

Revista Energética



Año 26, número 1, enero-febrero-marzo 2002

La Comunidad Andina de Naciones, OLADE y la integración energética regional, Sebastián Alegrett, Secretario General de la CAN

Energía y comercio internacional: hacia el desarrollo sustentable, Reinaldo Figueredo, Asesor del Director General de UNCTAD

El gas natural en México y su financiamiento, Luis Alberto Vásquez

La Cuenca de Gas Neuquina: ¿De California y Brasil a la próxima crisis energética en Argentina?, Francisco Figueroa de la Vega y Aníbal Dobrusín

La integración gasífera: reto para el desarrollo de América Latina y el Caribe

Los Sistemas de Información Energética Nacional: un instrumento para el desarrollo

Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético

Contenido

- 1 **Editorial**
- 2 **La Comunidad Andina de Naciones, OLADE y la integración energética regional**
- 6 **Energía y comercio internacional: hacia el desarrollo sustentable**
- 12 **El gas natural en México y su financiamiento**
- 20 **La Cuenca de Gas Neuquina: ¿De California y Brasil a la próxima crisis energética en Argentina?**
- 28 **La integración gasífera: reto para el desarrollo de América Latina y el Caribe**
- 32 **Los Sistemas de Información Energética Nacional: un instrumento para el desarrollo**
- 38 **Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético**

Revista Energética es una publicación trimestral de la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), bajo la supervisión de su Consejo Editorial. Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan necesariamente la posición oficial de la Organización o de sus Países Miembros. OLADE permite la reproducción parcial o total de estos artículos, como de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente.

DIRECTOR RESPONSABLE

Dr. Julio Herrera
Secretario Ejecutivo, OLADE

CONSEJO EDITORIAL

Julián Villarruel/Colombia, Mario Candia/Bolivia, Carlos Piña/Chile, Rudy Nájera/Guatemala, Godfrey Perkins/Jamaica, Lourdes Melgar Palacios/México, Andrew Jupiter/Trinidad y Tobago

EDITOR

Gustavo Martínez

FOTOGRAFIA

OLADE

Organización Latinoamericana de Energía

Avda. Mariscal Antonio José de Sucre N° N58-63 y Fernández Salvador, Edificio OLADE, Sector San Carlos
Casilla 17-11-06413, Quito-Ecuador • Teléfonos: (593-2) 2597-995 / 2598-122
Fax: (593-2) 2531-691 • E-mail: olade@olade.org.ec
ISBN 02544-845

Editorial

LA SEGURIDAD ENERGETICA EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

América Latina y el Caribe disponen, entre los activos que pueden ser utilizados para su desarrollo, de un significativo porcentaje de las fuentes de energía mundiales. La región cuenta con el 22.7% del potencial hidroeléctrico, el 13.6% de las reservas de petróleo, el 5.9% de las reservas de gas natural, el 1.7% de las existencias de carbón y son muy importantes sus posibilidades para la explotación de fuentes renovables de energía.

Dentro de este escenario, la seguridad de abastecimiento energético para los países de la región depende de la utilización eficiente de sus propias fuentes de energía y de la adecuada complementariedad de sus recursos a través del desarrollo de mercados intrarregionales.

Para alcanzar estos objetivos serán necesarios, además de la voluntad política de los Estados, recursos financieros y tecnológicos provenientes de países desarrollados y del sector privado.

Los países de América Latina y el Caribe realizan, al inicio del Siglo XXI, significativos esfuerzos para alcanzar su desarrollo. En este contexto la energía constituye uno de los pilares fundamentales del proceso, por lo tanto, el tema de la seguridad energética debe enfocarse, de manera prioritaria, entre los objetivos generales del desarrollo en el ámbito nacional y de las

metas propuestas en los acuerdos de integración subregional y regional.

América Latina y el Caribe vienen dando pasos importantes para su integración económica, se evidencia también la necesidad de reflejar en proyectos concretos la decisión política de consolidar mercados regionales que, en el caso de la energía, constituyen requisito indispensable para la seguridad en el abastecimiento. Dichos mercados deberán incorporar tanto el comercio del gas natural, la electricidad, el petróleo, el carbón y otras fuentes de energía, como el de los bienes y servicios relacionados con el sector.

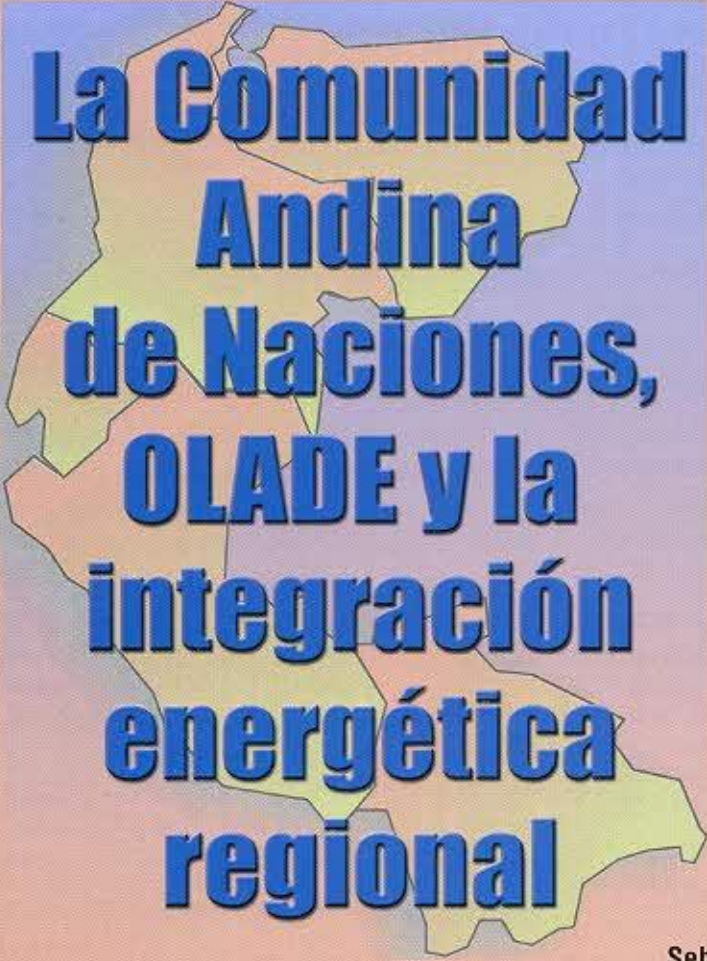
El potencial energético de la región podrá ser eficientemente aprovechado y la seguridad de suministro podrá alcanzarse en la medida que se activen los mercados como vías de una complementariedad energética fácilmente identificable y, a la vez, se ofrezcan oportunidades para que los sectores empresariales puedan competir, dentro de la región, en condiciones equitativas. Será necesario para ello hacer atractivos los intercambios y superar las barreras de orden económico, legal, regulatorio y financiero que aún subsisten en los procesos de integración. Estas acciones se hacen más fáciles en el área energética que no constituye un sector 'sensible' o que reclame medidas proteccionistas.



Los países de la región deberán contar también, para fortalecer su seguridad energética, con las tecnologías más avanzadas de la cadena energética en todas sus áreas y con cuadros profesionales capacitados para manejarlas. Requerirán, además, el flujo de capitales necesarios para el desarrollo del sector y la consolidación de su mercado. En los dos casos el concurso de los países desarrollados será indispensable.

Con las condiciones señaladas América Latina y el Caribe podrán utilizar sus propios recursos, asegurar su abastecimiento energético y alcanzar nuevas realidades económicas y sociales preservando el ambiente global y considerando las necesidades de futuras generaciones, dentro de un esquema de sustentabilidad. La región podrá, además, con los excedentes de sus recursos contribuir al abastecimiento energético de otras regiones del planeta.

Dr. JULIO HERRERA
Secretario Ejecutivo



La Comunidad Andina de Naciones, OLADE y la integración energética regional

Sebastián Alegrètt*

Luego de treinta años de esfuerzo sostenido, y especialmente durante la última década, los países andinos han empezado a consolidar avances significativos en su proceso de integración. Actualmente la Comunidad Andina es una unión aduanera aún incompleta, pues sólo tres de sus socios aplican la tarifa externa común.

Sin embargo, en la Declaración de Machu Picchu de julio del 2001 los Presidentes se comprometieron a aprobar un

nuevo Arancel Externo Común para la próxima cumbre Presidencial del 2002. A todo evento, en general el comercio subregional fluye normalmente entre los países, amparado en un sólido marco jurídico e institucional. El valor del comercio intraandino se multiplicó más de cincuenta veces desde 1970 y prácticamente se cuadruplicó en los últimos diez años.

Por otra parte, la evolución institucional y normativa en la Comunidad Andina es realmente significativa y abarca muy di-

versos ámbitos. Realidades exitosas e importantes en el campo financiero como la Corporación Andina de Fomento y el Fondo Latinoamericano de Reservas se ven acompañadas, en los últimos años, de la creación de nuevos órganos como el Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores, instancia de decisión política; el Consejo Asesor de Ministros de Finanzas, Presidentes de Bancos Centrales y responsables de la Planeación Económica, para atender los temas de armonización de políticas fiscales y

“En esta oportunidad, el objetivo inmediato es concluir la definición de la Comunidad Andina como grupo comercial, mediante la adopción por todos los Países Miembros del nuevo sistema tarifario. Este último ha sido concebido con una visión moderna, de regionalismo abierto que busca, entre otras cosas, estimular la competitividad mediante la reducción de la dispersión en los niveles arancelarios y la baja en la protección promedio ponderada de las tarifas”

macroeconómicas; y la Secretaría General como órgano ejecutivo de la integración andina.

Igualmente se ha desarrollado una extensa normativa comunitaria que abarca normas técnicas, fito y zoosanitarias, propiedad intelectual, transporte terrestre, desarrollo e integración fronteriza, servicios y políticas de competencia, entre muchas otras.

Luego del último Consejo Presidencial Andino celebrado en Venezuela, en junio del presente año, es muy alta la factibilidad de alcanzar la formación del mercado común andino para el año 2005, pues la aprobación de Decisiones sobre temas de alta sensibilidad, como son los relativos a circulación de personas, establecimiento de un pasaporte común andino e integración fronteriza, contribuyen a despejar el camino.

Respecto al Arancel Externo Común, la Secretaría General ha planteado una nueva propuesta que es en realidad un programa que comprende no sólo el establecimiento de tarifas sino también de una serie de medidas colaterales tales como regímenes de excepción, subsidios, etc. que aseguren la eficiencia en la aplicación de este instrumento de política económica.

En esta oportunidad, el objetivo inmediato es concluir la definición de la Comunidad Andina como grupo comercial, mediante la adopción por todos los Países Miembros del nuevo sistema tarifario. Este último ha sido concebido con una visión moderna, de regionalismo abierto que busca, entre otras cosas, estimular la competitividad mediante la re-

ducción de la dispersión en los niveles arancelarios y la baja en la protección promedio ponderada de las tarifas. A título de referencia, ésta pasaría de situarse en el orden de un 12 por ciento en la actualidad, a niveles cercanos a un 9 por ciento.

Otro tanto podría decirse de la armonización de Políticas Macroeconómicas, la cual avanza consistentemente, gracias a una convergencia creciente en las metas de los gobiernos en materia de inflación y déficit fiscal.

Se plantea además ahondar en la armonización de políticas fiscales y financieras. Esto último de mayor interés para la liberación de los servicios financieros y de flujo de capitales. En este contexto deberá plantearse, igualmente, lo relativo al financiamiento del Sistema Andino de Integración.

Igualmente conviene hacer referencia al desarrollo de la Política Exterior Común y de las relaciones exteriores económicas y comerciales, dirigidas por el Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores y por la Comisión de la Comunidad Andina, respectivamente.

El primero de ellos se ha orientado hacia el desarrollo de las relaciones políticas bilaterales con países o grupos de países y multilaterales. A estos propósitos, debe destacarse el establecimiento del mecanismo de consulta y coordinación política acordado recientemente con el Mercosur y Chile, a raíz de los entendimientos alcanzados en el ámbito de la Reunión de Presidentes de América del Sur efectuada en Brasilia el año 2000.

“Dentro de ese propósito, conjuntamente con la OLADE, hemos convocado a una reunión de coordinación de los Ministros de Energía de la Comunidad Andina, aprovechando este magnífico foro, para avanzar en la búsqueda de posiciones comunes que faciliten la concreción de los propósitos trazados en Brasilia y el mejoramiento efectivo de las condiciones energéticas de la región, requisito indispensable para impulsar el desarrollo económico y social de nuestros pueblos”

El Consejo de Cancilleres también ha proyectado sus tareas hacia temas como el desarrollo de una agenda social, fortalecimiento de la democracia, los derechos humanos, la seguridad y la confianza, el desarrollo de un Programa Andino de Lucha contra las Drogas Ilícitas y Delitos Conexos y, próximamente, espera abordar las cuestiones relacionadas con el medio ambiente y desarrollo sostenible, así como las tareas relativas a la transparencia de la gestión pública en relación con la gobernabilidad democrática.

La Comisión, por su parte, adelanta sus tareas para la participación conjunta de los países andinos en las negociaciones del Área de Libre Comercio de las Américas, en la Organización Mundial de Comercio y avanza en las negociaciones con el Mercosur para establecer una zona de libre comercio a partir de enero de 2002.

La confluencia en el tiempo de la maduración de todos estos procesos cruciales para la integración andina, es de gran complejidad y exige de una hábil administración y manejo técnico y político para alcanzar el pleno éxito de los ambiciosos objetivos que se han propuesto los Estados Miembros.

Durante la XXIII Reunión del Consejo Presidencial Andino, celebrada en Valencia, Venezuela, los días 23 y 24 de junio de 2001, nuestros Presidentes instruyeron al Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores que coordine las acciones conjuntas necesarias para el cumplimiento de los compromisos consignados en Brasilia, y manifestaron su satisfacción por los avances que se vie-

nen registrando en la ejecución del Plan de Acción para la Integración de la Infraestructura Regional de América del Sur en el campo del transporte, energía y comunicaciones.

Instruyeron además a los Ministros andinos responsables de estas materias para que, con el apoyo de la Secretaría General, actúen en forma coordinada a fin de asegurar una óptima articulación del espacio subregional andino con el resto de América del Sur.

Dentro de ese propósito, conjuntamente con OLADE, hemos convocado a una reunión de coordinación de los Ministros de Energía de la Comunidad Andina, aprovechando este magnífico foro, para avanzar en la búsqueda de posiciones comunes que faciliten la concreción de los propósitos trazados en Brasilia y el mejoramiento efectivo de las condiciones energéticas de la región, requisito indispensable para impulsar el desarrollo económico y social de nuestros pueblos.

Quiero finalmente, señores Ministros y delegados de los países integrantes de OLADE, desearles que esta importante jornada de reflexión conduzca a avances sustantivos en los propósitos que se han trazado, en medio de una difícil coyuntura internacional que nos obliga a unificar esfuerzos en la búsqueda de soluciones conjuntas y propias que nos permitan enfrentar el actual escenario global.

Presentación del Secretario General de la Comunidad Andina de Naciones, Embajador Sebastián Alegrett en la XXXII Reunión de Ministros de OLADE, Quito, 19 y 20 de octubre de 2001

NACIONES UNIDAS Y OLADE PROMUEVEN DESARROLLO DE LA GEOTERMIA EN LA COMUNIDAD ANDINA

El Dr. Gustavo Cuéllar, Consultor del Sistema de Naciones Unidas, mantuvo una reunión de trabajo con el Secretario Ejecutivo de OLADE, Dr. Julio

La iniciativa fue sometida a consideración de los Ministros de Energía de Colombia, Ecuador y Perú, que son los países con mayor potencial geotérmico

barreras existentes en el campo de la normatividad, la homologación del estado actual de las principales áreas de interés geotérmico conocidas en Colombia, Ecuador, y Perú, y la perforación de pozos profundos en una o dos áreas en las que se demuestre las mayores ventajas económicas y posibilidades de transferencia inmediata al sector privado.

Estudios realizados por diferentes entidades interesadas en el tema indican que en la subregión, el recurso geotérmico para fines de generación de electricidad podría estimarse en una capacidad instalada mínima de 2.500 megavatios. Cabe resaltar que la geotermia puede sustituir a otras fuentes de generación eléctrica con la ventaja de no provocar emisiones de CO₂ a la atmósfera, por lo que constituye un recurso aceptable desde el punto de vista ambiental que aún no ha sido aprovechado en toda su capacidad.



El doctor Gustavo Cuéllar, Consultor de Naciones Unidas y experto en geotermia, realizó una visita de trabajo a la Secretaría Permanente de OLADE el 25 de febrero de 2002

Herrera, el 25 de febrero del presente año, en la sede de la Organización, durante la cual analizaron la situación de la energía geotérmica en la Comunidad Andina de Naciones.

Como resultado de esta reunión se planteó la posibilidad de llevar adelante un plan para lograr el desarrollo sistemático y sostenible de la geotermia en la subregión, basado en el análisis de la situación presente y de las perspectivas de explotación de este recurso.

dentro de la Comunidad Andina de Naciones.

