad de Guasaule.

Luego de cruzar el río Negro, que define la frontera entre ambos países, el gasoducto llega a Palo Grande, en territorio nicaragüense. Continúa en dirección sur, siguiendo una carretera no pavimentada hasta la ruta N° 24, a partir de donde sigue hacia el oeste, bordeando la cordillera volcánica, delimitada al norte por los volcanes San Cristóbal y El Chonco, y al sur por los volcanes El Hoyo y Momotombo. A la altura de la ciudad de Chinandega el gasoducto giraría hacia el sur, pasando por las ciudades de León y la Paz Centro. A unos 10 km de esta última localidad saldría una derivación hacia el área de Puerto Sandino, donde se localizan instalaciones de generación de energía eléctrica. El gasoducto troncal se mantiene en dirección sureste y 50 kilómetros más adelante, sale el segundo ramal hacia la ciudad de Managua, donde se prevén consumos industriales y de generación eléctrica. Este es el punto final del que se ha denominado Proyecto N° 3.

Continúa en dirección sureste hacia la frontera con Costa Rica, paralelo a una carretera no pavimentada muy próxima a la costa del Pacífico. En este trayecto atraviesa varios cursos de agua cuyo caudal no parece importante y llega a la localidad fronteriza de Peñas Blancas. La distancia entre la derivación hacia Managua y la frontera es de 145 km en territorio que no parece presentar mayores dificultades para la construcción del gasoducto. En este recorrido, se observa facilidades para el transporte de materiales.

En territorio de Costa Rica, el gasoducto continúa en dirección sureste hasta la localidad de Liberia, en terreno ligeramente más abrupto que el que se encontró en Nicaragua, aunque las elevaciones no superan los 200 msnm. La ruta coincide con la denominada Carretera Panamericana, y

se observan numerosos cruces de cursos de agua. En la localidad de Santa Marta sale la única derivación en territorio de Costa Rica hacia la Ciudad de San José, principal centro de potencial consumo. La distancia estimada entre la frontera y esta derivación es de 200 kilómetros. Esta es la etapa final del que se ha definido como Proyecto N° 4.

Al sur de la ciudad de Santa Marta el gasoducto troncal hace un rodeo siguiendo la línea costera, evitando formaciones montañosas. A la altura de la ciudad de Parrita vuelve a tomar dirección sureste, siempre siguiendo la línea costera y, a partir de Portalón, comienzan a observarse zonas de dificultad creciente, por la presencia de la cordillera Fila Costeña. Siguiendo en dirección sureste, aproximadamente a 20 km de Coronado, se cruza el río Grande de Terraba, el curso de agua más importante que se observa en el trayecto. Continuando en la misma dirección se atraviesan terrenos presumiblemente anegadizos a lo largo de 35 km, para luego atravesar un cañadón delimitado al sur por la formación del Cerro Golfito de 579 msnm, y al norte por la formación del Cerro Anguciana, con una altura máxima de 1,707 msnm. Esta zona del trayecto también permite prever cierto grado de dificultad durante la construcción. Llega a la localidad de Paso Canoas, en la frontera con Panamá, habiendo recorrido 270 km desde la derivación a San José.

Luego de atravesar el río Chiriquí Viejo, el ducto ingresa en territorio de Panamá. Continúa en dirección este-sureste, siempre siguiendo la línea de la costa, hasta Tolé. En este trayecto el terreno no presenta mayores dificultades, excepto algunas zonas pantanosas que se evitan continuando en forma paralela a una carretera pavimentada existente. Desde la ciudad de Tolé y aproximadamente durante 40 km en dirección este el ducto atraviesa una zona montañosa derivada de la Cordillera Central, pasando al sur del Cerro Viejo, de 722 msnm, y al norte del Cerro Alto de Las Huacas. Este terreno de relativa dificultad finaliza a la altura de la ciudad de San Bartolo, luego de evitar el Cerro Boro, al sur del trayecto. Continúa hacia la ciudad de Santiago, siempre paralelo a la carretera hasta 5 km al sur de la ciudad de Natá, donde se separa de ella y sigue en línea recta hasta la ciudad de Antón, evitando la zona de bañados de Aguadulce y llegando a la ciudad de Panamá, luego de recorrer una distancia de 420 kilómetros desde la frontera con Costa Rica. De esta forma se completa el trayecto del denominado Proyecto N° 1.

2. Dimensionamiento del gasoducto

Para cada una de las alternativas estudiadas, y en base al caudal máximo a inyectar en cabecera, estimado en función de los estudios de demandas realizados, se utilizó un modelo¹ para dimensionar los diámetros del gasoducto troncal y de los ramales de alimentación, así como calcular las necesidades de compresión, incluyendo potencia y ubicación a lo largo del trazado de las respectivas plantas turbocompresoras, necesarias para transportar convenientemente el gas.

Para todas las etapas se estudió y calculó la instalación de una planta de cabecera que tomando gas a la presión de 60 kg/cm² del sistema de Pemex, lo recomprima a 100 kg/cm². Las plantas intermedias fueron dimensionadas con el mismo criterio de presiones y de potencia, en base a los caudales a transportar.

¹ Este modelo es el que empleaba la antigua empresa estatal Gas del Estado de la República Argentina para el dimensionamiento de los gasoductos de alta presión del sistema argentino, y fue desarrollado con base a métodos internacionalmente reconocidos en esta materia.

Con el fin de evaluar la mejor alternativa de diseño del gasoducto, se tomaron tres años de referencia, en función de las estimaciones de la demanda potencial de gas natural de la región: i) el primero es el 2004, ya que en ese año todos los países a los que se plantea llegar con gas natural registrarían demanda de ese combustible; ii) el segundo es el año 2010, con la intención de dimensionar un ducto capaz de satisfacer la demanda proyectada al año 2015, con los valores de consumo del año 2010, agregando posteriormente instalaciones de compresión intermedia, y iii) el último es el año 2015, para el cual se tienen las demandas finales que debe satisfacer el gasoducto.

Para cada uno de estos años se planteó el esquema operativo del gasoducto troncal completo, uniendo Ciudad Pemex con la ciudad de Panamá. Asimismo, se dimensionaron los gasoductos definidos en cada proyecto o etapa, es decir hasta Costa Rica, Nicaragua, El Salvador y Guatemala. En total se dimensionaron 15 gasoductos abarcando todas las alternativas que se puedan presentar en esta etapa del estudio.

3. Estimación de las inversiones

En función del diseño técnico, se realizó una estimación de las inversiones necesarias para la construcción de cada una de las alternativas planteadas. Estas inversiones se han desagregado en los requerimientos de capital para la construcción del gasoducto troncal, así como para los ramales de alimentación hacia las distintas localidades a las que se ha planteado el suministro de gas natural, y para las instalaciones de compresión requeridas para el transporte de los caudales previstos.

Las inversiones están referidas al año de inicio de las operaciones del gasoducto, y se refieren a costos directos de construcción y provisión de materiales y equipos. No incluyen costos de desarrollo del Proyecto, como ingeniería, inspección y administración durante el período de construcción. Tampoco se incluyen los gastos de funcionamiento y administración de la sociedad transportista durante la etapa de explotación. Estos gastos son considerados en la evaluación económica, e incorporados al flujo de caja del Proyecto.

Los valores adoptados para la provisión de materiales y la instalación de los ductos, se basaron en los que se han podido verificar en el mercado en Argentina, así como en proyectos binacionales, como los gasoductos entre Argentina y Chile, y Bolivia y Brasil. Para ello, se consideraron tres alternativas, a saber: i) en terrenos normales se calculó a 12 dólares por pulgada y por metro; ii) en terrenos con alguna dificultad, a 13 dólares por pulgada y por metro, y iii) en terrenos complicados se tomó un costo de 15 dólares por pulgada y por metro.

Lo anterior fue considerado exclusivamente por la deducción de las condiciones del terreno, con base en la cartografía utilizada y tratando, en lo posible, de instalar el ducto en zonas donde existan caminos transitables, especialmente los acotamientos de las carreteras, respetando las distancias de seguridad y teniendo en cuenta, además, los cruces de ríos abundantes y otros obstáculos que pudieran presentarse en la obra, observables solamente a través de la cartografía. Por ello, estas estimaciones deben ser consideradas dentro de lo normalmente esperado en un estudio de prefactibilidad de estas características.

El costo de las instalaciones de comprensión, con equipos instalados, en condiciones de operación, fue considerado en base a los últimos valores reportados por las empresas de transporte de gas natural en Argentina. Su costo se ha calculado tomando como base un precio de 850 dólares por HP instalado, para equipos montados en casetas sobre bases de hormigón, incluyendo la instalación del sistema SCADA, que permite la operación a distancia.

Las estimaciones realizadas incluyen la inversión específica, de acuerdo con el criterio anteriormente detallado, en cada tramo del ducto y para cada alternativa. Esta inversión específica está definida en dólares/pulgada/metro, y la diferenciación entre los distintos tramos surgió de la observación de la cartografía analizada para la definición del trazado del gasoducto. El cuadro 3 resume las principales características de las cinco alternativas seleccionadas.