La instrumentación de este plan contará con el interés y respaldo del Departamento de Asuntos Sociales y Económicos de las Naciones Unidas (UNDESA), de OLADE y de Global Environmental Facility (GEF).

El proyecto está orientado a facilitar la participación del sector privado en la explotación de los recursos geotérmicos, por medio de la eliminación de las

El proyecto tendría dos componentes:

- el primero de carácter técnico que consiste en desarrollar, en similar nivel, las áreas geotérmicas identificadas en Colombia, Ecuador y Perú, lo cual incentivará el interés de inversionistas privados.
- El segundo se refiere a la definición y homologación de marcos regulatorios y al fortalecimiento institucional para el manejo y concesión de los recursos geotérmicos.

Energía y comercio internacional: hacia el desarrollo sustentable

Reinaldo Figueredo*

La energía es fundamental para lograr los objetivos económicos, sociales y ambientales interrelacionados del desarrollo humano sostenible y los servicios energéticos, por su parte, desempeñan un papel esencial en la facilitación de un acceso eficaz a la energía en apoyo del desarrollo. También constituyen el valor añadido de la cadena energética, desde la prospección hasta el consumo. Así pues, los países en desarrollo se enfrentan a un doble reto: por un lado lograr un acceso más seguro y eficaz a la energía y, por otro, obtener una mayor cuota del "negocio" energético. El logro de ambos objetivos requiere el acceso a conocimientos y tecnología, competencia profesional y experiencia en gestión. La Reunión de

Expertos en Servicios Energéticos y Comercio Internacional: Consecuencias para el Desarrollo, efectuada en Ginebra, Suiza, en julio del 2001, abordó los distintos aspectos de una estrategia para el sector de los servicios energéticos en los países en desarrollo, con los siguientes objetivos: a) garantizar un acceso suficiente a la energía para todos los sectores de la población; b) fortalecer la posición competitiva de esos países en la oferta de servicios energéticos en las diversas fases de la cadena energética; y c) negociar compromisos y disposiciones adicionales que den apoyo a esos objetivos en las actuales negociaciones multilaterales sobre el comercio de servicios.

La Reunión analizó diversos estudios y documentos en los que se enfoca a la energía como un elemento que determina la calidad de nuestra vida cotidiana e impulsa el desarrollo económico. El acceso a una energía suficiente y asequible es fundamental para erradicar la pobreza, lograr el bienestar humano y elevar el nivel de vida en todo el mundo; sin embargo, dicho acceso varía drásticamente entre países y regiones. Aproximadamente 1.000 millones de personas en los países industrializados consumen casi el 60% del suministro total de energía. La falta de acceso a una energía moderna y sostenible es la principal causa de la degradación del medio ambiente en amplias zonas del mundo en desarrollo, y un importante impedimen-

to para el desarrollo sostenible. Según la Evaluación de Recursos Energéticos, realizada por el PNUD y WEC, el sistema energético actual no es lo bastante seguro o asequible para sostener un crecimiento económico generalizado. La productividad de una tercera parte de la población mundial se ve comprometida por la falta de acceso a la energía comercial y posiblemente otra tercera parte sufre dificultades económicas e inseguridad a causa de la poca fiabilidad de los suministros de energía.

La energía es probablemente el mayor negocio de la economía mundial, con una cifra de negocios de por lo menos 1,7 a 2 billones de dólares de Estados Unidos anuales. El Consejo Mundial de la Energía estima que las inversiones mundiales en energía entre 1990 y 2020 alcanzarán aproximadamente un total de 30 billones de dólares a precios de 1992. Sin embargo, hasta hace poco tiempo los gobiernos de todo el mundo consideraban que el sector era fundamental como para que quedara a merced de las fuerzas del mercado. Actualmente, países de todas las regiones han procedido a desmembrar las empresas de servicios públicos verticalmente integradas que anteriormente controlaban las actividades interrelacionadas de la cadena energética. Otros están transfiriendo a la vez al sector privado la propiedad y la gestión de las empresas energéticas de capital público.

Los servicios energéticos se requieren en cada fase de la cadena energética, desde la ubicación de la posible fuente de energía hasta su distribución al consumidor final, y constituyen el valor añadido de la cadena energética empezando por los servicios prestados en la fase inicial de la misma, tales como la prospección, la extracción, la perforación, la erección de torres de perforación y otros servicios de construcción (definidos en el Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS) como "los servicios relacionados con la minería, realizados a comisión o por contrata en yacimientos de petróleo y de gas"). La segunda fase guarda relación con el transporte de energía, en algunos casos un segmento no diferenciado del transporte marítimo pero en otros una parte específica del sector de la energía, y que en el AGCS se describe como el "transporte por tuberías de petróleo crudo o refinado, pro-

ductos derivados del petróleo y gas natural". La tercera fase, en un nivel más avanzado del proceso productivo, comprende los servicios relacionados con el suministro de energía al consumidor final (por ejemplo la categoría del AGCS denominada "servicios relacionados con la distribución de energía) y se refiere a los servicios "de transmisión y distribución, a comisión o por contrata, de electricidad, combustibles gaseosos, vapor y agua caliente a los hogares, centros industriales y comerciales y otros".

El proceso de reforma estructural de los sectores de la energía tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo, que ha tenido como resultado el desmembramiento de los antiguos sistemas de energía integrados, la introducción de la competencia y la privatización de empresas estatales, especialmente en el caso de los servicios prestados en las fases finales de la cadena energética en los sectores del gas natural y la electricidad, ha dado

La energía es probablemente el mayor negocio de la economía mundial, con una cifra de negocios de por lo menos 1,7 a 2 billones de dólares de Estados Unidos anuales

lugar a la externalización de servicios que anteriormente estaban integrados, como la transmisión y la distribución de energía y a la demanda de nuevos servicios para aprovechar las oportunidades de un mercado de la energía más libre, por ejemplo la gestión de bolsas de electricidad (*power pools*), la provisión de información continua sobre los precios de la energía, la intermediación y el comercio de energía y la gestión de la energía. También han surgido servicios adicionales relacionados con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el comercio de derechos de emisión.

La formulación de objetivos de política con respecto a los servicios energéticos y su persecución en las negociaciones comerciales entrañarán un *aspecto de desarrollo*, a saber: en qué modo el fortalecimiento del sector de los servicios energéticos contribuye a mejorar y ampliar el acceso a la energía en los países en desarrollo y cómo la reforma de los sectores de la energía en esos países puede repercutir en sus propias perspectivas de desarrollo, y un *aspecto comercial*, a saber: de qué modo puede fomentarse la competitividad de los países en desarrollo en el mercado mundial de los servicios energéticos. También entrañarán una valoración de los efectos que la desregulación de los sectores de la energía en los principales países desarrollados podría tener en sus mercados de bienes y servicios energéticos.

SECTORES DE LOS MERCADOS DE LA ENERGÍA Y DE LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS

Cada uno de los sectores del petróleo, el gas natural, el carbón, la energía nuclear, las fuentes de energía renovables y la elec-

tricidad primaria y secundaria tiene su propio mercado de servicios energéticos.

El Petróleo

En los sectores del petróleo y el gas natural, las grandes empresas multinacionales de integración vertical que trabajan en la extracción, el refinado, y la distribución de productos derivados del petróleo y del gas subcontratan los servicios que necesitan para la prospección, el tratamiento y la distribución de petróleo y gas, como por ejemplo los relacionados con la localización de posibles reservas subterráneas, la perforación, la erección de torres de perforación, el entubado de pozos, la construcción especializada de oleoductos y gasoductos y refinerías, la purificación del petróleo y la licuación y regasificación del gas natural. En 1999 las actividades de las grandes empresas petroleras para la búsqueda de petróleo y gas sólo representaron una quinta parte de sus ingresos, pero aportaron dos terceras partes de sus beneficios. En cambio, los servicios de refinado y de comercio minorista han pasado a ser cada vez menos rentables en los últimos años a causa de la estricta reglamentación ambiental y la intensa competencia de los nuevos participantes. Las nuevas normas ambientales también se aplican al sector del transporte marítimo, con el resultado de que la utilización de la capacidad de la flota mundial de buques cisterna fue del 97% en 2000, la cifra más alta desde 1973.

El gas natural

El gas natural está experimentando una rápida expansión debido a su contribución a la protección del medio ambiente y a la diversificación de la energía. El gas, que se conserva en forma de gas natural licuado (GNL), suele transportarse y venderse a través de gasoductos, si bien el transporte a muy larga distancia y a países extranjeros suele realizarse por mar. Sólo el 24% de la producción de gas natural es objeto de comercio internacional, en comparación con el 70% de petróleo crudo, debido a los elevados costos de transporte y a los problemas jurídicos y de logística que entrañan la construcción y explotación de gasoductos. La alta intensidad de capital y los largos plazos que requieren las inversiones en la construcción de gasoductos, así como lo complejo

que resulta evaluar los costos y beneficios de autorizar el transporte de gas, hace que sea difícil para los países de tránsito negociar acuerdos ventajosos al respecto, además muchos de esos países están particularmente mal dotados para afrontar la tarea.

La prospección y la producción de gas natural están estrechamente relacionadas con la prospección y la producción de petróleo. Sin embargo, las características de la transmisión y distribución del gas natural difieren considerablemente de las de transmisión y distribución de petróleo y son más similares a las de la transmisión y distribución de electricidad. Tradicionalmente, el sector del gas ha estado dominado por empresas estatales de servicios públicos verticalmente integradas; no obstante, la introducción de la competencia en algunos países ha alterado esta tendencia y ha dado lugar a la aparición de empresas independientes. En los mercados liberalizados, el transporte de gas por gasoductos, que sigue siendo un monopolio natural, se ha separado de las demás funciones, a saber, la producción, la venta al por mayor y la comercialización al por menor. El acceso reglamentado de terceros ofrece a todo productor de gas la posibilidad de transportar su producto al mercado final y permite a los clientes comprar gas a cualquier productor o mayorista. El libre acceso al transporte y a servicios como el almacenamiento han estimulado la aparición de un gran número de operadores. Al comprar gas a uno o varios productores y al revenderlo posteriormente a otros, que a su vez pueden venderlo de nuevo, esos operadores son más que intermediarios en la cadena de suministro, ya que pasan a competir con los proveedores tradicionales.

El carbón

El carbón es el combustible fósil más abundante y la fuente de energía más barata en muchos países. El volumen de carbón que es objeto de comercio internacional representa poco más del 10% de consumo total. Las empresas especializadas prestan servicios de minería y tratamiento del carbón a terceros, a comisión o por contrata. Al parecer, el carbón se transporta y distribuye del mismo modo que otras mercancías. La demanda de servicios por parte de la industria del car-

bón está aumentando en tanto que el sector está empleando un mayor volumen de capital y tecnología para mejorar la eficacia y reducir sus efectos negativos en el medio ambiente.

La electricidad

Dentro del sector de la electricidad cabe distinguir cuatro funciones principales. La primera es la *generación*, o la conversión de energía primaria en energía eléctrica, que comprende la explotación de centrales eléctricas y la obtención de energía primaria. La segunda es la *transmisión*, o el transporte de energía eléctrica al por mayor de los productores o las fuentes de im-



portación a las compañías de distribución y a ciertos grandes clientes finales, y en particular el transporte de energía eléctrica entre redes eléctricas o entre países. La entidad administradora de la red de transmisión se encarga de gestionar la red de transmisión de alta tensión y es el centro técnico de todo sistema de electricidad. La *distribución*, la tercera función, es el transporte de energía eléctrica desde la red de transmisión a los clientes finales mediante líneas de distribución de tensión media y baja. La cuarta función, el *suministro*, es la venta de electricidad a los usuarios finales, la lectura de contadores y la facturación, así como la provisión de información, asesoramiento y financiación. Ya que la transmisión y la distribución si-

guen siendo monopolios naturales en determinadas zonas geográficas, el acceso a la red sin discriminación es fundamental para los nuevos proveedores del mercado de la electricidad. Todos los planes de reforma en el sector entrañan un cierto grado de separación entre la gestión de la red y la generación de electricidad a fin de impedir que las antiguas empresas mono-

eléctrica que funciona como un mercado bursátil. La idea de crear mercados competitivos al por mayor de electricidad está ganando impulso: actualmente funcionan bolsas de electricidad en varios países europeos, en la provincia canadiense de Alberta y en Australia, Chile y Argentina. Estas bolsas deben estructurarse cuidadosamente mediante la oportuna reglamentación para garantizar que todos los participantes puedan acceder a ellas libremente y sin discriminación, para evitar el abuso del poder de mercado.

Actualmente las empresas de servicios se están especializando en la compra al por mayor de electricidad por cuenta de clientes finales. Existen varios sitios Web que ofrecen servicios directos de contratación y corretaje de electricidad y otros productos energéticos. Los comerciantes e intermediarios de energía eléctrica agrupan las demandas y ofertas de energía e intercambian una forma de energía por otras formas de energía o servicios: por ejemplo, facilitan energía eléctrica suplementaria en las horas de mayor consumo. Las empresas de servicios energéticos ofrecen paquetes de bienes y servicios destinados al ahorro de energía y determinan y evalúan oportunidades para economizar energía que se financian gracias a los ahorros obtenidos. La creación de la mayoría de los mercados de electricidad al por mayor ha ido acompañada de la formación de mercados financieros para gestionar los riesgos inherentes al comercio de cualquier mercancía. Los mercados financieros de electricidad eficientes se han convertido en un instrumento fundamental para el control de las fluctuaciones de precios.

La electricidad puede considerarse a la vez como un bien y como un servicio. Aunque cuando se redactó el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) se optó por no clasificarla como un bien, más tarde algunas Partes Contratantes en el Acuerdo la incluyeron en sus consolidaciones arancelarias. Si bien es cierto que en el Sistema Armonizado de designación y codificación de mercancías elaborado por la Organización Mundial de Aduanas (OMA) la energía eléctrica se considera una mercancía, se trata de una partida opcional, de modo que los países de la OMA no están obligados a clasificarla como tal a efectos arancelarios, lo cual indica que algunos países no la consideran

una mercancía sino un servicio. En el Tratado de Libre Comercio entre el Canadá y los Estados Unidos y en el posterior Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC) la electricidad está sujeta a las normas relativas al comercio de servicios. Actualmente, casi todo el mundo está de acuerdo en que la producción de energía primaria y secundaria no constituye un servicio sujeto a las normas del AGCS, sino que da lugar a bienes cuyo comercio se regula según las normas del GATT. El transporte y la distribución, generalmente, se consideran servicios si se facilitan de forma independiente.

La energía nuclear

En el decenio de 1970 la energía nuclear parecía una fuente de energía estable y económica. Sin embargo, su crecimiento se ha estancado desde entonces, debido a una baja de los precios de los combustibles fósiles y a una inquietud creciente entre la población. Actualmente, cada vez más expertos consideran, no obstante, que habrá que tenerla seriamente en cuenta si el mundo ha de satisfacer el drástico aumento que se prevé en la demanda de energía reduciendo, a la vez, las emisiones de dióxido de carbono. Los principales servicios relacionados con la energía nuclear, que normalmente facilitan distintos proveedores, tienen que ver con el proceso de transformación; los servicios de ingeniería y de gestión de proyectos; los de inspección y mantenimiento; los de seguridad nuclear; los relacionados con la eliminación de residuos nucleares; y los de investigación y desarrollo.

El artículo XIV *bis* del AGCS incluye, entre las excepciones relativas a la seguridad, las medidas que adoptan los miembros para la protección de los intereses esenciales de su seguridad "relativas a las materias fisiónables o fusionables o a aquellas que sirvan para su fabricación". No está claro que los intereses esenciales de seguridad puedan estar en juego en el comercio internacional de los servicios de energía nuclear con fines pacíficos.

Las fuentes de energía renovables

Las fuentes de energía renovables comprenden fuentes renovables no hidroeléctricas como la bioenergía, energía heliotérmica y energía solar fotovoltaica,

“La electricidad puede considerarse a la vez como un bien y como un servicio. Aunque cuando se redactó el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) se optó por no clasificarla como un bien, más tarde algunas Partes Contratantes en el Acuerdo la incluyeron en sus consolidaciones arancelarias”

polistas mantengan un acceso privilegiado a la red para realizar sus propias transacciones eléctricas.

La compra y venta de electricidad al por mayor debe reglamentarse ya sea mediante contratos bilaterales o a través de una especie de bolsa que funciona a modo de contrato multilateral previamente pactado entre los participantes en el mercado. Las bolsas de electricidad constituyen un mercado abierto y competitivo de energía

energía eólica, energía marina mecánica y térmica, y energía geotérmica. Las aplicaciones hidroeléctricas en pequeña y muy pequeña escala también se incluyen en la definición común de fuentes de energía renovables.

Las fuentes de energía renovables están distribuidas de forma más equilibrada que las fuentes convencionales y tienden a ser más favorables al medio ambiente. La actual capacidad instalada de las fuentes de energía renovables sólo refleja parte del potencial estimado. Cabe esperar que el capital, los conocimientos y la tecnología que se precisarán cuando los países empiecen a aprovechar las fuentes de energía renovables para cubrir parte de su déficit energético y para alcanzar los objetivos marcados en materia ambiental den lugar a una demanda creciente de actividades relacionadas, por ejemplo, con la ingeniería, consultoría, investigación y desarrollo, diseño, estudios de viabilidad, evaluación del impacto ambiental y vigilancia del medio ambiente.

La energía no comercial representa aproximadamente el 2% del consumo de energía en los países industrializados y un promedio del 30% en los países en desarrollo. En algunos países en desarrollo de renta baja, la biomasa tradicional constituye el 90% o más del consumo total de energía.

RESULTADOS DE LA REUNION DE EXPERTOS

La Reunión de Expertos en Servicios Energéticos y Comercio Internacional: Consecuencias para el Desarrollo abordó, además, temas relacionados con el comercio internacional de servicios energéticos y los obstáculos del comercio; los servicios energéticos y el Acuerdo General sobre Comercio de Servicios (AGCS). Analizó, también, el debate sobre estos temas en la Organización Mundial de Comercio (OMC).

Luego del análisis de los aspectos señalados anteriormente, la Reunión hizo sugerencias sobre las medidas que habrán de adoptar los Estados Miembros de la UNCTAD, respecto a instrumentos y estrategias normativas; negociaciones acerca del comercio internacional; labor analítica y actividades complementarias. Cabe señalar que no todas las opiniones

expresadas fueron necesariamente compartidas por todos los expertos pero se hacen constar sin perjuicio de la posición oficial que adopten los gobiernos en lo sucesivo.

Los expertos señalaron el papel fundamental que desempeña la energía con respecto al desarrollo sostenible y el acceso sumamente limitado de importantes sectores de la población de los países en desarrollo a la energía comercial. Consideraron que la falta de acceso a una energía de tipo moderno y sostenible es una importante causa de los riesgos para el medio ambiente y la salud en vastas zonas del mundo en desarrollo y un importante impedimento para una buena calidad de la vida, al tiempo que reconocieron el papel crucial de la energía como el mayor componente del producto interno bruto de varios países y los rápidos cambios que se registran en el sector. Reconocieron también que esos cambios subyacen fundamentalmente a la competitividad económica, y que el fomento de la capacidad interna reviste gran importancia para la fase siguiente de la exportación de servicios energéticos con valor añadido, sobre todo en el caso de los países en desarrollo.

“Deberían alentarse las alianzas estratégicas entre las empresas nacionales y extranjeras, así como entre las grandes compañías y las PYMES, a fin de poder determinar las oportunidades de mercados”

Instrumentos y Estrategias Normativas

Los expertos formularon, entre otras, las siguientes sugerencias para su examen por los gobiernos:

Sería preciso desarrollar una acción a fin de promover un acceso más amplio y, cuando fuera posible, más eficiente y asequible de la población y la industria a la energía, especialmente en muchos países en desarrollo. Ello puede lograrse con ayuda, entre otros medios, de una reforma reguladora. Las inversiones en el sector de la energía son una condición previa para alcanzar la meta de suministrar energía a los sectores pobres de la población, y, por tanto, debería crearse el entorno favorable necesario para atraer a los inversionistas nacionales y extranjeros.

Sería menester tomar medidas para fomentar la competitividad de los proveedores de servicios energéticos, en particular en los países en desarrollo, y promover la creación de redes de pequeñas y medianas empresas (PYMES), para que esos proveedores pudieran incrementar su participación en el mercado de dichos servicios y actuar como fuente de innovación.

Deberían alentarse las alianzas estratégicas entre las empresas nacionales y extranjeras, así como entre las grandes compañías y las PYMES, a fin de poder determinar las oportunidades de mercados. La participación de los expertos y el talento local debería servir para establecer relaciones comerciales duraderas y relaciones de confianza. Las prácticas de las grandes empresas en materia de compras podrían servir de estímulo a las PYMES.

Debería proseguir la progresiva liberalización de las condiciones de acceso de los servicios energéticos a los mercados, teniendo en cuenta las diferencias entre los países en cuanto a nivel de desarrollo, marcos reguladores y realidades de los mercados. El proceso de liberalización debería llevarse a cabo en un marco regulador apropiado con miras a garantizar el logro de los objetivos nacionales en materia de política, inclusive las obligaciones de los servicios públicos, y la creación de condiciones de competencia leal. La liberalización no debería necesariamente equivaler a una desregulación, sino entrañar una nueva regulación a fin de

garantizar la consecución de las metas mencionadas anteriormente.

La transferencia de tecnología es un elemento indispensable en el sector de la energía. Sin embargo, la tecnología que se transfiera debería ajustarse a la situación del país receptor en lo concerniente a su nivel de desarrollo y al estado de su medio ambiente. El acceso a la tecnología debería ser asequible, y podría incluir la concesión de licencias u otros procedimientos con respecto a su utilización. Las empresas locales deberían contribuir a lograr que la tecnología extranjera estuviera en consonancia con las condiciones internas y beneficiarse de los efectos tecnológicos derivados.

La energía renovable podría contribuir a hacer frente a la escasez de electricidad, sobre todo en las zonas rurales. Antes de optar por esta alternativa tal vez conviniere hacer una evaluación de su asequibilidad, sostenibilidad e idoneidad.

Debería prestarse apoyo a las empresas de servicios energéticos, sobre todo las PYMES de los países en desarrollo, incluso mediante la creación de fondos locales de capital de riesgo.

La admisión temporal de equipo especializado podría facilitar la prestación de servicios energéticos. Si los países previeran tal admisión, deberían aplicar un tratamiento no discriminatorio a los proveedores nacionales y extranjeros de servicios energéticos, a fin de ponerlos en un pie de igualdad en lo tocante a la competencia.

Negociaciones Acerca del Comercio Internacional

Los expertos expresaron la opinión que deberían proseguir las negociaciones a nivel multilateral y regional sobre los servicios energéticos en reconocimiento del papel que desempeña la energía en el desarrollo y teniendo en cuenta las políticas y objetivos de crecimiento económico de los países en desarrollo.

Los expertos abordaron varias cuestiones que se discuten en las negociaciones del Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios (AGCS), a la luz de las actuales propuestas para negociación. Éstas incluían propuestas para aclarar el alcance de los servicios energéticos y mejorar su actual clasificación, inclusive mediante la elaboración de una posible lista de éstos que podría utilizarse como instrumento para facilitar las negociaciones en la Organización Mundial de Comercio (OMC) y a nivel regional.

Labor Analítica

En la mayoría de los estudios relativos a la energía se ha descuidado el componente de los servicios energéticos. Las negociaciones internacionales en curso sobre éstos se verían facilitadas en alto grado por una labor analítica en esta esfera y por datos sobre la realidad de los mercados.

Los expertos indicaron varios sectores en los cuales se debían realizar estudios y análisis adicionales, bajo la concepción de que la Comisión del Comercio de Bienes y Servicios y de Productos Básicos seleccio-

naría las esferas prioritarias en las que la UNCTAD podría realizar trabajos analíticos adicionales de conformidad con su mandato, a saber:

- a) Análisis de las principales características estructurales de los mercados de servicios energéticos; aspectos clave del cambio tecnológico y papel de las normas y reglamentos nacionales e internacionales sobre el comercio de esos servicios.
- b) Experiencias nacionales con la reforma estructural del sector de la energía en los países en desarrollo y posibles dificultades y oportunidades derivadas de ella para los proveedores nacionales de servicios energéticos; análisis de los efectos de las subvenciones relacionadas con la energía sobre el comercio y el desarrollo.
- c) Compilación y análisis de una lista de experiencias satisfactorias de las naciones desarrolladas y los países en desarrollo en el sector energético, desde el punto de vista de las inversiones, la tecnología y el desarrollo empresarial, así como otros puntos de vista. Ello podría incluir el papel de la PYMES en el campo de los servicios energéticos y posibles disciplinas para fortalecerlas y aumentar su participación en los mercados.
- d) Análisis de las principales cuestiones identificadas en las actuales propuestas de negociación del AGCS sobre los servicios energéticos y sus posibles inferencias para los países en desarrollo, teniendo en cuenta el marco global de las disciplinas de OMC y las negociaciones en curso sobre los servicios.
- e) Análisis de las cuestiones derivadas del tránsito transfronterizo de energía.

* Conferencia Presentada por el Doctor Reinaldo Figueredo, Asesor del Director General de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD) y ex - Canciller de Venezuela, durante la XXXII Reunión de Ministros de OLADE, efectuada en Quito, Ecuador, en octubre de 2001.

La Exposición del Doctor Figueredo se basó en los documentos analizados y en los resultados de la Reunión de Expertos en Servicios Energéticos y Comercio Internacional: Consecuencias para el Desarrollo, efectuada en Ginebra, Suiza en julio de 2001.





EL GAS NATURAL EN MEXICO Y SU FINANCIAMIENTO

Luis Alberto Vásquez Meléndez

Introducción

En este artículo se realiza primero una descripción de las tradiciones legales mexicanas, relacionadas con la evolución en la explotación de los recursos naturales no renovables, y su trascendencia para las condiciones actuales y futuras en la exploración, producción, transportación y comercialización de

hidrocarburos y específicamente del gas natural.

En México las principales actividades vinculadas a los hidrocarburos las realiza el Estado, a través de la Empresa Pública Petróleos Mexicanos, la cual opera con una estructura integrada por un Corporativo, sus organismos: Pemex Exploración y Producción, Pemex

Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación, y Pemex Petroquímica, así como sus empresas Filiales.

En segundo lugar se destaca la importancia del gas natural para México, en el sentido de que la oferta existente y la proyectada para los próximos años dadas, las condiciones actuales, no logrará satisfacer la demanda. De ahí la relevancia de implementar programas y proyectos que contribuyan a la satisfacción de las necesidades actuales y futuras en materia de gas.

Un tercer elemento lo constituye la revisión de las formas en que se ha dado el financiamiento en materia de gas y cuáles son las posibles innovaciones propuestas por las autoridades mexicanas.

1.- Tradiciones legales

Las tradiciones legales mexicanas tienen y han tenido importancia primordial en la operación de la principal empresa de hidrocarburos, razón por la cual a continuación se describen sus antecedentes.

1.1. Históricos

Para comprender cabalmente la explotación y transformación de los recursos naturales en México es importante remontarse a sus tradiciones y cuestiones legales que han impuesto su condicionamiento y a su vez le han brindado su sustento.

La mayoría de los recursos naturales en este país son considerados como Patrimonio Nacional, incluido el gas natural, entonces para entender el concepto citado, resulta necesario mencionar que el mismo tiene sus orígenes prácticamente desde la época colonial y "legalmente" inicia su sustento en las tres bulas emitidas en el período del Papa Alejandro VI: a) Inter Caetera o Eximiae Devotionis Sinceritas, b) Inter Caetera Noverunt Universi y, c) Hodie

Siquidem, emitidas en 1493. Con estas bulas se da legitimidad a la propiedad de la tierra y el subsuelo en América y por lo tanto en México.

Estas bulas son importantes en la historia de la propiedad en México, pues fueron consideradas al discutir la redacción del Artículo 27 de la Constitución Política de 1917. El sustento fue que México era heredero de España en sus derechos de propiedad y que las tierras y su subsuelo habían pertenecido al patrimonio del Rey.

Esto se deduce al leer la exposición de motivos que dio origen al Artículo 27 de la Constitución Política Mexicana de 1917, la misma que conserva la concepción de que la propiedad originaria de la tierra y su subsuelo fue de la Corona Española la cual otorgó en México a los particulares una propiedad restringida y precaria.¹, este concepto es diferente al de la propiedad absoluta del estilo Romano.

Es evidente que las tres bulas citadas fueron el inicio de la tradición legal que se ha dado a lo largo de la historia en México. También revisten importancia en esta tradición las Ordenanzas Reales Sobre Minería de la Nueva España, promulgadas por Carlos III, en las que se impone el criterio de propiedad del Rey sobre los recursos minerales.

Una vez que el país logra su independencia política de España, la tradición de la propiedad, incluyendo el concepto de los Derechos Nacionales, se consigna en el Código de 1865, que en su Artículo primero establece que “nadie puede explotar minas de sal, fuentes o pozos de agua salada, carbón de piedra, betún, petróleo y piedras preciosas, sin haber obtenido antes la concesión expresa y formal de las autoridades competentes y con aprobación del ministerio de fomento”.

La primera disposición técnica específica de hidrocarburos se dio en la Ley del Petróleo de 1901 y se complemen-

tó con el decreto sobre clasificación y régimen de bienes inmuebles de propiedad Federal el 18 de diciembre de 1902, durante la dictadura de Porfirio Díaz. En la Revolución Mexicana las cuestiones referentes a la regulación de hidrocarburos también fueron motivo de preocupación y se expresaron a través de Decretos y Reglamentos tales como: el Decreto del 03 de junio de 1912, el del 11 de julio de 1912, 19 de marzo de 1915 y el Reglamento del 08 de octubre de 1914, todos tendientes a reforzar de alguna manera la propiedad originaria del Estado. Estos aspectos se consolidaron en el artículo 27 Constitucional de 1917, donde define que “corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, gemas y las salinas formadas por las aguas marinas, los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos, los fosfatos susceptibles de ser utilizados, los combustibles, minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.” Además el mismo artículo 27 de la Constitución establece que “el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible”.

La tradición legal de México en materia del patrimonio nacional se refuerza con la Ley General de Bienes Nacionales, que especifica que el patrimonio nacional se compone de: a) los bienes de dominio público de la Federación y b) los bienes de dominio privado de la Federación. La misma Ley remite a las especificaciones del patrimonio a lo contemplado en el artículo 27 Constitucional. Estos elementos fueron considerados en el Decreto de la Expropiación Petrolera del 18 de marzo de 1938.

1.2. Aspectos legales actuales

La realidad concreta relacionada con la tradición legal en México en materia de hidrocarburos, en los últimos tiempos necesariamente se remite a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. El artículo 25 indica que “el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas que señala el artículo 28, manteniendo

“La primera disposición técnica específica de hidrocarburos se dio en la Ley del Petróleo de 1901 y se complementó con el decreto sobre clasificación y régimen de bienes inmuebles de propiedad Federal el 18 de diciembre de 1902, durante la dictadura de Porfirio Díaz”

siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los Organismos que en su caso se establezcan” y el artículo 28 Constitucional señala como estratégicos al petróleo, carburos de hidrogeno sólido, líquidos y gaseosos entre otros.

El artículo 27 cuenta además con una Ley Reglamentaria, que entre su articulado principal establece lo siguiente:

1. Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentre en el territorio nacional – incluida la plataforma continental – en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se deriven de él.
2. Sólo la Nación podrá llevar acabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos siguientes:
 - a) La exploración, explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación.
 - b) La exploración, la explotación, la elaboración y ventas de primera mano de gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensable y necesario para interconectar su explotación y elaboración, y
 - c) La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, tales como: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando

provenga de carburos de hidrógeno, obtenido de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Por otra parte la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, le confiere a la Secretaría de Energía entre otras las responsabilidades siguientes:

“La regulación actual permite la participación de los particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, y las actividades reservadas para Pemex son: exploración, explotación y las ventas de primera mano”

- Conducir la política energética del país.
- Ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólido, líquidos y gaseosos, energía nuclear; así como respecto del aprovechamiento de los bienes y recursos

naturales que se requieran para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.

- Conducir la actividad de las entidades paraestatales cuyo objeto esté relacionado con la explotación y transformación de los hidrocarburos y la generación de energía eléctrica nuclear, con apego a la legislación en materia ecológica.

En lo que respecta específicamente a la paraestatal Petróleos Mexicanos, su Ley Orgánica establece dentro de sus disposiciones generales lo siguiente:

1. El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en las áreas estratégicas del petróleo, demás hidrocarburos y petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y de los Organismos descentralizados subsidiarios en los términos que esta Ley establece, y de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo y sus reglamentos.
2. Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, tiene por objeto, conforme a lo dispuesto en esta Ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
3. Se crean los siguientes Organismos Descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con responsabilidad jurídica y patrimonio propio, los mismos que tendrán los siguientes objetos:

Pemex – Exploración y Producción: exploración y producción de petróleo y gas natural; su transporte, almacena-

miento en terminales y comercialización;

Pemex – Refinación: procesos industriales de la refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;

Pemex – Gas y Petroquímica Básica: procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, y

Pemex – Petroquímica: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Las actividades estratégicas que esta Ley encarga a Pemex – Exploración y Producción, Pemex – Refinación y Pemex – Gas y Petroquímica Básica sólo podrán realizarse por estos Organismos.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Descentralizados, de acuerdo con sus respectivos objetos, podrán celebrar con personas físicas o morales

toda clase de actos, convenios, contratos y suscribir títulos de crédito, manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones legales aplicables.

En lo que respecta, de manera particular, al marco regulador del gas natural en México, el mismo se integra de la siguiente manera: en un primer nivel el Artículo 27 Constitucional, seguido de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, inmediatamente después la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, posteriormente hacia abajo el Reglamento de Gas Natural y en último nivel las Directivas entre las que se pueden citar las siguientes: 1) para determinación de precios y tarifas, 2) de contabilidad, 3) determinación de zonas geográficas y 4) venta de primera mano.