Cuadro 3
RESUMEN DE PROYECTOS DEL GASODUCTO

Proyecto	de	a	Longitud km	Inversiones			Caudal		Diámetro (pulgadas)	
				Total	Troncal	Derivaciones	Compresión	Q _{max(i)}		Q _{max(f)}
			(millones de dólares)			(miles de m ³ /día)				
1	Cd. Pemex	Panamá	2,212	1,030	796	123	111	13,514	33,047	
	Cd. Pemex	Guatemala								36
	Guatemala	Nicaragua								30
	Nicaragua	Panamá								24
2	Cd. Pemex	Costa Rica	1,522	734	543	123	68	11,126	27,955	
	Cd. Pemex	Guatemala								36
	Guatemala	El Salvador								30
	El Salvador	Nicaragua								24
	Nicaragua	Costa Rica								18
3	Cd. Pemex	Nicaragua	1,177	593	420	113	60	10,060	25,110	
	Cd. Pemex	Der. Honduras								36
	Der. Honduras	El Salvador								30
	El Salvador	Nicaragua								18
4	Cd. Pemex	El Salvador	695	441	271	111	59	8,223	22,083	
	Tenosique	Der. Guatemal								36
	Der. Guatemala	Der. Acajutla								30
										24
5	Cd. Pemex	Guatemala	567	330	214	93	23	5,585	13,216	
	Cd. Pemex	Der. Honduras								30
	Der. Honduras	Guatemala								24

Nota: Sólo se incluyen las inversiones directas.

Fuente: Cepal, estimaciones propias

IV. VIABILIDAD ECONOMICA DEL GASODUCTO

La evaluación económica de cada proyecto se efectuó tomando como base el valor presente de los flujos de fondo (principalmente inversiones, compras de gas en cabecera, ventas de gas en nodos terminales y costos de operación y mantenimiento, etcétera), durante su período de construcción y operación.

1. Estimación de los precios de compra y venta del gas natural

A fin de evaluar la rentabilidad del gasoducto, se determinó un escenario integral de precios, tanto del gas natural en Ciudad Pemex como de los combustibles a sustituir en cada uno de los países de la región. Mientras que el gas natural representa el costo de adquisición de primera mano, los costos de los sustitutos determinan el precio de venta del gas natural a los consumidores finales (*city gate*). Es importante destacar que, si bien ha sido necesario establecer los valores absolutos de los precios, el verdadero interés es la estimación del diferencial entre los precios de compra en Ciudad Pemex y los de venta al usuario en cada país.² En un gasoducto rentable, estos diferenciales deberían producir los ingresos suficientes para recuperar el monto de inversión y los costos de operación y mantenimiento, además de generar una tasa de rendimiento atractiva para el nivel de riesgo de este tipo de negocio. Esto significa suponer que, al menos en esta etapa del estudio, la empresa transportista también vendería el gas a los consumidores, integrando de esta forma la cadena gasífera.

El escenario se elaboró a partir de los precios promedio, entre julio de 1994 y junio de 1997 (36 meses). Durante este período se han presentado diversos eventos (incluida el alza extraordinaria del gas natural durante el último invierno) que simulan adecuadamente lo que pudiera presentarse durante la operación del gasoducto; además, al promediar las cifras mensuales correspondientes a tres años completos, se eliminan en buena medida los efectos estacionales.

Así, se estableció el costo de adquisición del gas natural en Ciudad Pemex en 1.63 dólares por millón de Btu (dólares/MMBtu), teniendo en cuenta el promedio de 1.98 dólares/MMBtu reportado para *Houston Ship Channel* (costo de oportunidad para México) y descontando el costo promedio diferencial de transporte, de acuerdo con las regulaciones vigentes establecidas por la CRE de México.

Los precios de los combustibles a sustituir se especificaron como los precios Platt's en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC) promedio para el citado período de 36 meses, más el costo de flete marítimo a cada país y el seguro correspondiente.³ Mediante este enfoque, el

² Además, a fin de establecer un pronóstico, es de esperarse que las diferencias entre los precios sean más estables que los precios mismos.

³ Si bien existen otras fuentes de abastecimiento para la región, utilizar únicamente la referencia USGC (y Mont Belvieu para el GLP) permite hacer simulaciones razonables para los propósitos de este estudio. Por ejemplo, los precios de los productos venezolanos están a su vez referidos al mercado USGC, en tanto que el mercado del área de Los Angeles-San Francisco reporta precios superiores a los de Houston, lo que compensa *grosso modo* la diferencia de flete para los puertos centroamericanos ubicados en la costa del Pacífico.

precio USGC de referencia para el *fuel oil* con 2% de azufre es de 2.38 dólares/MMBtu (14.98 dólares/barril), mientras que para el diesel es de 3.79 dólares/MMBtu (22.09 dólares/barril), 59% superior al primero. Por otra parte, el precio de la mezcla propano-butano (50%-50%), en el mercado Mont Belvieu de los Estados Unidos, es de 4.08 dólares/MMBtu (16.52 dólares/barril).

Conviene destacar que, al tomar la referencia USGC, se está suponiendo un abastecimiento eficiente basado en licitaciones competitivas internacionales o su equivalente, lo cual en el Istmo Centroamericano sólo ocurre en Costa Rica y algunas empresas eléctricas; el resto de las compras se pagan a precios apreciablemente mayores. Por ejemplo, los otros cinco países de la región, pagaron en promedio cerca de 9% más por sus importaciones fob de diesel, durante el período 1994 - 1996.

Para el transporte marítimo se simularon condiciones eficientes en cuanto a la capacidad de los buques y su utilización plena. La estimación de fletes se elaboró con cifras promedio de 1995 y 1996. Para Guatemala, El Salvador y Nicaragua, se supuso el abastecimiento de *fuel oil* y diesel por puertos localizados en la costa del Pacífico, con fletes encarecidos tanto por la mayor distancia recorrida como por el pago de la tarifa de cruce por el canal de Panamá; sin embargo, las importaciones guatemaltecas de gas licuado se simularon realizadas por la costa atlántica.

Para estimar los precios de venta del gas natural, se especificó en cada país una canasta de combustibles a reemplazar, constituida en forma preponderante de *fuel oil*⁴ con 2% de azufre, englobando las diferentes calidades de combustibles residuales que se consumen en la región centroamericana: el de 3% de azufre, que se usa en la mayor parte de las industrias y en la generación eléctrica con plantas de vapor, y el de menor contenido de azufre (1% principalmente), destinado a la producción de electricidad con motores de combustión interna.⁵ Si bien actualmente el *fuel oil* de mayor consumo es el de menor calidad (producido por las refinerías locales), es de esperarse que las normas ambientales para el futuro serán más restrictivas, con lo cual la referencia de 2% de azufre aquí adoptada resultaría conservadora. Los otros dos combustibles incluidos en la canasta son el diesel requerido en turbinas de gas y una fracción pequeña de GLP consumida principalmente en la industria.

La participación de los combustibles en la canasta de cada país corresponde al promedio observado en las proyecciones de los energéticos a sustituir por gas natural presentados en el capítulo I. En Honduras, El Salvador y Nicaragua el *fuel oil* (incluido el carbón) representa por lo menos 95% de la canasta, mientras que en Guatemala se reduce a 88%; en los dos países restantes esta proporción es de aproximadamente 75%, debido a la alta participación del diesel (superior al 20%) para turbinas de gas. La participación más alta del gas licuado (6%) se presenta en Guatemala (véase el cuadro 4).

⁴ El consumo de las plantas carboeléctricas establecidas en los programas de expansión de El Salvador se consideró equivalente al del *fuel oil*.

⁵ Existen diferencias significativas entre los precios de los combustibles residuales, según su calidad. En el período de 36 meses analizado, el *fuel oil* con 1% de azufre tuvo un precio promedio de 15.70 dólares por barril, 10.2%, superior al de 3% de azufre.

Cuadro 4
PRECIOS CITY GATE ESTIMADOS

	Precios CIF de los combustibles a sustituir y participación en la canasta						Precio		Diferencia	
	<i>Fuel Oil 2%S</i>		Diesel		GLP		<i>City gate</i>	<i>City gate-C. Pemex</i>		
	\$/MMBtu	Ponderador	\$/MMBtu	Ponderador	\$/MMBtu	Ponderador	\$/MMBtu	\$/MMBtu	%	
Guatemala	2.81	0.88	4.30	0.06	5.39	0.06	3.05	1.42	87	
Honduras	2.54	0.95	3.97	0.04	5.36	0.02	2.64	1.01	62	
El Salvador	2.81	0.96	4.30	0.03	6.33	0.01	2.90	1.27	78	
Nicaragua	2.80	0.74	4.29	0.23	6.30	0.03	3.24	1.61	99	
Costa Rica	2.61	0.75	4.06	0.21	5.51	0.04	3.02	1.39	86	
Panamá	2.58	0.97	4.03	0.03	5.59	0.01	2.64	1.01	62	
Precio FOB	2.38		3.79		4.08					
Precio Ciudad Pemex							1.63			
Precio <i>Houston Ship Channel</i>							1.98			

El precio *city gate* es la media ponderada entre los precios cif de los combustibles a sustituir. Las diferencias entre países se deben, por una parte, a los costos de flete marítimo, apreciablemente superiores para los puertos localizados en la costa del Pacífico y, por la otra, a la participación de cada combustible en la canasta, debido a que sus respectivos precios fob son muy diferentes. El *city gate* más alto se presenta en Nicaragua, seguido por Guatemala, Costa Rica y El Salvador. Cabe destacar que en los países antes citados el *city gate* es superior al precio Ciudad Pemex, en una cantidad que representa entre 99% y 78% de este último, mientras que en los otros países es de 62% (véase de nuevo el cuadro 4).