La regulación actual permite la participación de los particulares en las actividades siguientes: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, y las actividades reservadas para Pemex son: exploración, explotación y las ventas de primera mano.

Como se puede apreciar en México existe toda una tradición legal referida a la propiedad de los recursos naturales, en la que los hidrocarburos son considerados y salvaguardados por su Constitución Política como estratégi-

cos. En esas condiciones, alguna propuesta de modificación o de introducción de algún instrumento nuevo de operación financiera se torna especial y sensible. De ahí la importancia de analizar el gas natural desde una perspectiva que incluya a la tradición descrita y los retos operacionales y financieros actuales y futuros, razón por la cual resulta necesario describir la importancia del gas en México.

2.- La importancia del gas natural en México

La oferta de energía primaria en México durante el período 1995 -2000 se integró de la siguiente manera: 64% de petróleo y condensados, 18% de gas natural, 5% de electricidad, 3% de biomasa, 2% de carbón y 8% de importaciones. Como se aprecia el gas natural ocupa el segundo lugar en la oferta de la energía primaria.

De acuerdo a sus reservas probadas al 1º de enero de 2001, México ocupa el puesto 21 de la escala mundial. La característica de las reservas es que el 83% de las mismas son asociadas al petróleo y el 17% es gas no asociado. Es importante citar que estas reservas han registrado un comportamiento con tendencia decreciente en los últimos años. Como ejemplo se puede mencionar el comportamiento que se observa en las reservas de gas seco, las cuales se han caracterizado con cifras como las siguientes (cuadro adyacente):

En lo que respecta a la producción de gas el país se ubica en el noveno puesto de la escala mundial. La extracción de gas natural de 1998 a 2001, por regiones en cuadro de la parte inferior de la página:

La mayor extracción en el período comprendido de 1998 a 2001 se realizó en las regiones sur y marinas, debido a su correlación con la estructura de producción de petróleo crudo, en lo que respecta a la región norte la extracción

Reservas probadas de gas seco por región 1998 -2001*
(Miles de millones de pies cúbicos)

Región	1998	1999	2000	2001
Norte	18,034	17,873	16,402	16,311
Sur	9,105	8,231	9,237	8,655
Marina norte	2,815	2,584	3,308	3,083
Marina sureste	1,385	1,376	1,447	1,476
Total	31,339	30,064	30,394	29,505

*Cifras al 01 de enero de cada año.

Fuente: Secretaría de Energía, Programa Sectorial de Energía 2001-2006 y Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010

Extracción de gas natural por región 1998 - 2001
(Millones de pies cúbicos diarios)

Región	1998	1999	2000	2001*
Sur	2,067	1,997	1,857	1,743
Marinas	1,686	1,570	1,557	1,530
Norte	1,038	1,224	1,265	1,238
Total	4,791	4,791	4,679	4,511

*Cifras de indicadores petroleros

Fuente: Memorias de labores de Pemex

más dinámica se da en la cuenca de Burgos.

Como se puede apreciar por un lado las reservas presentan disminuciones y por otro la extracción presenta incrementos. La expansión en la utilización del gas natural en México durante la última década se debe, entre otras causas, a la introducción de desarrollos tecnológicos y específicamente a la utilización de generación de energía a partir de centrales de ciclo combinado, que supera a las tecnologías convencionales en la producción de energía eléctrica.

En el período de 1993 al 2000, la oferta nacional de gas natural abasteció en promedio el 98% del consumo interno y el 2% se complementó con importaciones, es importante citar que las importaciones de gas se realizan por dos factores:

El primero corresponde a situaciones de logística, ya que resulta más econó-

mico importar gas de los Estados Unidos de Norteamérica, para satisfacer las necesidades del norte de la República Mexicana, que transportarlo de los centros productores ubicados en el suroeste mexicano.

El segundo factor es que la importación de gas se destina a cubrir el déficit que no cubre la oferta nacional. Parte de esos consumos se dan principalmente en la región centro del país, que comprende al Distrito Federal, los Estados de Hidalgo, México, Morelos, Puebla y Tlaxcala².

De acuerdo a las proyecciones contempladas en la prospectiva del mercado de gas natural 2001 – 2010, al final del período de la proyección, la oferta nacional de gas será de 7,551 millones de pies cúbicos diarios, y la demanda estará en 9,451 millones pies cúbicos diarios. Se estima que el incremento en la demanda se debe en un 55% a los proyectos eléctricos, lo que implica que la oferta nacional solo cubrirá el 80%

de las necesidades, el 20% restante se tendrá que complementar con importaciones. Lo cual implica una importación estimada de gas de 1,900 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales el 50% se deberá a aspectos logísticos y el otro 50% por razones de déficit. Ello si las condiciones actuales no llegaran a modificarse sustancialmente por el lado de oferta (como por ejemplo la incorporación de nuevas reservas y su correspondiente extracción). Es importante citar que las proyecciones por el lado de la oferta se realizaron antes de la perforación de los Pozos Playuela 1 y Lancahuasa 1, los cuales están incluidos en el Proyecto Estratégico de Gas de Petróleos Mexicanos.

3.- Financiamiento

Para satisfacer las necesidades proyectadas de gas natural en México, se requiere realizar una inversión estimada en 21 mil millones de dólares, en el período comprendido del 2000 al 2009. Según estimaciones contenidas en el



Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006.

El financiamiento de los gastos de inversión por proyectos, en Pemex Exploración y Producción, en el período 1998 – 2000, fue el siguiente:

Gasto de inversión	1998	1999	2000
Programable	48%	36%	41%
Pidiregas	52%	64%	59%

Fuente: Petróleos Mexicanos, Informe Estadístico 2000

Como se puede apreciar de acuerdo a los datos disponibles, en el 2000 el 41% de los gastos de inversión, se financió con recursos presupuestales, asignados a través del Presupuesto de Egresos de la Federación, y el 59% se financió por medio de recursos extrapresupuestales, como es el caso del esquema de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (Pidiregas). Es importante mencionar que este tipo de financiamiento tiene su origen a raíz de la restricción financiera que se dio en México en el período 1994 – 1995, esto implicó la realización de modificaciones a las Leyes de Deuda Pública, Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público, sus Reglamentos, y se emitió la Norma de Información Financiera número 9 (NIF – 09), la cual especifica el tratamiento contable de las inversiones en proyectos de este tipo.

La concepción original de este esquema de financiamiento de la inversión, es que los proyectos se financiarán con los recursos que generen la venta de los bienes y/o servicios del propio proyecto y que no influyan en el balance federal durante su ejecución. En otros términos se trata de deuda contingente. Con esto se abre un espacio importante para la participación privada al financiar los proyectos de inversión de largo plazo, con el respectivo costo financiero que esto implica.

Con respecto al financiamiento proyectado de 21 mil millones dólares para el período citado, el país tendrá que realizar un esfuerzo enorme para satisfacer las necesidades crecientes de gas natural. Evidentemente esto requiere de más y mejores esquemas de financiamiento de los proyectos de inversión de largo plazo. Una alternativa propuesta en ese sentido por la Dirección de Petróleos Mexicanos es la figura de Contratos de Servicios Múltiples, la cual se pretende en primer término aplicar para aumentar las reservas y producción de gas no asociado. De acuerdo a la información disponible hasta la fecha, estos contratos no constituyen una inversión privada en Petróleos Mexicanos, son más bien un instrumento de financiamiento de la inversión pública.

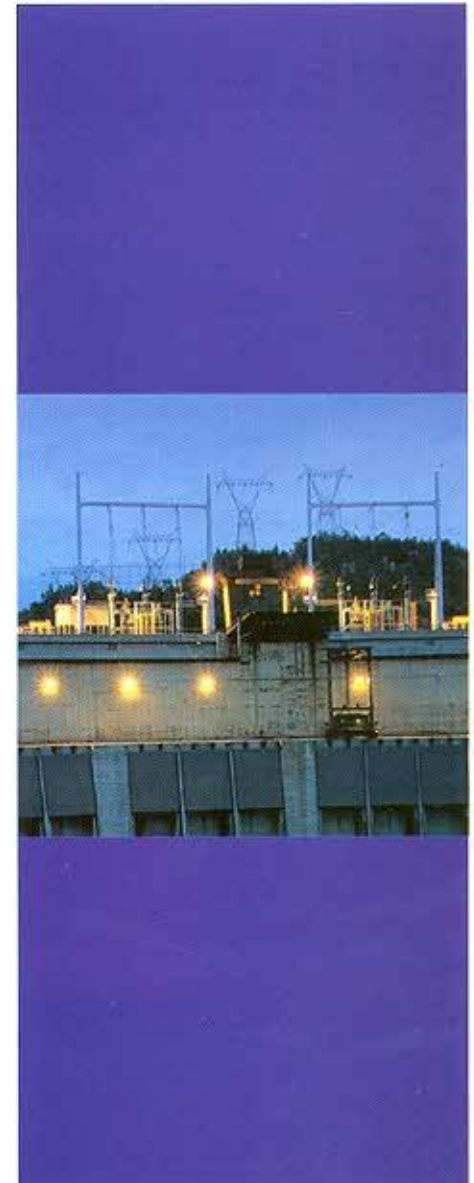
El tipo de contratación referido se instrumentaría en tres etapas y con plazo máximo de 20 años. La primera etapa contempla licitaciones para el segundo semestre de 2002, las cuales estarían enfocadas primeramente a un programa de desarrollo de la cuenca de Burgos con alcance de mil millones de pies cúbicos diarios de gas durante el período de 2005 a 2011. Según estimaciones de Petróleos Mexicanos esta primera etapa es rentable hasta antes de impuestos, lo que implica realizar una modificación al régimen fiscal que actualmente se aplica a la Paraestatal, para asegurar su viabilidad económica.

La otra alternativa planteada está relacionada precisamente con la modificación del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos, de manera tal que le permita a la Empresa Pública contar con recursos propios para el desarrollo de sus proyectos de inversión, considerando que actualmente Pemex aporta más del 35% de los ingresos fiscales.

Evidentemente cualquier alternativa que se logre plantear deberá considerar al-

gunos de los principios rectores de la política energética señalados en el Programa del Sectorial de Energía 2001 - 2006, que básicamente para el caso del gas son los siguientes:

1. Soberanía energética. México conservará, tanto por razones históricas, como por conveniencia económica la propiedad, explotación, manejo y regulación de los recursos energéticos nacionales y se mantendrá el carácter público de las empresas del Estado.
2. Seguridad de abasto. - Tanto el desarrollo económico como la competitividad internacional de toda nación moderna requieren de la se-



guridad en el abasto. (en el caso del gas con mayor razón, por su vinculación con la generación de energía eléctrica)

3. Compromiso social. La energía es un elemento fundamental no sólo para el crecimiento económico, sino para mejorar las condiciones cotidianas de todos los ciudadanos.

Es necesario citar que cualquier propuesta de solución, para que tenga viabilidad política entre los actores del Ejecutivo y el Legislativo y cuente con el apoyo requerido para su instrumentación, deberá considerar entre otros aspectos a la tradición legal mexicana y a los principios rectores citados. De no considerarse al menos estos aspectos, cualquier propuesta por muy técnicamente elaborada que se presente tendrá menos posibilidades de viabilidad, debido a la naturaleza intrínseca del funcionamiento político, económico y social en México.

Derivado de lo anterior se puede resumir lo siguiente:

1. Que dadas las condiciones actuales y las proyecciones efectuadas, la oferta no es suficiente para satisfacer la demanda esperada en el año 2010.
2. Que el incremento en la demanda actual y esperada de gas natural, está sustentada, entre otros elementos, en la mayor utilización de tecnología de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica, como consecuencia de las mejores ventajas que ofrece esta tecnología en comparación con las tradicionales.
3. Que para satisfacer las crecientes necesidades de gas natural en el país se requieren importantes recursos financieros, que promuevan

“Es necesario citar que cualquier propuesta de solución, para que tenga viabilidad política entre los actores del Ejecutivo y el Legislativo y cuente con el apoyo requerido para su instrumentación, deberá considerar entre otros aspectos a la tradición legal mexicana y a los principios rectores citados. De no considerarse al menos estos aspectos, cualquier propuesta por muy técnicamente elaborada que se presente tendrá menos posibilidades de viabilidad, debido a la naturaleza intrínseca del funcionamiento político, económico y social en México”

el desarrollo de programas y proyectos para incorporar mayores reservas y más volumen de extracción. En ese sentido las autoridades energéticas mexicanas tendrán que realizar un esfuerzo considerable en la utilización de instrumentos financieros que sean capaces de cubrir los requerimientos, es decir, tendrán que utilizar desde los instrumentos tradicionales como la asignación en el Presupuesto de Egresos de la Federación, el esquema de Pidiregas, la propuesta de los contratos de servicios múltiples, una vez que estos últimos estén debidamente consensuados entre el Ejecutivo y el Legislativo, y la sociedad mexicana en su conjunto, y otros instrumentos que seguramente surgirán de la creatividad financiera de los mexicanos. Para que tengan viabilidad deberán considerar a la tradición legal mexicana y los principios rectores de la política energética.

4. Es importante esperar y observar los resultados de potencialidades reales de la perforación de los pozos Playuela 1 y Lancahuasa 1, y los resultados en su conjunto del Proyecto Estratégico de Gas de Petróleos Mexicanos que posiblemente en el futuro incidan en la oferta nacional de gas.

Notas:

1. Andrés Molina Enríquez, redactor de la exposición de motivos original, archivo histórico de la Nación.
2. Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001 - 2010
- * Luis Alberto Vásquez Melendez, de nacionalidad mexicana, posee un doctorado en finanzas públicas de la Universidad Veracruzana. Ha desempeñado funciones financieras y administrativas en Petróleos Mexicanos – Pemex – desde 1988 hasta 2001. Actualmente es Contralor Interno de OLADE.

Embajador de Brasil visitó sede de OLADE



El Doctor Sergio Abreu e Lima Florencio, quien recientemente asumió las funciones de Embajador de la República Federativa de Brasil en Ecuador, visitó la sede de la Organización Latinoamericana de Energía, el 4 de marzo del presente año.

El Embajador Abreu e Lima Florencio fue recibido por el Secretario Ejecutivo de OLADE, Doctor Julio Herrera, quien le informó sobre las principales actividades de la Organización.

Uno de los temas que concitó, especialmente, la atención de los dos funcionarios fue el de las acciones de la

Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur (IIRSA), que actualmente está presidida por Brasil.

En este sentido se destacó la importancia del componente energético que integrará el informe que será presentado a la Cumbre Presidencial a efectuarse en Guayaquil, Ecuador, el próximo mes de julio.

El Embajador de Brasil reiteró, en esta oportunidad, el apoyo de su país a los esfuerzos de integración del sector energético de los Estados Miembros de OLADE.

CONFERENCIA INVESTIGATIVA DE MUJERES EN EL DESARROLLO DE LA ENERGIA Y AMBIENTE CONTINUARA EN 2002

Uruguay, Brasil, Perú y Ecuador fueron sedes, durante el año 2001, del evento denominado "Conferencia Investigativa sobre el Rol de la Mujer en el Desarrollo del Sector Energético – Ambiental".

Esta actividad forma parte del componente de género del Proyecto Ambiente y Energía que OLADE lleva adelante en conjunto con la Universidad de Calgary, Canadá, con el apoyo de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI).

El objetivo de las conferencias, efectuadas en el ámbito nacional de los Estados Miembros de OLADE, es contribuir al diseño de nuevas políticas para promover la participación de la mujer en las actividades de la energía en América Latina y el Caribe, contrastando las experiencias de la región con las de Canadá.

En el transcurso de 2001 se efectuaron versiones de esta Conferencia en Uruguay, los días 25 y 26 de Octubre; en Brasil, 29 y 30 de Octubre; Perú, 19 y 20 de Noviembre y en la sede de OLADE, en Quito, Ecuador el 11 y 12 de diciembre.

OLADE y la Universidad de Calgary se encuentran coordinando con otros Estados Miembros de la Organización la realización de similares eventos en el transcurso de 2002.



La Cuenca de Gas Neuquina: ¿De California y Brasil a la próxima crisis energética en Argentina?

Francisco Figueroa de la Vega* y Aníbal Dobrusín**

1. Introducción

La prospectiva realizada por la Secretaría de Energía de Argentina, para el período 2000-2010, muestra que la producción de gas natural tendrá capacidad como para satisfacer las necesidades del mercado. Cuando se extiende el horizonte al año 2020 la situación es ciertamente preocupante. Nuestra revisión de la prospectiva mencionada muestra que, en particular, la Cuenca Neuquina tendría a partir del 2010 dificultades de suministro, a menos que expanda su Base de Recursos.

Las consecuencias pueden conducir a una seria perturbación en el suministro de gas a los mercados interno y externo y para las economías de las provincias

que dependen de las regalías provenientes de la Cuenca. A ello se agregaría la caída en la recaudación de impuestos, tasas y contribuciones que pagan las empresas involucradas y alza en la tasa de desempleo, entre otros efectos. Para tratar de evitarlas serán necesarias investigaciones sobre el potencial de reservas e inversiones significativas en exploración, que deberán ser fomentadas por una política energética activa.

Sobre esta base, en los apartados que siguen nos referiremos primero a los requerimientos internos y externos de gas natural y luego a las posibles dificultades de oferta que tendrán los productores de la Cuenca Neuquina. En ese contexto no pueden ignorarse las derivaciones que han tenido las crisis de capacidad sobre

el suministro energético en California y Brasil y las causas que las han originado.

2. Breve descripción de la industria en el presente

Recursos de gas natural: El tema de los recursos es central toda vez que constituye la plataforma para el futuro desempeño de la actividad del gas natural. Estos se clasifican entre recuperados, descubiertos, identificados y no identificados, dependiendo del riesgo que supone cada categoría. El tema es de gran complejidad e inclusive de controversia ya que algunos autores sostienen que los recursos no identificados no alcanzan a la categoría de reservas y por lo tanto no deben ser considerados en las estimaciones del potencial productivo.

Tabla 1: Base de Recursos Gasíferos en la Cuenca Neuquina (MMMmc)

Fecha de Estimación	Producción acumulada (*)	Reservas Probadas	Reservas Originales Descubiertas	Reservas Identificadas (**)	Recursos No Identificados (***)	Recursos Ultimos
	1	2	3=1+2	4	5	6=3+4+5
1993 (1)	187	323	510	274	396	1180
1996 (2)	242	341	583	95	216	894
1999 (3)	310	377	687	97	200	984

(*) En base a datos de Yrigoyen, 1994; (**) Reservas Probables y Posibles; (***) Recursos Hipotéticos y Especulativos.
Fuente: (1) Yrigoyen, 1994; (2) Novara, 1998; (3) SE y M, 2001.

En este trabajo se sigue el criterio que los recursos no identificados son susceptibles de transformarse en reservas.

La suma de todas las categorías son los Recursos Ultimos de la Cuenca a la fecha de su estimación y la ponderación de cada categoría por los respectivos factores de riesgo, tanto de descubrimiento como de recuperación, configura los Recursos Ultimos Recuperables que es previsible entregar al mercado. Nos referimos a factores de riesgo y no a factores aleatorios dado que la cuantificación de aquellos son el resultado de la experiencia de expertos calificados (geólogos e ingenieros de reservorios) mientras que los últimos suponen un juego de azar.

Existen diversos trabajos nacionales que han cuantificado los Recursos Ultimos de gas natural en la Cuenca Neuquina (Tabla 1). Los datos están expresados en miles de millones de metros cúbicos (MMMmc).

Algunos de esos trabajos son estimaciones propias de los autores, otros recopilan información confidencial dispersa, de empresas en operación y certificadoras de reservas e infieren los resultados. Nuestro objetivo no es entrar en una discusión sobre la validez de los datos que consideramos debería ser analizada en un comité de expertos sobre el tema, sino analizar el comportamiento que cabe esperar de la producción futura, ante los requerimientos del mercado, dado el potencial gasífero en la Cuenca Neuquina.

Parece necesario recordar que a medida que aumenta el conocimiento, los recursos pasan en cascada desde esa categoría a la de reservas posibles y luego hasta la de probables antes de

producirse los descubrimientos que las transforman en probadas (por desarrollar y desarrolladas). Ese proceso dinámico no es automático ni necesariamente secuencial y puede explicarse por un conjunto de evaluaciones que conduce a cuantificar los recursos en sus distintas categorías.

Si los volúmenes de Recursos Ultimos cuantificados hasta el presente reflejaran su disponibilidad definitiva cabe esperar que las reservas y recursos no descubiertos, a medida que se transforman en reservas probadas, sean cada vez menores y mayores estas últimas. Sin embargo, se observa que los recursos últimos varían con el mayor conocimiento que aportan los avances de la tecnología en exploración. Pero, dado que la probabilidad de encontrar yacimientos grandes es cada vez menor cabe esperar que la expansión de los Recursos Ultimos también sea menor aproximándose a su límite definitivo. El proceso implica aumentar el conocimiento sobre el potencial (recursos y reservas no descubiertas) para transformarlo luego en capacidad (reservas recuperables).

Más complejo aún resulta que esa capacidad se agota con la producción. Este aspecto fue analizado en el pasado [Marshall, 1890] con referencia a la explotación minera: "...El producto del campo es algo distinto del suelo, pues aquél, debidamente cultivado, mantiene su fertilidad, mientras que el producto de la mina es una parte de la propia mina". Entonces, dada la producción de gas natural se requerirán de crecientes descubrimientos de reservas tanto para reponer la capacidad como para posibilitar un suministro acorde con las crecientes necesidades del mercado. Sin embargo, no basta con disponer de una Base de Recursos. Adicionalmente se requiere poder expresar en términos de recuperables a los componentes que median entre las Reservas Originales y los Recursos Ultimos (Tabla 1). Las Reservas Originales ya han sido en parte extraídas y el resto, una vez desarrolladas, están en condiciones de ser puestas en superficie con una elevada probabilidad de que así ocurra. La cuestión es cuánto puede recuperarse del resto de reservas y recursos. Para tal fin en este trabajo hemos adoptado el criterio aplicado por DeSorcy [Citado por Novara, 1998].

De la Tabla 1 seleccionamos la estimación de reservas y recursos de la fila (2), que se origina en diversas fuentes de información y que son suficientemente desagregadas y actualizadas para los fines de este trabajo. Esto nos lleva a la siguiente cuantificación para la Cuenca Neuquina (Tabla 2).

Tabla 2: Reservas y Recursos Gasíferos en la Cuenca Neuquina al 1/1/97 (MMMmc)

Cuenca Productiva	Reservas			Reservas Identificadas	Recursos No Identificados
	Probadas	Probables	Posibles		
	1	2	3	4=1+2+3	5
Neuquina	341.1	75.5	19.3	435.9	215.6

Fuente: En base a datos de [Novara, 1998].

Tabla 3: Estimación de Recursos Ultimos Recuperables al 31/12/2000 (MMMmc)

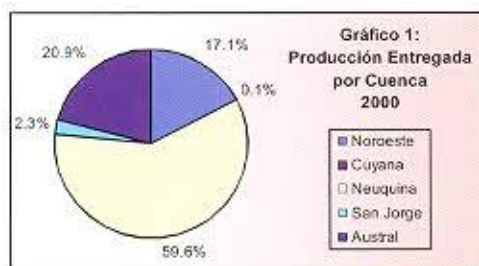
Cuenca Productiva	Producción Neta Anual (*)	Producción Acumulada (**)	Reservas Probadas (***)	Reservas Originales Descubiertas	Reservas Identificadas Recuperables (****)	Recursos No Identificados Recuperables (*****)	Recursos Ultimos Recuperables
	(1)	(2)	(3)	(4)=(2)+(3)	(5)	(6)	(7)=(4)-(5)+(6)
Neuquina	25.8	336	353	689	23.7	37.3	750

(*) Neta de reinyección a la formación; (**) Estimado en base a datos de [Yrigoyen, 1994]; (***) Datos [SIEE-OLADE, 2001] con información provista por la Secretaría de Energía; (****) Estimado a 1997 en base a datos de [Novara, 1998], incluye reservas probables y posibles; (***** En base a datos de [Novara, 1998], incluye potenciales estimados.

Fuente: Elaboración propia.

Los Recursos Ultimos Recuperables estimados para la Cuenca Neuquina (Tabla 3), al año 2000, indican que concentra 43.9% de los recursos gasíferos recuperables del país, estimados con la misma metodología. Por ello la importancia de lo que suceda en el futuro con el suministro de gas de la misma.

Los datos de Reservas Originales de la Tabla 3 parecen bastante fidedignos y el error puede estar dentro de márgenes



Recursos Ultimos Recuperables que hemos estimado, mientras que el margen por descubrir fue del 8.1%. Por lo tanto, es bastante previsible el futuro de la Cuenca si no aparecen nuevos recursos y si se confirman las estimaciones.

A efectos de posibilitar un análisis dinámico de los descubrimientos y producción frente a los requerimientos futuros basaremos en los datos de la Tabla 3. Es importante señalar que el grado de madurez de exploración de la Cuenca Neuquina tendrá una incidencia significativa sobre el ritmo de descubrimientos y producción futuro, de ahí la importancia de disponer de un adecuado conocimiento del universo de recursos.

Producción: En el 2000 la Cuenca Neuquina habría producido, desde el inicio de

país y se han incorporado interconexiones con Uruguay y Brasil (Tabla 4), que han incrementado las exportaciones (Tabla 5).

Las inversiones en gasoductos originadas en las expectativas de exportación de gas natural de la Cuenca representaron 38.1% de las inversiones en gasoductos realizadas en el país, también para exportación.

Las exportaciones de la Cuenca representaron, en el año 2000, el 49.7% de las exportaciones totales de gas del país. Por lo tanto, también es importante el futuro de esta Cuenca para los países vecinos.

Regulación: Los precios del mercado mayorista se fijan por libre contratación entre oferentes y demandantes, mientras que en los mercados minorista y de servicios de transporte y distribución, los precios y tarifas son regulados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). La evolución de precios boca de pozo (Tabla 6) indica a la Cuenca Neuquina como la de mayor precio respecto al resto de las Cuencas.

Los precios City Gate del gas recibido en Buenos Aires, procedente de la Cuenca Neuquina, se estimaron en promedio en 1.93 US\$/MMBtu para el año 2000 y los costos de transporte promedio desde la Cuenca Neuquina se estimaron en 0.61 US\$/MMBtu.

Tabla 4: Gasoductos en operación y en construcción que exportan gas de la Cuenca Neuquina

Países de destino	Tramos en Argentina	Inicio Operación	Inversiones en Argentina (MMUS\$)
Chile Gesandes	La Mora-Paso del Maipo Long: 313 km; Diam: 24"; Cap: 10 MMmcd	6/97	162.0
Uruguay Petrouuguay	Gto. Enterriano-Pto. Internac. Gral. Artigas Long: 15 km; Diam: 10"; Cap: 1 MMmcd	10/98	4.0
Chile Pacífico	Yac. Loma La Leta-Paso Bula Mallín Long: 296 km; Diam: 20" y 24"; Cap: 3.5 MMmcd	12/99	150.0
Brasil TGM	Aldea Brasileira-Uruguayana Long: 450 km; Diam: 24"; Cap: 2.8 MMmcd	8/00	125.0
Uruguay Casablanca	Gto. Enterriano/Cruce Río Uruguay Long: 10.5 km; Diam: 16"; Cap: 2 MMmcd	Construcción	1.0
Uruguay Cruz del Sur	Punta Lara-Colonia Long: 93 km; Diam: 24" y 18"; Cap: 6 MMmcd	Construcción	40.0

Fuente: En base a datos del Informe Trimestral de ENARGAS, Diciembre 2000.

Tabla 5: Exportaciones de la Cuenca Neuquina a los países vecinos

	Exportación (MMmc)			Total
	Chile	Brasil	Uruguay	
1997	114.0	0.0	0.0	114.0
1998	1176.0	0.0	2.0	1178.0
1999	1971.0	0.0	23.0	1994.0
2000	2096.0	171.0	37.0	2304.0

Fuente: Fuente: Secretaría de Energía y Minería, Prospectiva 2000

razonables. Las reservas identificadas y los recursos no identificados corresponden a datos de 1997 y pueden tener un margen de error mayor debido a que entre esa fecha y el 2000 seguramente se han identificado nuevas reservas que han abierto información y que pueden haber modificado los datos.

Es interesante destacar que en el año 2000 las Reservas Originales de la Cuenca Neuquina fueron el 91.9% de los

la explotación en 1918, el 44.8% de los Recursos Ultimos Recuperables y había entregado producción al mercado por volúmenes que representaban el 59.6% de la producción total del país. El resto de los principales aportes fue seguido por las contribuciones de las Cuencas Austral y Noroeste (Gráfico 1).

Exportación: En 1997 se iniciaron las exportaciones a Chile y hasta el 2000 se han agregado nuevos gasoductos a ese

3. Perspectivas de suministro de gas natural 2000-2020

Luego de analizar la prospectiva oficial sobre el mercado de gas natural en Argentina [Sec. de Energía, 2001], presentamos algunos resultados que estimamos pueden ser de interés para los decisores energéticos y operadores de la industria del gas.

Los principales resultados se refieren a:

- El alcance de los recursos de gas natural para asegurar el suministro a largo plazo al mercado interno y externo.
- Efectos del alcance de los recursos sobre los precios de venta del gas

natural en cabecera de gasoductos y sobre los precios "city gate".

Al respecto se analizan dos escenarios. El primero, de Referencia que supone un crecimiento tendencial (business as usual) con leves ajustes y con una disponibilidad de recursos como la estimada en la Tabla 3. El segundo, de Expansión de Recursos Últimos y que mantiene todo lo demás igual.

3.1 Los requerimientos del mercado interno y externo

En ambos escenarios los requerimientos internos de gas natural, de los sectores socioeconómicos, crecen en el período 2000-2020 al 3.4% acumulativo anual. En los sectores Comercial y Público, Industria y Petroquímica, Electricidad y Exportación se han adoptado las tasas de crecimiento previstas por la Secretaría de Energía [SE y M, 2001]. Para los Sectores Residencial y Transporte se han adoptado funciones de saturación con crecimientos acumulativos anuales, entre el 2000 y 2020, de 2.1% y 3.4% respectivamente. La razón para calcular en forma independiente a los dos últimos sectores se debe a la madurez del mercado de gas argentino. El resto de los sectores tiende a seguir el crecimiento económico esperado aunque, con la crisis financiera de fines del 2001, parece optimista. La expansión del mercado externo depende de contratos de largo plazo y autorizaciones de la Secretaría de Energía.

Los requerimientos a la Cuenca Neuquina (Tabla 7) se han asignado de acuerdo a la estructura de las entregas de gas de la misma en el año 2000. Esas entregas, en millones de metros cúbicos (MMmc), están condicionadas por la capacidad existente de los gasoductos en operación, a esa fecha.

La hipótesis básica adoptada es que a largo plazo la demanda se enfrentará a una oferta que determinará el origen de los suministros y que los ductos se acomodarán de acuerdo a la racionalidad empresarial en un contexto del mercado que puede cambiar la dirección de las

Tabla 6: Precios promedio en boca de pozo de contratos por cuenca, sin impuestos (US\$MMBtu)

	Promedio País	Noroeste	Neuquina	Austral
1995	1.125	1.163	1.249	0.964
1996	1.165	1.219	1.319	0.967
1997	1.163	1.215	1.313	0.968
1998	1.160	1.200	1.320	0.970
1999	1.150	1.170	1.300	0.970

Fuente: Gas & Gas, varios números

corrientes de suministro e incluso de desactivar algunos gasoductos.

3.2 Exportaciones por destino

Entre los años 2000 y 2010 se han adoptado las previsiones de exportación estimados por la Secretaría de Energía. Entre el 2010 y 2020 se ha supuesto la continuidad de esas exportaciones. La Secretaría de Energía prevé que los suministros se realizarán de acuerdo a lo convenido entre demandantes y oferentes en los contratos y según las autorizaciones concedidas por el gobierno hasta fines del 2000.

Como se desprende del Gráfico 2 y Tabla 8 los destinatarios de las exportaciones mencionadas, desde la Cuenca Neuquina, son Chile, Uruguay y Brasil.

3.3 Producción

a. Tendencias de la producción posible frente a la producción requerida por los mercados interno y externo

Luego de las reformas en el Sector Gas Natural (1992), los productores han reaccionado con una producción anual creciente que ha satisfecho los requerimientos de los mercados interno y externo. Ello se refleja por la producción máxima posible (PMP) que indica la adaptación a los requerimientos mediante la aceleración de la producción en el pasado reciente (Gráfico 3). Pero, para satisfacer la producción requerida por los consumidores será necesario acentuar ese proceso de aceleración como muestra la PMP en el futuro.

Tabla 7: Requerimientos de Gas Natural a la Cuenca Neuquina (MMmc)

	Ventos	Consumo en Yacimientos	Mercado interno y externo				Producción requerida Total
			Retención en Plantas	A Transportar para consumo interno	Subtotal	Exportación	
1990	643	759	106	12492	14.000	14.000	
1995	835	987	138	16234	18194	18194	
2000	619	1231	172	21514	23536	25840	
2005	823	1473	207	25850	26353	33744	
2010	956	1715	241	30094	33006	39186	
2015	1092	2008	282	35228	36610	44790	
2020	1248	2342	329	41086	45005	51185	

Fuente: En base a datos de OLADE, de la Secretaría de Energía y elaboraciones propias.

Es posible que como efecto de la crisis, esas exportaciones adicionales puedan ser mayores en el futuro, si la capacidad de los ductos lo permite, con el fin de compensar la posible reducción de los requerimientos en el mercado interno.



Tabla 8: Escenario de Referencia de Exportaciones de la Cuenca Neuquina

	Brasil	Chile	Uruguay	Total
2000	171	2096	37	2304
2005	899	3386	1106	5391
2010	950	3576	1654	6180

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía, 2001.



No obstante, el límite del esfuerzo productivo, dados los Recursos Ultimos Recuperables estimados en este Escenario, la PMP alcanzaría su máximo en el año 2012 para luego declinar abruptamente. Se ha supuesto en este análisis que el proceso de aceleración de la producción no presenta dificultades técnicas de explotación. Sin embargo, es un supuesto fuerte que debe ser analizado.