2. Evaluación económica de los proyectos

a) Metodología y suposiciones aplicadas

En la elaboración del análisis económico de los diferentes proyectos se consideraron las siguiente suposiciones:

i) Para la estimación de las ventas potenciales de gas natural, de acuerdo a lo expuesto en el primer numeral de este capítulo, se adoptaron los precios *city gate* definidos con anterioridad.

ii) Los diferenciales de precios entre Ciudad Pemex y cada *city gate* se mantienen a lo largo de todo el período de análisis. La factibilidad económica del gasoducto se evaluó a precios constantes en dólares estadounidenses de 1997. Esto implica que las tasas de actualización son tasas reales netas.

iii) La empresa transportista, al menos en esta etapa de los estudios, compra el gas natural en Ciudad Pemex y lo vende al precio *city gate* estimado a los usuarios finales, integrando de esta forma la cadena gasífera.

Sobre la base de estas hipótesis, y a fin de obtener los indicadores de factibilidad económica clásicos en este tipo de evaluaciones, se desarrolló para cada una de las alternativas planteadas (o Proyectos) un perfil del flujo de fondos que se obtendría durante el período 2004-2024, suponiendo que el sistema entrara en operaciones al inicio del año 2004.

Los parámetros del flujo de caja varían, entre el año 2004 y el año 2015, de acuerdo con las previsiones de crecimiento de la demanda de gas natural, y se mantienen constantes entre los años 2016 y 2024. En el rubro ingresos se incluyó la remuneración por ventas totales efectuadas en cada uno de los puntos de alimentación planteados, considerando los precios de venta *city gate* explicitados anteriormente.

En lo que respecta a los egresos, se consideró, en primer lugar, el costo de adquisición del gas natural para las necesidades cuantificadas en cada país, a un precio de compra básico establecido en 1.63 dólares/MMBtu en Ciudad Pemex. Los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones se consideraron mediante una progresión según la cual el valor presente neto de los gastos por este concepto, descontado al 12%, reproduce un valor igual al 10% del monto total de las inversiones asociadas a la alternativa que se está analizando. Esta relación ha sido empleada teniendo en cuenta la experiencia sobre explotación de gasoductos de la empresa Gas del Estado de la República de Argentina, privatizada en el año 1992.

Se han incluido gastos de funcionamiento que toman en cuenta la erogación de la empresa transportista en rubros tales como personal, reposición de equipamientos, compra de vehículos, administración, inmuebles, etc, a lo largo del período analizado. Estos gastos han sido estimados como un porcentaje del nivel de actividad de la empresa reflejado en la evolución de sus ventas. De acuerdo con los balances de los últimos años de diversas empresas transportistas de gas natural, estos gastos podrían estimarse en alrededor de un 19% del volumen de los ingresos por ventas.

De esta forma la estructura de costos del grupo económico encargado de construir y explotar el proyecto en sus distintas alternativas es, en promedio, la siguiente: i) costo de compra de la materia prima (gas natural), 73%, y ii) gastos de funcionamiento, personal, operación y mantenimiento de las instalaciones, 27%.

Finalmente, se consideraron las inversiones resultantes del proyecto de dimensionamiento técnico para cada alternativa planteada, concentradas en el año 2003, para el ducto troncal y para los correspondientes ramales de alimentación, y en las fechas determinadas en el proyecto técnico para las instalaciones de compresión. Se consideraron además los costos correspondientes al desarrollo del proyecto de ingeniería y los gastos de administración del proyecto. Asumiendo que la construcción de las obras se extiende durante un período de cuatro años, se repartieron las inversiones a lo largo de dicho período en forma lineal, a fin de poder estimar un monto probable de intereses durante la construcción –denominados intereses intercalares– a un costo de oportunidad del 12% del capital invertido cada año.

La diferencia entre los ingresos totales por ventas y los egresos permite calcular el flujo de caja del Proyecto antes de impuestos. La presente evaluación no toma en cuenta los eventuales impuestos sobre la renta que pudieran gravar las utilidades brutas del proyecto, en los diferentes puntos de llegada. Esta simplificación obedece al grado de detalle bajo el cual se está analizando esta etapa del proyecto. En función del flujo de caja para cada alternativa, se calculó la Tasa Interna de Rendimiento (también denominada bajo la abreviatura ROI: *Return of Investment*) de los proyectos evaluados.

b) Resultados

La evaluación económica arrojó los siguientes resultados para cada una de las alternativas (véanse el cuadro 5 y el gráfico 4).

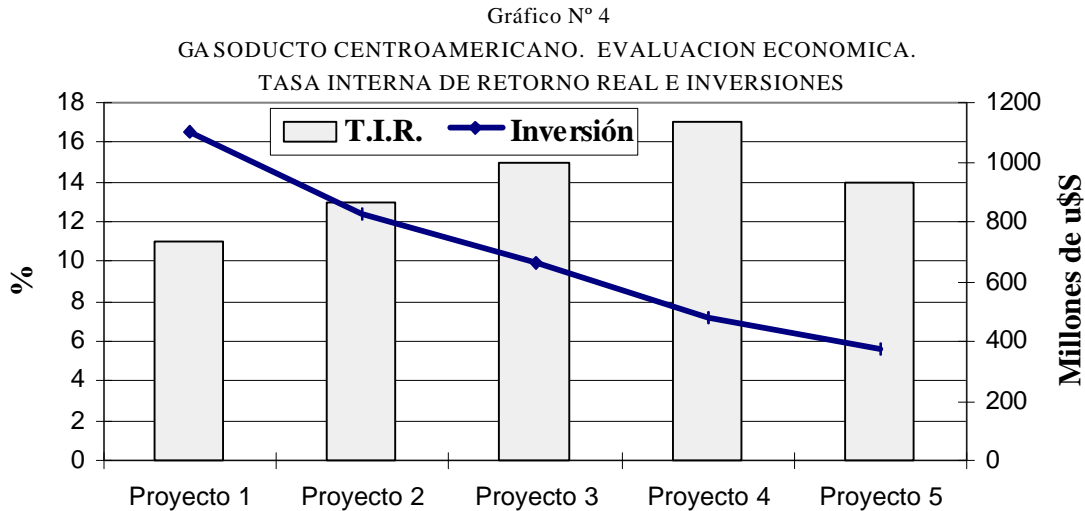
Cuadro 5

CLASIFICACION DE LOS PROYECTOS

Proyecto	Tasa Interna de Rendimiento Real (ROI)
Ciudad Pemex-El Salvador	16.3%
Ciudad Pemex-Nicaragua	14.2%
Ciudad Pemex-Guatemala	13.7%
Ciudad Pemex-Costa Rica	12.7%
Ciudad Pemex-Panamá	9.4%

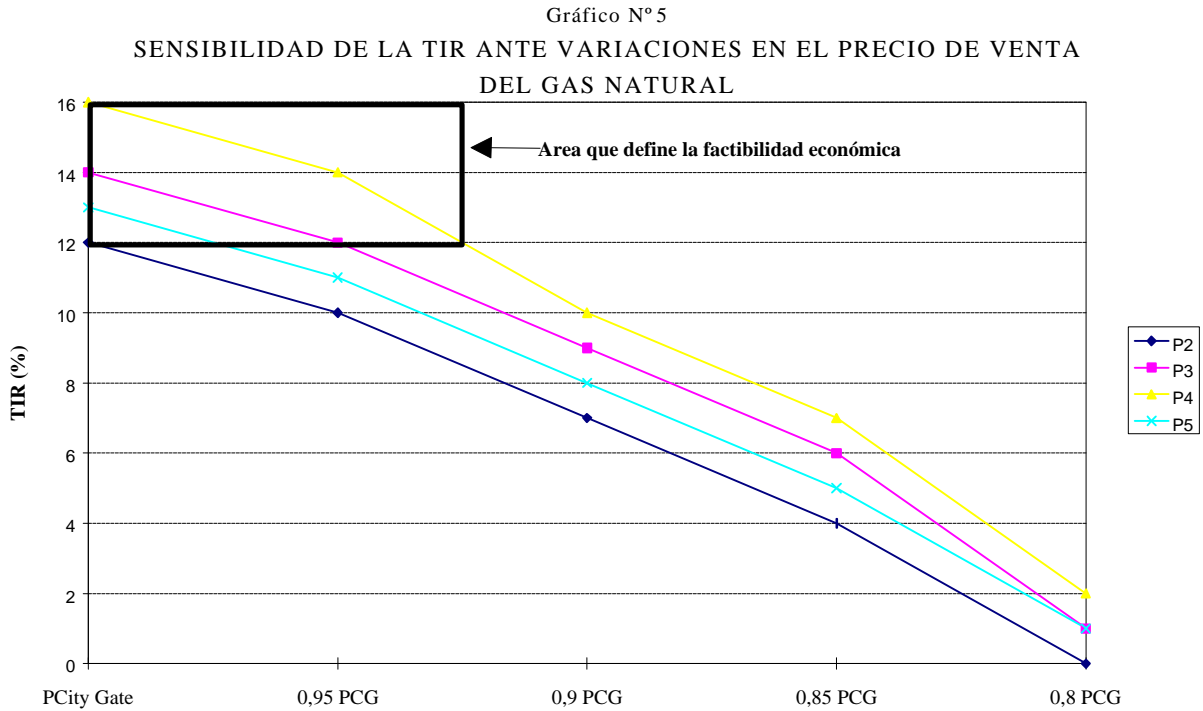
Con el actual grado de detalle de los estudios realizados, puede destacarse como primera conclusión, que aun cuando se utilizaron hipótesis optimistas para los precios de venta del gas natural en cada uno de los puntos de alimentación, por cuanto se supuso un precio equivalente al precio de sustitución, efectivamente el proyecto 1, que considera la construcción de un gasoducto entre Ciudad Pemex y Panamá, no resulta económicamente factible y, por lo tanto, en esta etapa debe ser descartado.