La integral de la PMP es igual al volumen de reservas descubiertas y por descubrir, que se indican como Reservas Remanentes. Como se observa, éstas habrían comenzado a declinar en 1999 (Gráfico 4).

Las Reservas Recuperables resultan de la diferencia entre los descubrimientos y producción acumulados (Gráfico 5) cuya

evolución esperada en el futuro resulta de suponer que el ritmo de descubrimientos mantiene las tendencias del pasado reciente (1995-2000) mientras que la producción ha sido forzada con el fin de satisfacer los requerimientos internos y externos en expansión.

Por otra parte, la estabilidad de los marcos normativos que permitieron esa expansión de la producción en el pasado puede haberse alterado por la crisis de la deuda actual e incrementado la aversión al riesgo de los inversores debido a la inseguridad jurídica que se percibe en el ambiente de negocios.

En cualquier caso, la posible evolución de la PMP implicaría la necesidad de confirmar las estimaciones de los Recursos Recuperables a fin de tomar decisiones oportunas, para evitar los efectos de crisis energéticas como las sucedidas recientemente en California, luego de la apertura del mercado [Laurie, 2001] o en Brasil, por la demora en la implementación de marcos regulatorios que ofrecieran un ámbito de negocios energéticos atractivo a los inversores [Pinto, 2001]. Cabe señalar que la posible crisis de suministro de gas en Argentina ya fue advertida en varios trabajos, antes [Figuroa, 1999] y más recientemente [Thouin, 2001] y [Beicip Franlab, 2001].

b. Tendencias de la producción posible frente a la expansión de los Recursos Ultimos

Este es un escenario en el que compiten la realidad y la fantasía. El enfoque en este escenario es determinar qué pasaría con el alcance de la PMP si los Recursos Ultimos de la Cuenca Neuquina

podieran aumentar como resultado de una exploración exitosa por las empresas. Al respecto, se ha supuesto arbitrariamente que los Recursos Recuperables de esta Cuenca podrían ser mayores en un 50% que las estimaciones de la Tabla 3. Ello aumentaría la disponibilidad a 1125 MMMmc de gas. Se presume que la Cuenca Neuquina tiene en la periferia de los campos en explotación y a mayor profundidad potenciales que podrían descubrirse con nuevas inversiones.

De verificarse esas hipótesis el horizonte de Producción Máxima Posible (Gráfico 6) podría extenderse hasta fines de la próxima década y satisfacer así los requerimientos hasta casi el 2020.



Tabla 9 : Comparación de la producción máxima posible con la producción requerida (MMtnc)

Años	Producción Máxima Posible		Producción Requerida	
	Esc. de Referencia	Esc. de Expansión de Recursos	Esc. de Referencia	Esc. de Expansión de Recursos
2000	25840	25840	25840	
2005	33744	33744	33744	
2010	39186	39186	39186	
2015	388	44791	44791	
2020	105	6996	51185	

Las reservas remanentes (Gráfico 7) igual habrían alcanzado su máximo en 1999, para luego declinar sistemáticamente, a menor ritmo que en el Escenario de Referencia, hasta el fin de la próxima década.

La producción y descubrimientos acumulados (Gráfico 8) muestran una brecha creciente hasta el 2005, aún con la producción forzada para satisfacer los requerimientos dirigidos a la Cuenca. Es claro, que la importancia de un conocimiento adecuado de los Recursos Ultimos Recuperables puede determinar decisiones más apropiadas que aquellas que se tomarían sobre la base de las reservas comprobadas, probables y posibles, como se advierte en algunas publicaciones. La evaluación periódica de esos recursos es un factor determinante tanto para las decisiones empresariales de suministro como para las provinciales en sus expectativas de financiamiento de los respectivos presupuestos.

Es inevitable pensar que el gas natural es un recurso agotable. Puede argumentarse que el volumen cuantificado de Recursos Ultimos es bajo o alto pero el caso es que cualquiera sea el volumen asignado a las estimaciones, el ritmo de producción y de descubrimientos de gas natural tarde o temprano alcanzarán a su disponibilidad definitiva. Lo que no puede argumentarse es que siempre habrá gas natural, no al menos económicamente explotable ya sea por volúmenes que no justifican su explotación o por tecnologías que reemplazarán a la fuente. Esta última argumentación ha sido el factor determinante de una monetización acelerada de reservas de hidrocarburos por muchas empresas en vista de la velocidad que ha tomado la tecnología en la búsqueda de sustitutos limpios y renovables en los países más avanzados.

c. Comparación de escenarios de producción máxima posible frente a la producción requerida por el mercado interno y externo

La comparación de las tendencias de la *producción máxima posible*, expuestas en los apartados anteriores, con la *producción requerida* para satisfacer los consumos internos y exportaciones, permite apreciar que, en todos los casos, no sería posible satisfacer los requerimientos a largo plazo (Tabla 9) y que será necesario prever la contingencia.

La hipótesis implícita en muchos estudios es que la producción máxima posible se ajustará automáticamente a la producción requerida si se realizan las inversiones necesarias en exploración. Ese es un supuesto ingenuo y riesgoso. Como ya se ha indicado, los recursos podrían no estar en donde se esperan, aún cuando no existan restricciones financieras para realizar inversiones en exploración.

También es de notar que los requerimientos de producción son en todos los casos crecientes no evidenciando la posibilidad de que la producción pueda declinar en algún momento. Ese aspecto resulta de no tener en cuenta el carácter finito de los recursos gasíferos, ni las posibles sustituciones futuras con fuentes más atractivas, tanto desde la perspectiva empresarial como de los consumidores en lo ambiental. Entonces, parece necesario volver a los estudios energéticos integrales que posibiliten una prospectiva más realista para el sector.

d. Resumen: Balance Físico de Escenarios

Como se observa en la Tabla 10 las perspectivas no son muy alentadoras en el

Escenario de Referencia. A fines del 2010 la reservas remanentes serían muy bajas y para compensar las pérdidas de producción entre el 2010 y 2020, las importaciones que se requerirían serían equivalentes a los requerimientos internos y externos. En el Escenario de Expansión de Recursos la situación no sería tan grave, pero aún así, la producción hacia el 2020 no alcanzaría a satisfacer los requerimientos.

4. La oferta de gas natural en el mercado mayorista

4.1 Los precios de venta internos y la escasez del recurso doméstico

En un sistema como el argentino, donde el comercio mayorista del gas natural se rige por las reglas del mercado, la posible evolución de sus precios de venta tiene especial relevancia.

Primero, porque los oferentes no estarán dispuestos a vender el producto a un precio menor que una rentabilidad que asegure que su Patrimonio Neto esté razonablemente recompensado.

Segundo, porque la disposición a pagar un determinado precio dependerá, para los consumidores, del costo de oportunidad de los sustitutos en los diferentes usos.

Este juego de alternativas tiene una complejidad de difícil predicción. No obstante, se ha intentado una aproximación a la estimación de los precios de venta del gas en cabecera de gasoducto a partir de la identificación de algunos elementos que rigen la racionalidad de los distintos productores. Para el cálculo, se ha tenido como referencia una estimación de costos de reposición de las reservas de gas para la Cuenca Neuquina realizada para los años 1994 a 2015 [Yrigoyen, 1994].

La evolución esperada de los precios de venta del gas natural en cabecera de gasoducto se explica por un conjunto de argumentos de una función compleja, donde algunos son flujos o stocks del sistema, tales como la producción anual,

Tabla 10: Cuenca Neuquina: Perspectivas 2000-2020

	2000	2010		2020	
		Escenarios			
		Referencia	Expansión de Recursos	Referencia	Expansión de Recursos
		MM/Mmc			
Consumo interno	23.5	33.0		45.0	
Exportación	2.3	6.2		6.2	
Importación país (*)	0	0	51.1	42.2	
Producción Neta (**)	25.8	39.2		0.1	9.0
Producción Neta Acumulada (***)	336.3	670.8		749.8	1018.8
Reservas Remanentes	353.0	74.6	296.0	0	
Recursos por Descubrir	60.9	4.8	158.5	0.3	106.5
Recursos Ultimos	750.2	750.2	1125.3	750.2	1125.3
Reservas/Producción (años)	14	2	8	0	

(*) Por falta de suministro de la Cuenca Neuquina (** Incluye ventas; (***) Desde el inicio de explotación

Fuente: Elaboración propia.

los descubrimientos, los costos de reposición y las reservas remanentes y otros como la tasa de rentabilidad sobre la inversión. Esos datos están a su vez condicionados por parámetros relevantes como el nivel de Recursos Ultimos y las velocidades de acumulación de los descubrimientos y producción que representan las respectivas decisiones empresariales de exploración y explotación.

En el Escenario de Referencia (ER) (Gráfico 9) los precios comenzarían a crecer en forma acelerada a partir de año 2005, como consecuencia de la escasez creciente de recursos y con el fin de mantener los niveles de rentabilidad requeridos para que las empresas se mantengan en operación.

En el Escenario de Expansión de los Recursos Ultimos (ERU) (Gráfico 9) los precios crecerían en forma más moderada a medida que la escasez hace sentir su efecto. Ese efecto es más retardado con respecto al Escenario de Referencia, con motivo de la mayor disponibilidad de recursos.

Al respecto, la escasez se refleja por la dificultad creciente para descubrir reservas. Los costos de reposición de reservas tendrán un comportamiento creciente con la escasez del recurso, debido a las dificultades mayores que tendrá la explotación en áreas marginales, a mayores

profundidades y en áreas nuevas, en tierra y en el mar, con algunas evidencias.

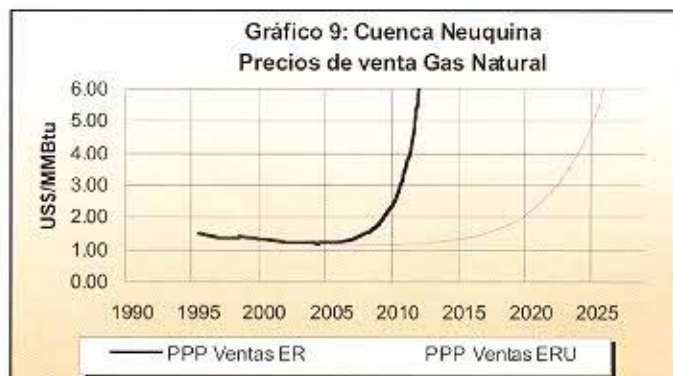
4.2 Precios City Gate Buenos Aires

Si a los precios de venta se le suman los costos de transporte desde la Cuenca Neuquina (CNQ) hasta la ciudad de des-

GNL y eventualmente combustibles líquidos). Es previsible que la escasez interrumpa suministros a la industria y a la generación de electricidad y que el efecto precios anticipe menores requerimientos en ciertos usos de los otros sectores. El precio del gas importado para el 2015 se supone cercano al del gas natural licuado (GNL) proveniente de Trinidad & Tobago o eventualmente de Venezuela que podría estar entre 3 y 4 US\$/MMBtu (cif) para esa fecha. Pero, los costos de transporte internos desde la localización de las plantas de regasificación determinarán el precio en Puerta de Ciudad. En el Escenario de Expansión de los Recursos el efecto se retardaría pero se haría sentir a partir del 2020.

5. Conclusiones

El análisis que hemos realizado parte de la base de que los recursos de gas natural tienen una disponibilidad limitada. Ello evita caer en posiciones voluntaristas sobre las reservas que habría que descubrir para satisfacer a los requerimientos inter-



tino se obtienen los precios al que los productores pueden colocar gas natural en Puerta de Ciudad (City Gate). En este caso se ha estimado el destino final en Buenos Aires (Tabla 11).

En el Escenario de Referencia, los precios de venta descolocarían a la producción de la Cuenca, a partir del 2005, frente al precio de los sustitutos en Puerta de Ciudad (posiblemente gas importado de Bolivia o

nos y externos. En realidad, esa expectativa de descubrimientos es una conjunción de esfuerzos empresariales de compleja solución que requiere su interacción con los decisores energéticos. Al respecto, sería deseable una mayor información de las empresas sobre la estimación de los recursos y de las expectativas de su crecimiento con relación a las actividades exploratorias que desarrollan y esperan desarrollar.

También, hemos introducido el análisis de la racionalidad de los proveedores que, de forma general, combina los objetivos empresariales tradicionales de penetración en el mercado con rentabilidad. Sin embargo, la teoría tradicional que supone que los inversores tienen similares objetivos de maximizar utilidades, poseen igual información y la interpretan de igual manera, no necesariamente se cumple [Calabrese, 1997]. Esto significa que la apreciación del riesgo por los inversores es distinta y que en los hechos actúan en función de su propia visión de la realidad frente a objetivos

ducción de la Cuenca Neuquina antes de que los recursos se agoten. Todo ello, porque los efectos sobre los precios "City Gate" pueden implicar sustituciones masivas del gas de la Cuenca Neuquina antes del fin de la presente década.

Con estas conclusiones no se pretende presentar una visión apocalíptica sobre el futuro financiero de las provincias, que obtienen de la Cuenca Neuquina uno de sus principales recursos presupuestarios o sobre las dificultades de suministro de gas al mercado interno y

Laurie, R. A. (2001) "California: La experiencia de la desregulación. Modelo de un fracaso en la gestión" *Rev. Energética*. OLADE. Julio-Septiembre.

Marshall, A. (1890) "Principios de Economía" Cuarta Edición 1963. Aguilar, Madrid.

Novara, J. J. (1998) "Las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación" *Rev. Estudios*. Fundación Mediterránea. Abril-junio.

Pinto, H. Q. Jr. (2001) "La Crisis del Sector Eléctrico Brasileño: Causas y Medidas Adoptadas". *Rev. Proyecto Energético*. IAE. Buenos Aires, julio-agosto.

Secretaría de Energía y Minería (2001) "Prospectiva 2000" Subsecretaría de Energía. Buenos Aires, abril.

Thouin, P. (2001) "Visión Prospectiva sobre

el Gas Natural en América del Sur" *Rev. Energética*. OLADE. Octubre-Diciembre.

Yrigoyen, M. R. (1994) "Natural Gas Resources in Argentina" *Global Gas Resources Workshop*. Vail, Colorado. September.

Tabla 11: Precios y costos promedio Cuenca Neuquina (US\$/MMbtu)

	2000	Escenarios						
		Referencia			Expansión de Recursos			
		2005	2010	2015	2005	2010	2015	2020
Precios de Venta CNQ	1.32	1.23	2.87	Infinito	1.19	1.20	1.39	2.27
Costos de Transporte	0.61	0.61	?		0.61			
Precios City Gate BUE	1.93	1.84	3.48	?	1.80	1.81	2.00	2.88

Fuente: Elaboración propia

corporativos que se caracterizan por manejar su propio espacio de negocios de manera diferente, tanto por cómo han configurado la distribución del riesgo como por el manejo de los intereses contrapuestos que significa la competencia.

De confirmarse los argumentos que hemos expuesto es previsible que:

- El alcance de los Recursos de gas natural en la Cuenca Neuquina no sea suficiente como para asegurar el suministro a largo plazo del mercado interno. Se requiere por ello de una política activa de fomento a la exploración y seguridad jurídica para favorecer la inversión en la expansión de recursos o en suministros alternativos de origen importado.
- La posibilidad de atender con gas doméstico a los mercados externos tampoco parece asegurada más allá del 2010.
- Los efectos del alcance de los recursos sobre los precios de venta del gas natural en cabecera de gasoductos serán crecientes y posiblemente descoloquen a la pro-

externo. Antes bien, se trata de presentar una señal de advertencia de lo que cabría esperar de no tomarse medidas oportunas y apropiadas para evitar luego explicar el fracaso, como "el resultado del descuido humano, la arrogancia, la ambición y la falta de liderazgo efectivo", según las recientes críticas palabras de Robert A. Laurie, Comisionado de Energía de California, sobre la crisis energética en su Estado.

Referencias:

Beicip Franlab/OLADE/ARPEL (2001) "Gas Market Integration in South America". October.

Calabrese, J. L. (1997) "Memoria de largo plazo revelada por las series de tiempo" Extracto del trabajo completo. Buenos Aires.

Figueroa de la Vega, F. (1999) "Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina" OLADE/CEPAL/GTZ. Presentado en la III Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía para América Latina (CIME 99). Buenos Aires, junio.

* Especialista en Energía y Desarrollo Sustentable. Se desempeñó como Gerente de Planeamiento en Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), 1978-1984; Investigador del Instituto de Economía Energética (IDEE) de la Fundación Bariloche (FB), 1984-1991; Consultor de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 1994-2000 y de la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2001.

** Especialista en modelos de prospectiva. Se desempeñó en Gas del Estado (GdE), 1971-1981, en la Comisión de Nacional de Energía Atómica (CNEA), 1981-1984 y en el Instituto de Economía Energética (IDEE) de la Fundación Bariloche (FB), 1984-2000.