En segundo lugar, los proyectos 2 al 5 presentan distintos niveles de rentabilidad. En estos casos, si se plantea como variable de decisión que el punto de corte para declarar la viabilidad económica del Proyecto (siempre con el grado de profundidad que presentan actualmente los estudios), es una Tasa Interna de Rendimiento del 12%, los cuatro proyectos, en distintos niveles, merecerían continuar siendo estudiados y avanzar en el grado de maduración del Proyecto.



c) **Sensibilidad de la tasa interna de rendimiento a variaciones en el precio de venta en *city gate***

De acuerdo con los resultados obtenidos, se analizó su sensibilidad a las variaciones en el precio de venta para los proyectos 2 al 5, descartando el gasoducto que llega hasta Panamá (véase el gráfico 5). En el rectángulo superior izquierdo queda limitada el área que ha sido fijada como aquella donde, ante distintos precios de venta en *city gate* del gas natural, cada una de las alternativas mantiene una rentabilidad mayor o igual al 12%.

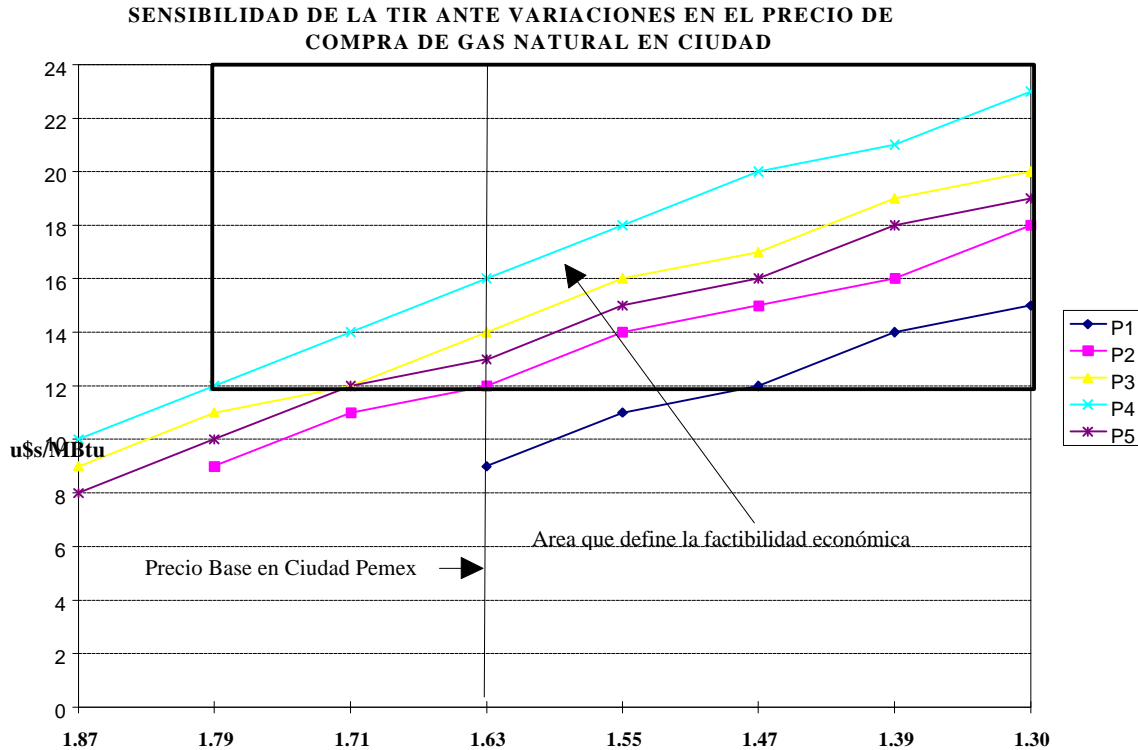


La primera situación que se destaca es que el proyecto de gasoducto hasta Costa Rica no admitiría disminuciones en los precios *city gate* en ninguno de los puntos de alimentación considerados, ya que menores precios de venta, manteniendo el resto de los parámetros inalterados, harían descender su rentabilidad por debajo de los límites admitidos. El proyecto de gasoducto a Guatemala admite disminuciones en los precios de venta en los puntos de suministro, de hasta el 3%. En el caso del proyecto hasta Nicaragua, los menores precios admisibles llegarían hasta 0.96 del precio *city gate*. En el proyecto de mayor rentabilidad, es decir hasta El Salvador, estas disminuciones podrían llegar hasta 0.93 de los mencionados precios.

d) Sensibilidad de la tasa interna de rendimiento ante variaciones en el precio de compra en Ciudad Pemex

En el gráfico 6 se presenta la sensibilidad de la tasa interna de rendimiento de cada uno de los proyectos analizados, ante cambios en el precio de compra del gas natural en Ciudad Pemex. Para ello se simuló variaciones entre -20% y +15%.

Gráfico N° 6



En el recuadro superior derecho es posible apreciar el área que marca la factibilidad económica, definida por una rentabilidad de la inversión mayor o equivalente al 12%. El gasoducto hasta Panamá ingresa en esta área cuando el precio de adquisición en Ciudad Pemex es menor o igual a 1.47 dólares/MMBtu; esto implica que para precios de este orden este proyecto es económicamente factible.

El proyecto de mayor rentabilidad, el gasoducto que llega hasta El Salvador, deja de ser económicamente viable para precios de compra en Ciudad Pemex superiores a 1.79 dólares/MMBtu. Por otra parte, el gasoducto hasta Nicaragua deja de ser económicamente factible para precios de compra superiores a 1.71 dólares/MMBtu. En el mismo caso estaría el proyecto que ha sido definido hasta Guatemala.

e) Sensibilidad a la fecha de inicio de operaciones del proyecto

Con objeto de efectuar comparaciones homogéneas entre las alternativas planteadas, se supuso en el caso base que todos los proyectos iniciarían sus operaciones en el año 2004, fecha en que todos los países podrían ser alimentados por el gasoducto. Sin embargo, en función de los resultados obtenidos en la evaluación económica, se consideró conveniente analizar el impacto sobre la rentabilidad de un inicio de operaciones anticipado para los proyectos más atractivos. Para ello se tomaron los estudios de la demanda efectuados, verificando que Guatemala y Honduras presentarían

posibilidades de consumir gas natural a partir del año 2001, mientras que El Salvador y Nicaragua podrían hacerlo a partir de los años 2002 y 2003, respectivamente.

En función de ello se recalcularon los flujos de caja de los proyectos 3, 4 y 5, suponiendo que iniciaran sus operaciones a partir del año 2001. En general, se observa una caída de las rentabilidades, entre 1% y 2%, dado que al adelanto de las inversiones no está compensado por un volumen de ventas que mejore la ecuación económica general de la alternativa estudiada. Esto es así porque la demanda potencial que se va incorporando crece gradualmente con el transcurso del tiempo y, por lo tanto, en los primeros años las ventas no alcanzarían a cubrir las erogaciones por inversiones.

V. EVALUACION FINANCIERA DEL GASODUCTO

Con base en los análisis económicos se realizó la evaluación financiera de los tres gasoductos que mostraron una mayor tasa de rentabilidad económica, es decir, los que llegan a El Salvador, Nicaragua y Guatemala, respectivamente.

1. Características del financiamiento

a) Estructura financiera

La estructura financiera de los proyectos ha sido planteada como una iniciativa de empresas privadas. Para que el proyecto pueda instrumentarse más rápidamente, es necesario que el grupo inversionista tenga una amplia y reconocida experiencia internacional en la construcción y operación de obras de este tipo. La presencia de actores con capacidad empresarial y técnica suficientes aportaría claras estrategias de adquisición de equipos y materiales, así como procedimientos contractuales para la gestión comercial con experiencias concretas ya realizadas.

Se ha asumido que el grupo inversionista realizaría las siguientes operaciones comerciales:

i) Compra de gas natural a Pemex-Gas en Ciudad Pemex. Congruente con la evaluación económica, se ha supuesto que los precios en Ciudad Pemex representan el precio de adquisición de primera mano del gas natural.

ii) Venta de gas natural. Se realizaría a precios *city gate*, principalmente a generadores eléctricos privados (aproximadamente 80% de la demanda potencial estimada), mediante contratos del tipo *take or pay*, en cualquiera de sus variantes, de una duración similar al período de evaluación del proyecto (20 años).

El desarrollo de la estructura financiera ha sido considerado sobre la base de un *Project Finance*, mediante el cual se constituye una nueva compañía dedicada exclusivamente a la construcción y explotación del gasoducto, sin otros activos que los asignados a estas instalaciones, ni otros antecedentes de explotación o clasificación crediticia. El capital social de esta nueva compañía sería aportado por las empresas asociadas, en la misma proporción de su participación accionaria. El financiamiento requerido se complementaría con créditos obtenidos principalmente en el mercado de capitales.

En estos casos, los inversionistas y prestamistas analizan exclusivamente el flujo de caja del proyecto para el repago del principal y de los intereses, calculando el rendimiento de la inversión sobre el *equity* aportado (ROE: *Return on Equity*). El otro indicador analizado a fin de poder determinar la factibilidad financiera, es el denominado “indicador de cobertura de deuda” (*Debt Coverage Ratio*), definido como la proporción que representa el resultado operativo anual del proyecto (ingresos menos egresos), con respecto a los pagos por concepto de capital e interés del préstamo cada año. Normalmente esta relación debe ser superior a 1.3, cifra que puede ser especialmente admitida por organismos de crédito multilaterales o agencias de cooperación y desarrollo, para todos los años del

período analizado. La banca comercial normalmente prefiere niveles de cobertura iguales o superiores a 1.5.

El monto exacto del capital social que se aporta depende esencialmente de los riesgos que perciban las instituciones financieras, en función de las características del proyecto y del país (o los países) que se encuentre involucrado en él. En el presente estudio se ha simulado, para cada alternativa, un aporte de capital social tal que haga posible garantizar niveles aceptables de cobertura de la deuda. Sin embargo, es conveniente aclarar que la experiencia ha demostrado que estos aportes superan generalmente el 25% de la inversión directa total.

b) Impuestos y aranceles

Los impuestos y aranceles tienen un efecto determinante en la rentabilidad del proyecto y, por consiguiente, en su viabilidad económica y financiera. La compañía propietaria del proyecto se estructuraría de forma tal que minimice el impacto de los impuestos que gravan localmente su actividad, tomando toda ventaja o concesiones posibles en materia impositiva. Si bien los intereses sobre la deuda representan un costo financiero que posibilita disminuir el pago de impuestos sobre las ganancias, normalmente los impuestos se trasladan íntegramente al precio de venta del gas natural.

Generalmente los impuestos a las ganancias que gravan a las compañías propietarias del proyecto en su país de origen pueden ser acreditados a la empresa propietaria local, hasta el límite permitido por la legislación vigente en los países vinculados al gasoducto. Las tasas que exceden estos límites pueden usualmente ser acreditadas a los resultados de un número determinado de años subsiguientes. Este costo adicional normalmente se toma en cuenta al momento de fijar los precios de venta del gas natural y, consecuentemente, afectará la viabilidad del proyecto, en caso de alcanzar valores que superen los de los combustibles que se pretende substituir en cada país analizado.

Los derechos de aduana para el equipamiento de importación vigentes al momento de la construcción del gasoducto, son pagados por el proyecto y deben ser tomados en cuenta en su flujo de caja. Desde la perspectiva del país receptor de las instalaciones a construir, es de suma importancia asegurar que todos los actores en este mercado estén sujetos a los mismos gravámenes. Esta equiparación es esencial para establecer un régimen de competencia entre distintos tipos de combustibles, a fin de asegurar una sustitución económica que no se vea afectada por decisiones exógenas al marco del propio mercado en el cual todos puedan competir en igualdad de condiciones.

2. Evaluación financiera de las alternativas seleccionadas

En función de los resultados obtenidos de la evaluación económica, se tomaron los proyectos con tasas internas de rendimiento más atractivas. Para ellos se adoptó una estructura de financiamiento del tipo *Project Finance* y se supuso el montaje de un esquema de financiamiento elemental, a fin de comprobar si la utilización de herramientas financieras permiten obtener, por un lado, rentabilidades sobre el capital propio invertido, compatibles con las expectativas y el riesgo que presenta un proyecto de este tipo en la región y, por el otro, que el perfil financiero del proyecto sea factible y admita condiciones de financiamiento que confirmen dichos rendimientos.

Para poder calcular el rendimiento del capital invertido se consideró que una parte de la inversión corresponde a aporte de capital del inversionista, obteniéndose el saldo restante por medio de un financiamiento a 15 años, a una tasa de interés nominal del 9% anual sobre saldos. El grupo inversionista deberá pagar el crédito, así como las respectivas comisiones de apertura (por un monto del 1% sobre el total del préstamo) y de compromiso (por el 0.75% sobre dicho monto).

Para lograr el cumplimiento de la restricción sobre el índice de cobertura de la deuda, se elaboró un esquema de crédito hipotecario (*Mortgage Loan*) mediante el cual el pago total del servicio de la deuda en cada período es constante, ya que la amortización del principal crece en una magnitud igual a la disminución del pago de intereses. De esta forma se logra reducir las erogaciones por pago del préstamo en los primeros años, frente a un sistema de amortizaciones iguales del principal, a fin de alcanzar un indicador de cobertura de deuda admisible para la banca.

Los análisis efectuados tanto para la factibilidad económica como financiera, no incluyeron el componente impositivo, como se ha mencionado. Por los acuerdos contenidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central (TMMEAC), podría esperarse un tratamiento semejante para este proyecto.

Teniendo en cuenta que las tasas de financiamiento planteadas como hipótesis son nominales, el flujo de caja financiero de las alternativas analizadas se efectuó a precios corrientes en dólares estadounidenses, asumiendo una tasa de inflación en los Estados Unidos de América del 2.5% durante el período bajo análisis. De esta forma, los rendimientos sobre el *equity* obtenidos son nominales. Para que estos valores sean comparables con los obtenidos en la evaluación económica, se han calculado los ROE reales, utilizando la expresión $(1 + ROE_{real}) = (1 + ROE_{nom}) / (1 + \text{tasa inflación})$.

Los resultados del análisis se han obtenido partiendo de las hipótesis básicas de la evaluación económica, sin tener en cuenta variaciones en el precio de venta del gas natural o en el precio de compra en Ciudad Pemex, o variaciones en la fecha de entrada en operaciones. En el cuadro 6 se muestran los resultados obtenidos en los escenarios planteados para la evaluación financiera, clasificados en función de las rentabilidades obtenidas, y del índice de cobertura de la deuda. Es importante destacar que el desarrollo actual de los estudios hace posible clasificar los proyectos en función de su atractivo económico y financiero, sin por ello emitir un juicio definitivo acerca de la mejor alternativa a elegir.

Cuadro 6

EVALUACION FINANCIERA. RESUMEN DE LOS RESULTADOS.

Proyecto	Equity (%)	Préstamo (%)	ROE nominal (%)	ROE real (%)	DCR a/
Nº4: El Salvador	50	50	23.2	20.2	> 1,5
	40	60	24.8	21.8	> 1,2
Nº 3: Nicaragua	50	50	20.2	17.3	> 1,4
	40	60	21.3	18.3	> 1,1
Nº 5: Guatemala	50	50	19.3	16.4	> 1,3
	40	60	20.3	17.4	> 1,1

a) DCR: Debt Coverage Ratio. Se incluyó solamente el correspondiente al primer año de las operaciones, dado que en los años siguientes esta relación es continuamente creciente.

Finalmente, se debe destacar que la determinación de la tasa de rendimiento mínima atractiva para los inversionistas, con la cual se compararían los indicadores calculados, depende del nivel de riesgo del proyecto. Un análisis de este tipo está fuera de los alcances del presente estudio.⁶ No obstante, riesgos de tipo técnico, comercial, regulatorio y políticos podrían ser fuentes potenciales de cambio, a favor y en contra, en las suposiciones acerca del comportamiento futuro de los parámetros que inciden en la rentabilidad.

⁶ Un análisis de rentabilidad aún más poderoso, desarrollado en años muy recientes para proyectos sujetos a alta incertidumbre, como son los energéticos, está basado en la aplicación de la teoría de valuación de opciones financieras en proyectos reales (*real options*). Este enfoque permite determinar el valor que tienen diferentes opciones, tales como diferir el proyecto, realizarlo en etapas, abandonarlo, entre otras. Para una etapa posterior de este estudio se recomienda la aplicación de esta nueva manera de analizar las decisiones de inversión.

VI. IMPACTOS DE LA ENTRADA DEL GAS NATURAL EN AMERICA CENTRAL

El consumo de gas natural tendría ventajas innegables para los países del Istmo Centroamericano. En primer lugar, de tipo ambiental, pues su combustión genera escasos contaminantes y es el combustible más limpio al alcance del consumidor final. En segundo lugar, de tipo energético, al propiciar directa o indirectamente una mayor eficiencia en la cadena de abastecimiento, transformación y consumo de energía. También deben agregarse las ventajas a nivel macroeconómico.

1. Impactos ambientales

Por su naturaleza y envergadura, el proyecto de gasoducto México-Istmo Centroamericano tendría efectos, tanto positivos como negativos. A continuación se mencionan los principales.

a) Durante la construcción

Como cualquier proyecto de construcción, la instalación de un gasoducto causa disturbios ambientales; sin embargo, ello es temporal. Una vez que el gasoducto yace bajo tierra, la mayor parte de la superficie puede restaurarse. Por lo general, el terreno se recupera dentro de los tres primeros años después de la construcción del gasoducto.