La integración gasífera: reto para el desarrollo de América Latina y el Caribe

“Si bien es evidente que los países con una abundancia de gas serán los que impulsen el futuro del comercio del gas en América Latina y el Caribe, uno de los principales retos para la región será proyectar su desarrollo con la ampliación de los mercados de consumo, especialmente de generación eléctrica con gas y hacia la exploración y producción de este energético”, dijo el Secretario Ejecutivo de OLADE, Dr. Julio Herrera, en la exposición que presentó el 30 de enero de 2002, en la Conferencia Power

Up Latin America, efectuada en Miami - USA.

“Como en muchas otras regiones del mundo, el desarrollo inicial de la generación eléctrica basada en gas, llevará a un mayor consumo de este hidrocarburo para utilización industrial, comercial y residencial”.

En la última década, manifestó el Secretario Ejecutivo de OLADE, América Latina y el Caribe han acelerado el proceso de integración gasífera con interconexiones físicas

de Argentina a Chile, Brasil y Uruguay y de Bolivia a Argentina y Brasil. Se han explorado las posibilidades de integrar México con Centro América, Colombia con Panamá y Venezuela. Trinidad y Tobago ha llevado a la realidad los intercambios interregionales de LNG con Estados Unidos y Europa y actualmente, con la coordinación de OLADE, se está trabajando en la integración gasífera del Caribe y Centro América para el suministro de LNG de Trinidad y Tobago que posiblemente comprenda a Venezuela.

Se ha confirmado, añadió el Secretario Ejecutivo de OLADE, la complejidad del proceso de integración gasífera que surge de las diferentes características que presentan cada uno de los países comprendidos en ese proceso, en cuanto a dotación de recursos de gas, patrones de consumo energético y madurez del mercado, así como en lo concerniente a las normas técnicas y legales. Esas características han sido determinantes para el mayor o menor avance de la integración gasífera por subregiones.

El Mercosur es la subregión más adelantada en el proceso de integración gasífera.

Argentina se caracteriza por tener un mercado interno relativamente maduro (47% del consumo de energía primaria), suministra gas a Chile y a Uruguay, próximamente lo hará a Brasil a través del nuevo gasoducto a Uruguayana. Actualmente tiene 30 trillones de pies cúbicos (TCF) de reservas probadas, más las probables. Existe incertidumbre con respecto al potencial de reservas incrementales que pudiera tener, pero será necesario descubrir nuevas reservas para satisfacer su mercado interno y cumplir con sus compromisos de exportación a partir de la próxima década.

Brasil, poseedor de la mayor economía de la región, influirá fuertemente durante los primeros veinte años del siglo XXI, en el desarrollo de la utilización y el comercio del gas natural en América Latina. Existe un plan ambicioso del gobierno para aumentar, en los próximos años, la generación eléctrica basada en gas, con el propósito de reducir la dependencia de la generación hidroeléctrica. Se puede esperar un crecimiento considerable del consu-

mo de gas en todos los sectores (generación, industrial, comercio, residencial y transporte). Las importaciones de gas de Bolivia irán aumentando rápidamente, al ritmo que se cree la infraestructura del consumo de gas en Brasil.

“Se ha confirmado la complejidad del proceso de integración gasífera que surge de las diferentes características que presentan cada uno de los países comprendidos en ese proceso, en cuanto a dotación de recursos de gas, patrones de consumo energético y madurez del mercado, así como en lo concerniente a las normas técnicas y legales. Esas características han sido determinantes para el mayor o menor avance de la integración gasífera por subregiones”

Paraguay, cuenta con excedentes de producción de hidroelectricidad que la exporta a Brasil. Existen proyectos

de abastecimiento de gas desde Bolivia y Argentina. Se está evaluando la posibilidad de la construcción de un gasoducto entre el sur de Bolivia y Sao Paulo, Brasil, que cruce por Paraguay.

Uruguay aumentará sus importaciones de gas desde Argentina a partir de la llegada de este energético a Montevideo.

Chile ha incrementado sustancialmente el consumo de gas en poco tiempo, dando una participación cada vez mayor al gas natural en su matriz energética. El consumo de gas de Chile en 1999, representaba el 11% de la energía primaria, esperándose un crecimiento considerable en todas las áreas.

La Comunidad Andina de Naciones no ha desarrollado aún interconexiones gasíferas que la integren. Hay el interés de promover esta integración según se ha manifestado a través de análisis y estudios realizados por grupos de trabajo bilaterales y dentro del seno de OLADE.

Bolivia, como miembro de la Comunidad Andina de Naciones, no ha podido desarrollar proyectos que la integren con sus socios en materia de gas natural. Entre otras razones por aspectos geográficos y de mercado. En cambio, su relación ha sido viable con los países limítrofes miembros del Mercosur por la complementariedad que existe entre su disponibilidad de reservas de gas y las necesidades que tienen los mercados de consumo de Argentina y Brasil.

Bolivia será claramente el mayor suministrador de gas a Brasil y posiblemente a Argentina y Chile. El gasoducto Bolivia - Brasil está en operación desde 1999, el suministro ha aumentado a 13 millones de me-

tros cúbicos por día. Se prevé que a fines de 2002, Bolivia estará exportando a Brasil 30 millones de metros cúbicos por día. Se estudia la construcción de otra línea con lo que, dentro de cuatro años, Bolivia estaría en condiciones de exportar a Brasil 90 millones de metros cúbicos por día de gas.

Colombia cuenta con una reserva de gas probada, más probable, de 8 trillones de pies cúbicos (TCF), con lo que satisface los requerimientos de su mercado interno y está realizando un estudio para establecer las posibilidades de una integración gasífera binacional con Venezuela.

Ecuador cuenta con el campo La Amistad, situado en el golfo de Guayaquil. Es un campo pequeño que aún no ha podido ser declarado comercial. El país tiene un mercado potencial para LNG que pudiera recibir de Bolivia o Perú. De existir un buen volumen de consumo podría justificarse la interconexión con Colombia, en la próxima década, mediante un gasoducto que integre Venezuela, Colombia y Ecuador.

Perú está bien dotado con una reserva de gas no asociado de 13,2 TCF en el campo Camisea. Su desarrollo está en marcha para abastecer con gas natural a plantas termoeléctricas y la demanda potencial del mercado de Lima.

Venezuela requiere ubicarse en el mercado del gas de la región. Entre sus planes está abrir el sector a la inversión privada. Esto significa que Venezuela, con la séptima más grande dotación de reservas de gas en el mundo (185 TCF de reservas probadas más probables, incluyendo el gas asociado) desempeñará un papel principal en el sector gas de la región y ampliará considerablemente sus actividades en la próxima década.

La subregión de México y Centroamérica aún no ha podido desarrollar interconexiones físicas de gas. En los últimos años se realizaron tres estudios: "Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano" dentro del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, "Incorporación del Gas Natural en la Matriz Energética de América Central y el Caribe" realizado por OLADE, y sobre el gasoducto Colombia - Panamá.

México muestra un crecimiento acelerado en su consumo de gas y existe preocupación por el abastecimiento interno futuro, el consumo interno diario es mayor que el de Argentina y Venezuela y para el año 2000 fue de 97 millones de metros cúbicos por día, su reserva probada es de 30 trillones de pies cúbicos. Ello ha promovido la suscripción de acuerdos entre México y Centro América para la integración gasífera.

Los países del Caribe podrían integrarse con Trinidad y Tobago como proveedor de LNG. Trinidad y Tobago es pionero en las transacciones interregionales de LNG con exportaciones a Boston, Estados Unidos y Barcelona, España. Está llevando a cabo un proyecto para incrementar la actual producción de 3 millones de toneladas de LNG por año a 10.2 millones de toneladas. Para ello está agregando dos trenes adicionales de licuefacción de gas para la exportación principalmente a Virginia, Carolina del Norte, Louisiana y en los Estados Unidos y para incrementar las exportaciones a España e iniciar exportaciones a República Dominicana.

América Latina y el Caribe, como se puede apreciar, están en capacidad de impulsar su desarrollo con la ampliación y consolidación de los mercados de gas natural.

“La subregión de México y Centroamérica aún no ha podido desarrollar interconexiones físicas de gas. En los últimos años se realizaron tres estudios: Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano dentro del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ Incorporación del Gas Natural en la Matriz Energética de América Central y el Caribe realizado por OLADE, y sobre el gasoducto Colombia - Panamá”

5ta Conferencia Energética de América Latina y el Caribe



DESPUES DE LA REFORMA

**Ciudad de Panamá
20-22 de mayo de 2002**

EXPO CONFERENCIA



Quito - Ecuador
Teléfono: (593-2) 2531 675
Fax: (593-2) 2531 691
e-mail: olade@olade.org.ec



Ministerio de Comercio e Industria
Panamá
Teléfono: (507) 3600670
Fax: (507) 3600717
e-mail: hidrocar@mici.gob.pa



Hassan J. Beedach M.
Asociado Comercial
Telefax: (593-2) 255 8382 / 252 1801
252 1823 / 250 5360
e-mail: enerlac@porta.net

LOS SISTEMAS DE INFORMACION ENERGETICA NACIONAL: UN INSTRUMENTO PARA EL DESARROLLO

Con la reunión de trabajo llevada a cabo el 5 de febrero de 2002 en Quito, en la que participaron funcionarios de la Comisión Europea (CE) y OLADE, se iniciaron las actividades del proyecto Sistemas de Información Energética Nacional (SIEN), que cuenta con la contribución técnica y financiera de la CE y que será desarrollado por la Secretaría Permanente de OLADE y sus Estados Miembros.

Como parte de su contribución técnica, la CE apoyará al proyecto con un equipo de expertos europeos, para lo cual seleccionó al consorcio de las empre-

sas españolas Ente Vasco de Energía - EVE e IBERESE y a la empresa alemana DECON.

El proyecto se origina en la evaluación realizada por OLADE y sus 26 Estados Miembros sobre la situación de las actividades para la recopilación, procesamiento y difusión de la estadística energética en los países de América Latina y el Caribe, que estableció la necesidad de promover o fortalecer en cada país el desarrollo de un Sistema de Información Energética Nacional, que permita disponer de información oportuna, completa y consistente para

atender los requerimientos de los Ministerios de Energía, entidades vinculadas al sector energético y económico, OLADE y la comunidad energética internacional.

De esta evaluación y tomando en cuenta las reformas del sector energético y los cambios administrativos en las entidades públicas vinculadas al mismo, surgieron nuevos requerimientos de información y se estableció la intensificación de dificultades técnicas en los países para disponer de la información con las características determinadas por estudios e investigaciones que ade-

lantan distintas entidades vinculadas al desarrollo del sector energético de la región. En general se pudo establecer que los nuevos requerimientos y las causas comunes de dificultades, en la mayoría de los países, se originaban en los procesos de descentralización de la administración de los recursos energéticos, la privatización de empresas, la apertura del sector a nuevos actores, la reducción de los recursos humanos de las oficinas de estadística, la rotación de personal, la falta de capacitación, y la no-disponibilidad de herramientas técnicas y metodologías apropiadas para la administración de la información.

Un análisis subsiguiente permitió establecer que son similares los requerimientos y expectativas de los países para disponer de un sistema de información automatizado que permita administrar directamente la información de todo el sector en forma integral.

Los requerimientos identificados y la experiencia exitosa de OLADE y sus Estados Miembros en el desarrollo de tra-

bajos similares con el apoyo de la Comisión Europea, tal como el Sistema de Información Económica Energética SIEE, coadyuvaron a la formulación de este proyecto que permitirá desarrollar los sistemas de información energética nacional en cada uno de los países de OLADE que lo requieran.

OBJETIVOS

Se han establecido 5 objetivos generales que se alcanzarán al disponer de un sistema de información energética o hacen parte de soluciones a problemas identificados para lograr su desarrollo, implantación y mantenimiento:

- Fortalecer la capacidad de análisis y planificación de los Estados Miembros de OLADE, dotándolos de herramientas apropiadas para la recopilación, almacenamiento, administración y evaluación de la información del Sector Energético.
- Desarrollar en los Estados Miembros los SIEN, a través de los cuales se disponga de la estadística

energética requerida para el análisis, control, seguimiento, evaluación y planificación del sector energético, así como de la información económica, proyectos de expansión e indicadores sobre la gestión, impacto ambiental y desarrollo tecnológico.

- Establecer metodologías para el mantenimiento permanente de la información del sector energético en forma oportuna y consistente, con base en la información disponible en entidades del sector u otros sectores.
- Proveer a los Estados Miembros de instrumentos adecuados para prever las perspectivas del sector energético, mediante herramientas que permitan plantear situaciones o escenarios alternativos de su desarrollo.
- Dotar a los SIEN con módulos de evaluación de los indicadores económico energéticos, mediante los cuales se puedan identificar pro-



Enrique Monasterio, Txetxu S. De Ormijana y José Alberto Martínez, representantes de la Asistencia Técnica Europea al Proyecto SIEN, mantuvieron una reunión de trabajo con el Secretario Ejecutivo de OLADE, Julio Herrera, y con el Director de Información Energética de la Organización, Gabriel Hernández, el 5 de febrero de 2002, para iniciar las actividades del SIEN. Un consorcio conformado por las empresas españolas EVE e IBERESE y la alemana DECON fue seleccionado por la Comisión Europea para esta contribución técnica.

blemas y establecer soluciones oportunas.

ACTIVIDADES

La ejecución del proyecto hasta su finalización está prevista en un plazo de tres años, esperando disponer de una primera versión del SIEN a mediados del segundo año. Las actividades previstas se han clasificado en siete acciones principales:

- Coordinación

A través de esta acción se realiza el ordenamiento lógico de las actividades del proyecto, seguimiento y evaluación de avances y resultados y elaboración de informes.

Participan en su ejecución la Secretaría Permanente de OLADE y la Asistencia Técnica Europea (ATE), que conforman la Unidad de Gestión (UG).

- Diagnóstico de la información

Como paso previo al diseño y desarrollo del SIEN se requiere identificar las posibles fuentes de información, características, estado y disponibilidad de datos o estudios en cada uno de los países, así como las características y estado de los sistemas de información o herramientas existentes para manejo de estadística energética, que se integrarán en forma lógica o física al SIEN.

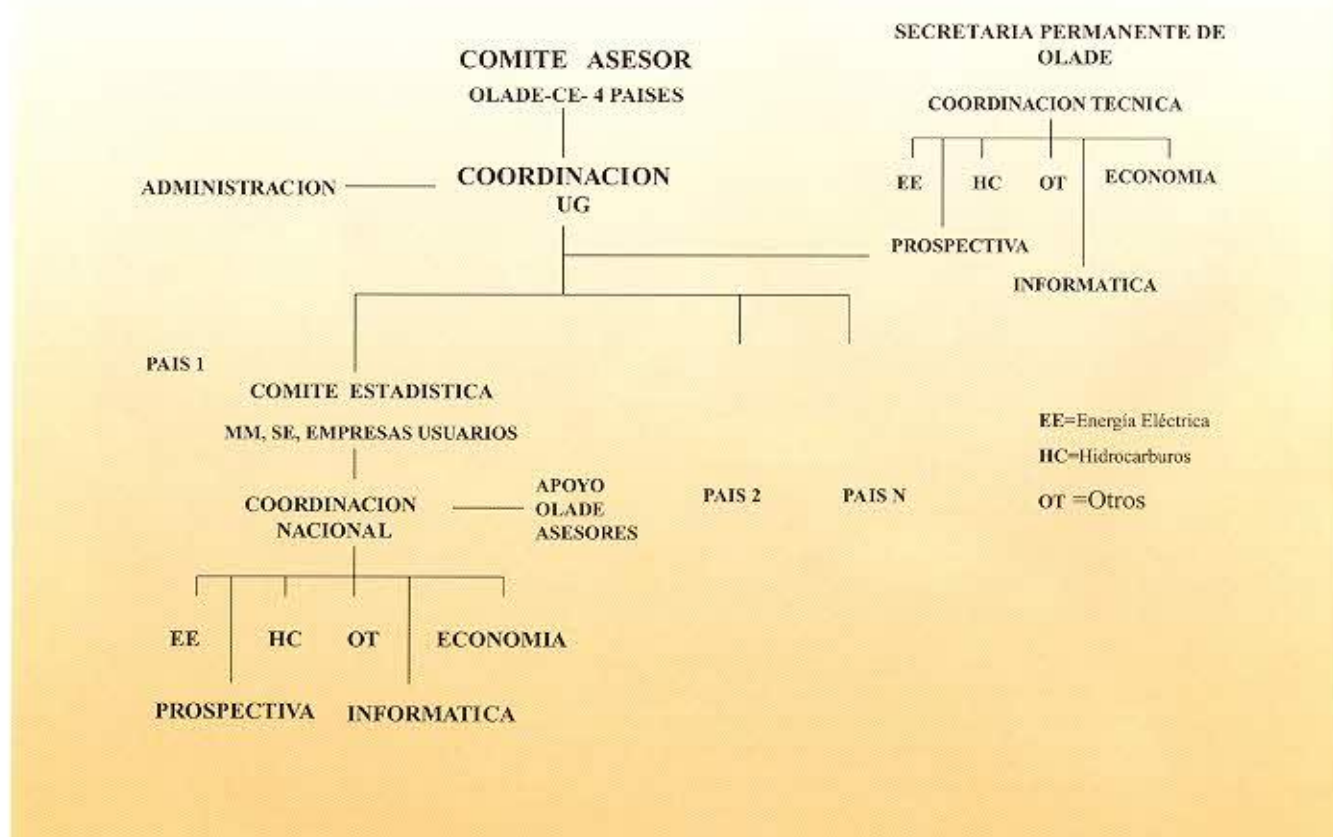
- Objetivos y estrategias del SIEN

Con base en el análisis del diagnóstico de la información en cada país se revisará la planificación de actividades para cada uno de ellos y se establecerán los objetivos específicos y estrategias para el desarrollo del SIEN.

- Definición de mecanismos de flujo de información

Una vez que se hayan identificado en cada país las características particulares en cuanto a la información disponible y requerida, así como de los sistemas de información existentes, metodologías y posibilidades de compromiso de las instituciones, se establecerán los mecanismos para el suministro de información al SIEN.

ORGANIZACION DEL PROYECTO



Técnica Europea, consistirá en el aporte su experiencia y asesoría en todas las actividades.

La coordinación general del proyecto estará a cargo de la Unidad de Gestión que estará constituida por un Coordinador Latinoamericano y un Coordinador Europeo.

La ejecución del Proyecto estará a cargo de la Dirección de Información Energética de la Secretaría Permanente de OLADE, de la cual se designará al Coordinador Latinoamericano.

Se constituirá un Comité Asesor presidido por OLADE y compuesto por representantes de cuatro Estados Miembros de la Organización, el cual contará con la participación del Coordinador de la Asistencia Técnica Europea, a quien se consultará cada vez que sea necesario conocer sus opiniones respecto a decisiones importantes relativas a la orientación de los desarrollos del proyecto. OLADE designará los países que integrarán el Comité Asesor procurando la presencia de un representante de cada subregión: a) Centro América - México, b) El Caribe, c) Grupo Andino y d) Mercosur, quienes aportarán al desarrollo del proyecto con su experiencia en los temas específicos del mismo y su conocimiento de la situación de los países de la subregión.

En cada país, el Ministerio o Secretaría de Energía designará un Coordinador Nacional del SIEN, quien estará a cargo de las actividades locales del proyecto, conformará y coordinará el Comité de Estadística Energética, será el contacto oficial entre OLADE y el país para la organización y decisiones sobre el SIEN y será el responsable de organizar y dar seguimiento a las actividades del SIEN en su país.

Al interior de cada Comité de Estadística de los países se establecerá la estructu-

ra y organización que corresponda con las actividades y temas del proyecto, teniendo en cuenta que estén representados todos los subsectores energéticos.

“La organización del proyecto se basa en el esquema propuesto para su desarrollo, que consiste en la ejecución compartida de todas las actividades mediante la participación directa de cada país, presentando una visión del estado y características de la información del sector energético, definiendo claramente sus requerimientos de información, operando y manteniendo el SIEN”

La Secretaría Permanente de OLADE conformará un equipo de trabajo constituido por funcionarios y consultores, especialistas en cada uno de los temas

que se considerarán para el desarrollo del SIEN, quienes estarán en permanente contacto con sus homólogos en los países y serán los encargados de elaborar las propuestas metodológicas sobre manejo de la información y del diseño y desarrollo del SIEN.

Si bien el objetivo específico del proyecto es el desarrollo e implantación de los SIEN, es más amplia la finalidad que se proponen OLADE y sus Estados Miembros. Más allá de que los SIEN se constituyan en bancos de datos estáticos, constituirán un proceso dinámico y permanente, en continuo perfeccionamiento, a través del cual se elabore la mejor información posible para apoyar la toma de decisiones y el planeamiento energético.

La condición antes señalada se alcanzará en la medida que los SIEN sean realmente útiles para los gobiernos, las autoridades del sector, inversionistas, empresas privadas, investigadores y planificadores, que son los destinatarios principales de este esfuerzo y que, para poder beneficiarse del mismo, deberán comprometerse y participar en esta labor, apoyando los grupos de trabajo responsables en cada país, promoviendo la creación o fortalecimiento de mecanismos que garanticen el suministro de información hacia los SIEN y retroalimentándolos con sugerencias y resultados obtenidos del uso de la información.

OLADE por su parte y en forma específica el Sistema de Información Económica Energética SIEE, se verán altamente beneficiados de los resultados que se obtengan de este proyecto, que permitirá mejorar y ampliar la calidad de la información que se difunde a través del SIEE y que es la base para los estudios e investigaciones que realiza la Secretaría Permanente de la Organización.

Toma de decisiones con la más actualizada información

Series históricas completas desde 1970 hasta 1999

- Reservas de energía
- Potencial energético
- Precios y tarifas mensuales de todos los energéticos
- Precios y volúmenes de importación y exportación
- Producción de energía por fuentes
- Consumos de energía por sectores
- Características de equipos e instalaciones energéticas
- Comportamiento e indicadores de las principales variables económicas energéticas
- Evolución de los niveles de contaminación ambiental

Prospectiva del sector energético por país hasta el año 2020

- Precios de los energéticos
- Producción y demanda de energía
- Equipamiento e instalaciones energéticas requeridas
- Tendencia de las principales variables económicas
- Impacto ambiental

Visítenos en el Internet:
www.olade.org.ec



Sistema de Información Económica-Energética

La más completa y actualizada información del sector energético de 26 países de América Latina y el Caribe

Organización Latinoamericana de Energía

Avda. Mariscal Antonio José de Sucre No. N58-63, Edificio OLADE, Sector San Carlos
Casilla 17-11-06413, Quito, Ecuador • Teléfonos: (593-2) 2531-673/2598-122

Fax: (593-2) 2539-684

<http://www.olade.org.ec> • E-mail: olade@olade.org.ec



BOLIVIA – BRASIL

Construyen nuevo gasoducto

El Presidente de Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), Francisco Gros, informó que la empresa estatal financiará la construcción de un nuevo gasoducto en Bolivia para incrementar la capacidad de ese país para exportar gas natural a Brasil y a otras naciones.

El gasoducto demandará una inversión de US\$ 400 millones y unirá las poblaciones bolivianas de Yacuiba y Río Grande con una extensión de 430 kilómetros. La conclusión de esta obra, que transportará 23 millones de metros cúbicos de gas diarios, está prevista para 2003.



BOLIVIA – PERU

Alianza para exportar gas

La posibilidad de crear una alianza estratégica para exportar en forma conjunta a los mercados externos las reservas de gas de los dos países fue planteada por el Presidente del Perú, Alejandro Toledo, al Presidente de Bolivia, Jorge Quiroga. “No es necesario construir plantas de licuefacción separadas... Ha llegado el momento de darle valor agregado a nuestra producción”, dijo el mandatario peruano enfatizando la conveniencia de que ambos países hagan esfuerzos para industrializar su gas para no venderlo como producto bruto.



BRASIL

Construcción de Hidroeléctrica

El Grupo Rede de Brasil y la Empresa Electricidade de Portugal construirán una central hidroeléctrica en el estado amazónico de Tocantis, con una inversión calculada en US\$ 370 millones.

La nueva planta, denominada Peixe Angelical, tendrá una potencia instalada de 452 megavatios. El inicio de la operación está previsto para 2005.

Licitación de 11 proyectos hidroeléctricos

ANEEL, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil licitará, en julio de 2002, 11 proyectos hidroeléctricos incluyendo concesiones para construir y operar por un período de 35 años.

Las inversiones necesarias para estos proyectos suman US\$ 1.370 millones, con lo cual se espera añadir una capacidad de generación de 2.200 Mw.



COSTA RICA

Construcción de proyectos hidroeléctricos

El Instituto Costarricense de Electricidad – ICE – planea construir tres nuevos proyectos hidroeléctricos en los próximos cuatro años. Los proyectos Cariblanco con una capacidad de 70 Megavatios, Pirris de 130 Megavatios y Peñas Blancas de 37, son fundamentales para el desarrollo del sector en el país centroamericano.

La construcción de los proyectos Cariblanco y Pirris requerirá una inversión calculada en US\$ 34 millones para equipos y maquinarias. El ICE convocará próximamente una licitación internacional para llevar adelante las tres obras hidroeléctricas.



ECUADOR

Inversiones para desarrollo de megacampo petrolero

Las reservas petroleras del Ecuador se incrementaron en un 13% mediante la exitosa perforación del pozo Ishpingo 4, en cuyo proceso se confirmó la presencia de un gran tren estructural o megacampo.

Para desarrollar esta estructura se requerirá una inversión de US\$ 2.500 millones que permitirá la perforación de un total de 142 pozos verticales y 57 horizontales. El Comité Especial de Licitaciones de la empresa estatal Petroecuador llevará adelante un concurso para buscar un socio estratégico que una esfuerzos para la operación de este megacampo.



GUATEMALA – MEXICO

Plan para la interconexión eléctrica

Autoridades de México y Guatemala acordaron un plan para la interconexión de sus sistemas eléctricos mediante la construcción de una línea de 80km y 400 kilovoltios, que conectará la subestación de Tapachula en México y Los Brillantes en Guatemala, con un costo estimado de US\$ 30 millones. El proyecto es parte de la iniciativa de integración energética Puebla-Panamá en el marco del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central - SIEPAC.



PARAGUAY – URUGUAY

Venta de energía eléctrica

El Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones de Paraguay, Ingeniero Alcides Jiménez, anunció que hay la posibilidad de un acuerdo con Uruguay para vender a este país un excedente de energía eléctrica generada por la hidroeléctrica de Itaipú. Manifestó que el gobierno de la República del Uruguay ha hecho conocer su interés para efectuar este contrato. Paraguay tiene la opción de vender energía generada tanto en Itaipú como en la hidroeléctrica de Yacyretá, en cada caso deberá contar con la aceptación de los socios de estos proyectos, Brasil y Argentina, respectivamente.

Opinión y Debate

La Paz, 5 de Marzo de 2002

Doctor Julio Herrera
Secretario Ejecutivo de OLADE
Quito-Ecuador

Dr. Julio Herrera:

He leído con mucho interés la edición de la Revista Energética de OLADE correspondiente al trimestre de octubre a diciembre de 2001, de manera especial el discurso que presentó el Presidente de mi país, Bolivia, ante la última Asamblea de las Naciones Unidas.

De ese discurso quiero destacar el fundado optimismo del Presidente Jorge Quiroga al expresar que los proyectos que se vienen estudiando y negociando en el área del gas boliviano, transformarán la estructura productiva de nuestro país, multiplicarán las tasas de crecimiento y reforzarán nuestro papel de centro de articulación del continente, aumentando nuestra presencia en el Pacífico.

Estoy iniciando mi carrera profesional en el sector de la industria metal-mecánica y la afirmación del Señor Presidente Quiroga ha infundido mucha confianza en que los proyectos que estoy empezando tendrán el éxito que espero, gracias a la pujanza actual de la economía boliviana.

Muchas gracias por difundir estos mensajes en su revista. Sé que es leída en muchos países de Suramérica, donde se podrá conocer las nuevas posibilidades de Bolivia.

Quiero decirle como lector de la Revista Energética, pues ella llega periódicamente a la institución en la que labora un amigo y compañero de promoción universitaria, que me gustaría que en las próximas entregas se incluyan temas relacionados de manera preferente sobre las posibilidades de desarrollo de las fuentes eólicas en el continente americano.

Con esta oportunidad le hago llegar mi cordial saludo.

Antonio Galarza Rosas
La Paz - Bolivia



APEC/EUROSTAT/AIE-OCDE/OLADE/OPEP/ONU

La iniciativa conjunta para la transparencia de los datos sobre el petróleo

Una manifestación concreta del diálogo entre productores y consumidores

A finales de la década de los noventa, los mercados del petróleo experimentaron una extrema volatilidad que algunos observadores achacaron en parte a la falta de estadísticas claras y adecuadas. Estas críticas, justificadas o no, han inspirado una nueva visión de la disponibilidad y fiabilidad de los datos sobre petróleo.

En respuesta a la invitación del VII Foro Internacional de Energía, seis importantes organizaciones internacionales acordaron en junio de 2001 poner en marcha un ejercicio de suministro de información. El ejercicio conjunto de datos sobre petróleo, bajo los auspicios de APEC, EUROSTAT, AIE/OCDE, OLADE, OPEP y la ONU, tenía por objeto evaluar la cantidad, calidad y actualidad de los datos básicos mensuales relativos al petróleo.

Se envió un cuestionario muy sencillo a un gran número de países, solicitando datos del mes anterior y del mes anterior a este (M-1 y M-2).

Los resultados se evaluaron en una reunión celebrada en Riad en noviembre de 2001. Los promotores del ejercicio debatieron diversas cuestiones, entre otras, las metodologías y las unidades de medida utilizadas, la disponibilidad de datos M-1, la confidencialidad y las reservas. Unos 55 países procesaron el cuestionario, observándose que la calidad de los datos variaba mucho de un país a otro. Los países que respondieron representaban alrededor del 70% del total de la producción mundial de petróleo y el 83% de la demanda mundial.

En Riad, los participantes decidieron ampliar el ejercicio hasta septiembre de 2002 e informar de los resultados en el VIII Foro Internacional de Energía, que se celebrará en Osaka en el mismo mes y que será una importante plataforma para la presentación de los resultados de la iniciativa. En caso de que los problemas con los datos persistan, los participantes de alto nivel en el Foro de Osaka podrían hacer un llamado para que continúen los esfuerzos encaminados a la solución de los mismos.

Para mayo de 2002 está previsto que México acoga una tercera reunión internacional sobre la iniciativa, en la que los representantes de las organizaciones internacionales, los países y la industria examinarán los avances obtenidos hasta la fecha. Asimismo, analizarán aspectos claves sobre la difusión de datos a los agentes del mercado de petróleo: ¿Cuánta información? ¿De qué fuentes? ¿Qué tipo de difusión?

Las seis organizaciones promotoras invitan a todos los países miembros y a la industria del petróleo a participar activamente en esta iniciativa. Sólo podrá conseguirse una total transparencia cuando todos los países miembros participen y todos sus datos sean oportunos, completos y fiables.

VI PROGRAMA DE MAESTRIA EN ENERGIA Y AMBIENTE SE INICIO EN LA SEDE DE OLADE

El 25 de marzo del presente año se iniciaron a las actividades del VI Programa de Maestría en Energía y Ambiente, que llevan adelante conjuntamente OLADE y la Universidad de Calgary, Canadá, con el apoyo de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI). El Programa, que se desarrolla en la sede de la Secretaría Permanente de OLADE, en Quito, Ecuador, cuenta en esta oportunidad con la participación de 15 profesionales de Colombia, Ecuador, Honduras, Perú, Venezuela, Canadá, Japón y Estados Unidos.

El Programa de Maestría en Energía y Ambiente es ejecutado desde 1996. Cada ciclo tiene una duración de 14 meses a tiempo completo, en el que a través de cursos y seminario ofrecidos por profesores de la Universidad de Calgary y de prestigiosas universidades latinoamericanas y por consultores y expertos de OLADE, se especializa a profesionales para que estén en capacidad de liderar equipos de trabajo de proyectos energéticos y ambientales.

Luego de aprobar los respectivos créditos académicos y de participar en visitas de campo en el Ecuador y otros países de América Latina y el Caribe, los estudiantes realizan dos trabajos de investigación, uno individual y otro en grupo, como requisito para obtener el grado de Maestría en Ciencias (M.Sc.) en Energía y Ambiente de la Universidad de Calgary.

El Quinto Programa, que se inició en 2001, concluirá su ciclo de actividades el próximo 29 de junio.



Estudiantes del VI Programa de Maestría en Energía y Ambiente, que iniciaron estudios de especialización académica el 25 de marzo de 2002, en la sede de OLADE.

SUPER OLADE 21[®]

Estrategias indicativas del sector eléctrico (generación, transmisión) bajo condiciones de incertidumbre en mercados competitivos

Próximamente

- **Inversión**
- **Despacho hidrotérmico**
- **Protección del ambiente**

Teléfonos: (593-2) 2531-672 / 2598-280

Fax: (593-2) 2539-684

E-mail: olade@olade.org.ec /
super@olade.org.ec

Revista Energética

La Revista Energética, editada a todo color, circula cada trimestre con un tiraje de 5000 ejemplares, en español e inglés.

Es distribuida en América Latina, el Caribe, Norteamérica y Europa a ejecutivos de los sectores público y privado de la energía, financistas, industriales, consultores y técnicos que laboran en áreas vinculadas al desarrollo regional.

Visítenos en Internet:

<http://www.olade.org.ec/publicaciones>



Para mayor información:

OLADE

Teléfonos: (593-2) 2598-122/2597-995

Fax: (593-2) 2531-691

E-mail: olade@olade.org.ec

Casilla: 17-11-6413

Quito, Ecuador

Tarifas de publicidad

Espacio	Tamaño	Color	Blanco y negro
Página	20 x 28 cm	US\$3.800	US\$2.400
1/2 Página	20 x 14 cm	US\$1.800	US\$1.300
1/4 Página	8 x 12,5 cm	US\$950	US\$750
Pie de Página	20 x 7 cm	US\$950	US\$750
Contraportada interior	20 x 28 cm	US\$4000	
Contraportada	20 x 28 cm	US\$4500	