Con una longitud total de más de 2,200 km y 18 de ancho, el trayecto previsto para el gasoducto atravesaría selvas, bosques, pantanos, ríos, lagos, montañas, colinas y planicies. Las dificultades en la construcción son variadas, así como las medidas previstas para mitigar los efectos en cada una de esas zonas. El transportista debe trabajar en estrecha colaboración con expertos en diversas disciplinas, como la ingeniería ambiental, la biología y la arqueología, con la finalidad de preservar el ambiente, la vida silvestre y los sitios históricos descubiertos durante los estudios de factibilidad.

Entre los efectos más importantes durante esta etapa se identifican los siguientes: pérdida del hábitat y de organismos vivos a lo largo del derecho de vía y en las estaciones de compresión; ampliación del acceso a zonas silvestres; erosión, escurrimiento y sedimentación; movimientos de tierra para los caminos de acceso a las instalaciones; alteraciones del medio hídrico; cambios o pérdida en el uso de la tierra; creación de barreras a la movilidad de seres humanos y de la fauna; e incremento del tráfico debido a la construcción.

b) Durante la operación

De acuerdo con las estadísticas internacionales, el método más seguro para transportar energía es un gasoducto. No obstante, si los ductos sufren daños pueden ser la causa de incendios y explosiones, por lo que es importante definir normas adecuadas de diseño, operación, mantenimiento y seguridad. Se debe buscar minimizar el riesgo de accidentes durante la vida útil de los gasoductos, a fin de garantizar la protección de los habitantes y del medio natural.

La normatividad sobre las especificaciones técnicas de los gasoductos es un tema complejo y delicado. Definir normas nacionales en ese campo es una tarea ardua y costosa, no recomendable para los países que comienzan a consumir gas natural. La alternativa que han seguido muchos países, incluso México, es pedir al propio transportista que proponga un conjunto de normas basadas en sistemas reconocidos internacionalmente, y definidos por las grandes asociaciones de industriales en el ramo. Entre las normas más reconocidas se pueden citar las de ASME, AGA o NASE. Es importante garantizar que el transportista ponga en práctica las tecnologías más modernas en materia de revestimiento, protección catódica, mitigación del SCC (*Stress Corrosion Cracking*), entre otras.

c) Por cambio de combustible en centrales termoeléctricas

La introducción del gas natural en el parque de generación de electricidad de América Central permitiría reducir la participación del subsector en la emisión de contaminantes. La magnitud de dicha reducción puede calcularse, considerando un conjunto de factores de emisión por combustible establecidos por la Organización Mundial de la Salud y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Dichos factores se aplicaron a los consumos de combustibles resultantes de los planes de expansión de la generación eléctrica, contemplados en los dos escenarios, con y sin gas natural. En el cuadro 7 se presentan los resultados, tomando en cuenta los años inicial y final de la simulación.

Cuadro 7
EMISIONES DE LAS CENTRALES ELECTRICAS EN AMERICA CENTRAL EN 2001Y 2015

	2001	2015				
	<i>Emisiones (toneladas)</i>	<i>Escenario base</i>		<i>Escenario gas natural</i>		<i>Reducción de emisiones usando gas natural</i>
		<i>Emisiones (toneladas)</i>	<i>Incremento (%)</i>	<i>Emisiones (toneladas)</i>	<i>Incremento (%)</i>	
Partículas	10,700	75,847	608	10,509	-2	-86.1
SO ₂	5,840	23,253	298	8,643	48	-62.8
NO _x	30,159	93,136	209	80,228	166	-13.9
HC	439	1,394	218	285	-35	-79.6
CO	1,603	4,999	212	2,475	54	-50.5
CO ₂ (Mt de C)	2.26	6.85	203	4.65	106	-32.1

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

d) Producción industrial

La sustitución de *fuel oil* y gas licuado por gas natural en la industria manufacturera también tendría un efecto ambiental positivo. Utilizando los factores de emisión por combustible establecidos por la OMS y el PNUMA, así como los resultados obtenidos en el capítulo I sobre el volumen potencial de *fuel oil* y gas licuado sustituible por gas natural en los procesos industriales, se han establecido dos escenarios de emisiones: el primero supone la continuación de la tendencia actual de usar productos derivados del petróleo y, el segundo, una sustitución de esos combustibles por gas natural. Los resultados se presentan en el cuadro

8. Se toman en cuenta únicamente los años 2001, cuando se podría iniciar la sustitución entre combustibles, y 2015, que es el último del período de simulación.

Cuadro 8
EMISIONES DERIVADAS DEL CAMBIO DEL COMBUSTIBLES EN EL
INDUSTRIAL DE AMERICA CENTRAL EN 2001 Y 2015

	2001	2015				
		<i>Escenario base</i> (consumo de fuel oil y gas licuado)		<i>Escenario gas natural</i> (sustitución de fuel oil y gas licuado por gas natural)		<i>Reducción de emisiones substituyendo fuel oil y gas licuado por gas natural</i> (%)
		<i>Emisiones</i> (toneladas)	<i>Incremento</i> (%)	<i>Emisiones</i> (toneladas)	<i>Incremento</i> (%)	
Partículas	220	3,067	1,296	444	102	-85.5
SO ₂	141	1,990	1,308	1,306	825	-34.3
NO _x	601	8,276	1,277	4,703	682	-43.2
HC	29	399	1,291	78	173	-80.3
CO	45	601	1,251	418	839	-30.5
CO ₂ (Mt de C)	0.09	1.15	1,220	0.84	858	-27.4

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

2. Efectos en la utilización de las refinerías

Cada país de la región cuenta con una refinería de tipo *hydroskimming* (excepto Honduras que cerró su planta en 1992), las cuales permiten la destilación del crudo y el tratamiento de destilados, pero no la desintegración de productos residuales (salvo una unidad de craqueo térmico moderado en Costa Rica, que será mejorada). La mayor de estas refinerías se encuentra en Panamá; con una capacidad de proceso de 60,000 barriles por día realiza grandes exportaciones de productos, especialmente pesados, aprovechando su localización estratégica en el Canal. El resto de las refinerías centroamericanas tiene una capacidad de entre 14,000 y 19,000 barriles diarios y enfrenta una demanda interna de combustibles de magnitud muy superior y con una estructura por productos muy diferente a la posible de obtener con refinerías de baja complejidad.

Debido a que el gas natural sustituiría principalmente al *fuel oil*, combustible que actualmente representa una baja participación en la demanda de hidrocarburos en la región, se analizó el grado de utilización futuro de las refinerías locales ante la presencia de un gasoducto, simulando la operación de las plantas para satisfacer la demanda de *fuel oil* no sustituido (cementeras, centrales eléctricas próximas a retiro, etc.).

Durante los últimos cinco años las refinerías de la región han trabajado con un factor de planta de entre 80% y 90%. Aun con la introducción del gas natural, la planta de Guatemala tendría un mercado interno suficiente para utilizar el total de su capacidad de procesamiento de crudo. Esto se debe tanto a que el consumo actual de residuales es muy grande, como a que las centrales eléctricas de Escuintla no se convertirían para usar gas natural (serán retiradas en el año 2009). Durante los primeros años de la operación del gasoducto, la refinería de El Salvador podría operar a la mitad de su capacidad, aumentándola en forma

gradual en el futuro, sin considerar el consumo de un productor privado de electricidad que importa directamente su combustible y cuenta con terminales de almacenamiento de reciente construcción. Los mayores efectos del gas natural se presentarían en Nicaragua: entre el segundo y el quinto años de operación del ducto la refinería operaría a un 30% de su capacidad, mejorando muy lentamente en el futuro, sin rebasar el 40%. En Costa Rica estos porcentajes son apenas ligeramente superiores, debido principalmente a que se está ampliando en dos tercios la capacidad de refinación; sin embargo, si se considera que se mantiene en el futuro la misma exportación de 2,400 barriles diarios de productos pesados realizada entre 1995 y 1996 a compradores fuera de la región, el factor de utilización de la refinería aumentaría a 75% en el 2005 y a 83% cinco años después.

3. Beneficios macroeconómicos

La introducción del gas natural en América Central tendría beneficios macroeconómicos importantes. Entre ellos, podrían mencionarse:

a) Mejoramiento de la balanza comercial

La sustitución de combustibles líquidos del petróleo por gas natural tendería a reducir la factura de hidrocarburos de los países, mejorando con ello la balanza comercial, gracias al menor precio relativo del gas. Sin embargo, la cuantificación de esta mejoría sólo se podrá realizar cuando se conozca el precio final de venta del gas, el cual será fijado durante las negociaciones entre la empresa proveedora y la empresa transportista.

b) Incremento de la inversión privada

La ejecución del proyecto aumentaría los niveles de participación privada en la región. Para tener una idea de la magnitud de esta inversión, y tomando como ejemplo el gasoducto hasta El Salvador, con una inversión de 395 millones de dólares estadounidenses (no incluye el tramo en territorio mexicano), dicho monto representaría el 33% de la inversión total privada promedio de los años 1994 y 1995 en Guatemala, Honduras y El Salvador. Suponiendo dos años de construcción de dicho gasoducto a El Salvador, esta cifra implicaría ingresos en la cuenta de capital de aproximadamente 200 millones de dólares por año en el conjunto de los tres países mencionados, beneficiándolos con un incremento en el nivel de empleo, así como con el correspondiente aumento de los ingresos y la repercusión secundaria sobre las actividades económicas.

Al provenir del extranjero los recursos monetarios para la inversión, no existirían presiones en el sistema financiero interno de dichos países. Por otro lado, la disponibilidad de gas natural fomentaría la participación de nuevos actores privados en la industria eléctrica, ante la posibilidad de utilizar las nuevas tecnologías, altamente eficientes, de corto período de construcción y de bajas inversiones.

c) Mejoramiento en la competitividad de la industria con alto consumo de combustibles

El suministro de gas natural en la región mejoraría la competitividad de la industria eléctrica, ya que permitiría la utilización de tecnologías de producción de electricidad con mayores rendimientos, tales como ciclos combinados. Ello, aunado a la utilización de un combustible con un menor precio relativo, resultaría en precios más competitivos de la electricidad, lo cual a su vez beneficiaría las actividades productivas de la región y a la sociedad en general. Por su parte, la industria manufacturera, especialmente aquella con altos consumos de combustibles, mejoraría su competitividad, al tener menores costos de producción derivados de la utilización del gas natural.

d) Diversificación de las fuentes energéticas

La entrada del gas natural en la región diversificará las fuentes energéticas utilizadas, reduciendo la alta dependencia de los derivados del petróleo. Sin embargo, esta diversificación viene acompañada del aumento en el riesgo del abastecimiento del gas natural, al depender de un solo suministrador, ya que no se ha contemplado el suministro alternativo de gas natural licuado, por las altas inversiones requeridas.

4. Implicaciones del cambio de combustibles en dispositivos industriales

Las principales implicaciones del cambio de combustibles en generadores de vapor, turbinas de gas y motores de combustión interna se resumen a continuación:

a) Generadores de vapor

El combustible a utilizar es un parámetro básico para el diseño de hogares de los generadores de vapor. El tipo de combustible es importante ya que cada uno tiene características propias de combustión, tales como los requerimientos de aire teórico y de exceso de aire, así como los contenidos de hidrógeno, contaminantes y cenizas; además, los combustibles difieren en sus necesidades de manejo y acondicionamiento. La sustitución de *fuel oil* por gas natural tiene las siguientes implicaciones:

i) En centrales termoeléctricas. Por una parte, se reduce la eficiencia en el proceso de producción de vapor, debido principalmente al mayor contenido de hidrógeno que tiene el gas. Por otra parte, al dejar de usar *fuel oil* aumentaría la eficiencia ya que no será necesario destinar vapor para el precalentamiento del combustible que se realiza para facilitar el bombeo, o para el precalentamiento del aire, la atomización del combustóleo (el factor más importante) y el soplado del hollín de las superficies de transferencia de calor. Sin embargo, al usar gas natural es necesario aumentar el aire requerido para la combustión, lo cual exigirá mayor potencia en los ventiladores. En conjunto se prevé un aumento promedio neto de eficiencia de 1.7%.

ii) En la industria. En las calderas de vapor industriales se produce vapor saturado, no sobrecalentado, como en el caso de las de uso termoeléctrico. Las pérdidas por radiación son mucho mayores, no cuentan con precalentadores de aire-vapor ni con precalentadores regenerativos. En ocasiones también carecen de economizador y la temperatura de gases de salida es mucho mayor. En

consecuencia, su eficiencia es menor. Además, si se sustituye el combustible tradicional por gas natural, la eficiencia en la generación de vapor se reducirá en cerca de 4%, casi el doble que en las centrales termoeléctricas.

b) Turbinas de gas

El consumo térmico unitario mejora en aproximadamente 0.9% y la generación eléctrica bruta aumenta 2.2%. Sin embargo, debido a que se requiere la utilización de un compresor para proporcionar las condiciones de presión del gas en la cámara de combustión, se tendría un incremento en el consumo de los auxiliares, de aproximadamente 21%. Este consumo adicional haría que, al cambiar a gas, el aumento de la generación eléctrica neta fuera de 2%.

c) Motores de combustión interna

En este caso es más difícil generalizar, dado que los resultados dependerán del diseño de los motores. Aunque existen algunos motores muy modernos que manejan indistintamente gas o diesel, no siempre es razonable pensar en la conversión de los equipos existentes pues ello significaría transformarlos en equipos físicamente muy diferentes pero con el mismo principio termodinámico.

VII. ASPECTOS INSTITUCIONALES

El desarrollo del gas natural en América Central exigiría una agenda de tareas para los gobiernos de la región, así como seleccionar la estructura institucional más adecuada a las especificidades del suministro y a las de la propia industria del gas natural.

1. Especificidades del suministro de gas natural

Las especificidades del gasoducto que conectaría la principal zona productora de gas natural en México con los centros consumidores en el Istmo Centroamericano, derivan fundamentalmente de la monopolización de la oferta, las características de la demanda y la debilidad institucional.

a) **Oferta monopolizada**

Pemex detenta el monopolio de la producción de gas natural en México y no se prevé que esta situación cambie en los próximos años. Abastecer al Istmo Centroamericano a partir de Estados Unidos no es técnicamente viable con la infraestructura existente. En esas condiciones, Pemex se yergue, a corto y largo plazos, como el único proveedor de gas natural al norte de América Central. Ello implica que no habría condiciones de competencia en la oferta.

b) **Demanda poco densa en cada país pero significativa en su conjunto**

Toda construcción de un gasoducto a gran distancia exige una demanda inicialmente importante y en rápida expansión. En el caso de América Central, el punto óptimo en base a las hipótesis de este estudio se obtiene si participan al menos tres países: Guatemala, Honduras y El Salvador. En consecuencia, la viabilidad del proyecto está condicionada a un esfuerzo común; los países de la región deberían ponerse de acuerdo en aspectos esenciales como las modalidades de comercio e intercambio de ese energético, así como de regulación. Además, como la demanda está concentrada en el subsector eléctrico, las empresas eléctricas están llamadas a desempeñar un papel central en las negociaciones de contratos de abastecimiento necesariamente de largo plazo.

c) **Debilidad institucional**

Las instituciones de la región tienen muy poca experiencia en materia de gas natural, trátase de aspectos técnicos, normativos o regulatorios. Por razones evidentes, los recursos humanos preparados para las tareas pertinentes en ese campo son pocos o nulos. La introducción de ese energético en América Central requeriría el diseño y puesta en práctica de una estrategia que adapte y fortalezca las instituciones existentes, a fin de que los beneficios potenciales derivados del consumo de gas natural se lleguen a concretar.

2. Modelos alternativos para el gasoducto regional

Entre los modelos posibles, tres de ellos podrían aplicarse al caso de América Central:

a) **Escenario A: gasoducto no regulado**

En el primer escenario, las compañías eléctricas del Istmo, asociadas en un consorcio, negocian con Pemex un contrato de abastecimiento de largo plazo. Con base en ese contrato que garantiza un flujo de efectivo de varios miles de millones de dólares, se busca una compañía que construya un ducto para transportar el gas, desde Ciudad Pemex, hasta los diferentes puntos de consumo. Para ello, el consorcio realiza una licitación internacional y escoge a quien cumpla con las especificaciones técnicas y proponga la oferta económica más atractiva. Hasta aquí, se trata de una transacción comercial privada y la autoridad regulatoria interviene sólo para hacer respetar las normas técnicas y ambientales.

Una variante de este escenario se refiere al caso en que las propias empresas consumidoras se encarguen de la construcción y administración del ducto. Se trata entonces de un gasoducto de autoabastecimiento, como los que construyen actualmente en México las compañías Arancia, SIAN y Gas Industrial de Monterrey, bajo un permiso de “transporte para usos propios” otorgado por la CRE.

b) **Escenario B: gasoducto con acceso a terceros**

El segundo escenario es igual que el primero, pero con un elemento adicional: la autoridad regulatoria decide aplicar el principio de acceso abierto a la capacidad excedentaria, es decir, la obligación del transportista de transportar gas por cuenta de terceros, por ejemplo, para empresas de la industria del vidrio o de alimentos. En ese caso, la autoridad interviene para regular la capacidad del gasoducto no utilizada por el consorcio eléctrico. En efecto, como se trata de un gasoducto nuevo que se llenará gradualmente, existirá una capacidad de transporte no utilizada, cuyo volumen será igual a la diferencia entre la capacidad técnica del ducto y aquella reservada por el consorcio eléctrico. En ambos casos, la capacidad disponible podría ser aprovechada por terceros.

La autoridad regulatoria interviene para que el acceso a terceros se efectúe en condiciones no discriminatorias, así como para fijar las tarifas, y los términos y condiciones de los contratos de transporte. Por reglamento, la integración vertical entre transportista y comercializador estaría prohibida. Un ejemplo de este escenario es el gasoducto que se encuentra actualmente en construcción, para suministrar gas natural a las centrales eléctricas de la península de Yucatán, desde Ciudad Pemex. Otro ejemplo es el gasoducto que abastecerá a la central de generación Samalayuca, en el estado de Chihuahua, en México, desde los Estados Unidos.

c) **Escenario C: gasoducto con esquema monopólico inicial y desregulación gradual**

En el tercer escenario, la compañía transportista es el actor protagónico. Por un lado, negocia contratos de largo plazo con las empresas eléctricas y los grandes consumidores industriales. Por el otro, negocia un contrato con Pemex para la adquisición del gas. La existencia de esos contratos permite conseguir el financiamiento requerido para la obra. Como su posición monopólica se ve reforzada al ser

dueño del ducto y del producto, la autoridad interviene para regular los precios de venta, así como los términos y condiciones de suministro a los usuarios finales. El transportista se mostraría muy activo en la expansión del mercado, a fin de abastecer el ducto a su máxima capacidad y maximizar sus ingresos.

Después de un cierto tiempo establecido en el marco regulatorio, se iniciaría un proceso de desregulación, para permitir el acceso abierto al gasoducto. Ello implicaría a su vez la posibilidad de que los consumidores finales negociaran directamente con Pemex o con cualquier otro proveedor los contratos de suministro.

Cada uno de esos escenarios de mercado implica tareas diferentes para los poderes públicos de cada país. Se requiere también hacer compatibles las regulaciones de los diferentes países de la región con la de México. Establecer reglas del juego diferentes según el país donde atravesase el gasoducto podrían poner en riesgo la viabilidad del proyecto.

3. Estructura institucional recomendada para América Central

La entrada del gas natural en el Istmo Centroamericano requeriría la conformación de una estructura institucional adecuada, la cual comprende aspectos legales e institucionales (normativos y regulatorios).

a) Aspectos legales

Las leyes de hidrocarburos de los países deben definir con claridad las actividades que comprende la industria del gas natural; el ámbito público y privado; la jurisdicción estatal y municipal; el régimen bajo el cual el sector privado puede llevar a cabo las actividades; los principios generales de la regulación; las instituciones encargadas de la aplicación de la ley, y las funciones que éstas desempeñarán; las interrelaciones con las leyes aplicadas a otras fuentes energéticas y con las leyes comerciales. En lo que respecta a la exploración y producción de hidrocarburos, las leyes deben considerar los términos y condiciones para el desarrollo y explotación de posibles descubrimientos de gas natural.

b) Aspectos normativos

El Estado, por medio de la institución encargada de los aspectos normativos del sector energía, debe definir una política energética que incluya la participación del gas natural en la matriz de suministro del país. Dicha política, en lo que respecta a esta nueva fuente energética, debe promover las inversiones privadas en exploración, producción, transporte y distribución de gas natural; fijar las directrices económicas y sociales; preparar los planes indicativos del gas natural; definir una política impositiva coherente para los diferentes energéticos; normar los estudios de impacto ambiental en cada uno de los segmentos de esta industria; expedir normas oficiales; controlar y vigilar el cumplimiento de las mismas; promover y realizar estudios de investigación, etcétera.

c) Aspectos regulatorios

La industria de gas natural tiene segmentos que presentan características de monopolio natural, por lo cual deben regularse para evitar posiciones dominantes o limitar el poder de mercado de algunos actores, con el fin de asegurar un suministro eficiente. Sin embargo, el sistema de regulación estará sujeto al modelo de organización del mercado que se quiera poner en práctica en el Istmo Centroamericano. La regulación será muy escasa si se trata de un proyecto como el descrito en el escenario A, mientras que en el B, la regulación se aplicaría solamente a la capacidad excedente del ducto. Por el contrario, si se trata del escenario C, el nivel de la regulación sería el más completo, con la posibilidad de poner en práctica mecanismos incitativos de regulación (price-cap, revenue-cap, etcétera).

En cualquier caso, se requiere definir claramente, entre otros aspectos, la situación de la propiedad; el régimen de autorización, concesión o permiso; las posibilidades de integración vertical; los términos y condiciones de las ventas; las reglas para el comercio exterior; las sanciones; los requerimientos de información, etcétera. Adicionalmente, deberán aprobarse las tarifas pertinentes; emitir y hacer cumplir las normas técnicas para el diseño y la construcción de ductos de transporte y redes de distribución, a fin de asegurar la confiabilidad y la protección ambiental de las instalaciones.

VIII. CONCLUSIONES

1. Con base en las suposiciones planteadas, el potencial de demanda de gas natural en la región resultó con un valor significativo. En los primeros años del proyecto su nivel es relativamente bajo, pero después reporta un crecimiento importante, de tal forma que en el año 2015 alcanzaría un valor de 8,940 MMm³. Esta cifra representa el 34% del consumo registrado en la República Mexicana durante 1996; sin embargo, ante las diferencias en las tasas de crecimiento previstas para la demanda entre ese país y el Istmo Centroamericano, se esperaría que en el año 2015 dicho valor fuese marginal para el tamaño del mercado mexicano. Guatemala y El Salvador serían los dos países con el mayor potencial.

2. El principal consumidor sería la industria eléctrica, con un 83% del total de la demanda en el año horizonte. El restante 17% corresponde principalmente a la industria de manufacturas (excluyendo las cementeras), con algunos consumos en los sectores de servicios y comercial.

3. Con objeto de evitar una proyección de demanda del gas natural demasiado optimista, se utilizaron algunos criterios conservadores, entre los que se puede mencionar los siguientes:

a) Sólo se consideraron los planes actuales de expansión del sistema de generación eléctrica de cada país, los cuales fueron hechos bajo la hipótesis de no contar con gas natural en el Istmo Centroamericano. Una actualización de dichos planes, bajo la hipótesis alterna (disponibilidad de gas natural), podría haber significado un desplazamiento de los grandes proyectos hidroeléctricos contemplados en los planes actuales, por centrales que utilicen gas natural, aumentando probablemente la demanda de este combustible.

b) El incremento de la demanda de gas en el sector industrial por efecto de “inducción”, podría ser mayor al considerado en el estudio, de acuerdo con la experiencia en otros países, por ejemplo México. Inversionistas privados que no hubieran contemplado la instalación de industrias en el Istmo Centroamericano podrían verse atraídos ante la disponibilidad de este combustible.

c) Los sectores residencial y del transporte fueron excluidos; sin embargo, en el largo plazo podrían convertirse en un mercado importante.

4. Con base en los proyectos de exploración y desarrollo de gas natural programados por Pemex, así como en la posibilidad técnica de importar gas de los Estados Unidos, la venta de gas natural al Istmo Centroamericano, en las cantidades mencionadas, parecería técnicamente viable. Más aun, importar por el norte y exportar hacia el sur, podría resultar una buena operación comercial para la empresa estatal mexicana, por los márgenes de beneficio económico que se obtendrían en la operación.

5. La ruta seleccionada para el ducto correspondería en su mayor parte a terrenos planos y de poca altura; el trazo seguiría preferentemente caminos existentes o derechos de vías de líneas de transmisión, sin cruzar ninguna zona ambientalmente protegida.

6. El análisis técnico correspondiente permitió cuantificar las inversiones requeridas por los cinco proyectos de gasoducto, las cuales se sitúan entre 330 y 1,030 millones de dólares estadounidenses, para el gasoducto más pequeño (Ciudad Pemex-Guatemala) y para el más largo (hasta la ciudad de Panamá).

7. Del análisis económico se desprende que todos los proyectos, con excepción del gasoducto hasta Panamá, observan un rendimiento superior al 12%. El mejor proyecto resultó ser el gasoducto hasta El Salvador (16.3%).

8. Los análisis de sensibilidad demuestran que la viabilidad económica del proyecto no permite variaciones muy grandes en el precio de venta en Ciudad Pemex, ni en el de *city gate*. El adelanto de la entrada en operación del gasoducto, del año 2004 al 2001, reduciría la tasa de rendimiento en alrededor de un punto porcentual, por los bajos niveles de la demanda en esos primeros años.

9. El análisis financiero de los tres mejores proyectos arrojó resultados favorables. Con una relación *Equity/Deuda* de 40%/60%, el gasoducto hasta El Salvador tendría una tasa de rendimiento sobre *equity* (ROE) de 24.8% nominal, con una relación de cobertura de deuda en el primer año de operaciones de 1.2. En caso de una relación *Equity/Deuda* de 50%-50%, la tasa de rendimiento sobre *equity* disminuiría a 23.3%, pero la cobertura de deuda en el primer año sería de 1.5. Para el proyecto hasta Nicaragua, con relación 50%-50%, la tasa de retorno nominal sobre *equity* es de 20.2%, con una relación de servicio de deuda de 1.4. En el caso de Guatemala, los valores respectivos son 19.4% y 1.3.

10. La introducción del gas natural en el Istmo Centroamericano tendría efectos ambientales positivos, pues reduciría drásticamente el nivel de emisiones. Por otro lado, la sustitución principalmente de *fuel oil*, y en menor grado de *diesel* y GLP, tendería a reducir la tasa de utilización de la refinería de El Salvador, pero sobre todo las de Nicaragua y Costa Rica. Asimismo, se obtendrían algunos beneficios macroeconómicos, como el mejoramiento de la balanza comercial, el incremento de la inversión privada, el mejoramiento en la competitividad de la industria con alto consumo de combustibles y la diversificación de las fuentes energéticas, entre otros.

11. Existe toda una agenda legal e institucional, a nivel de cada país, que es necesario instrumentar para poder favorecer la introducción del gas natural. Los aspectos normativos y regulatorios son fundamentales para asegurar que los beneficios de la entrada de este combustible lleguen a concretarse. Un punto importante se refiere al tipo de regulación que se aplicaría al inversionista privado del gasoducto.

En resumen, los resultados del estudio, bajo las suposiciones e hipótesis utilizados, apuntan a que el proyecto de un gasoducto regional México-Istmo Centroamericano es lo suficientemente atractivo como para continuar los estudios con mayor detalle.