

# Revista Energética



# Energy Magazine

Año 17  
número 1  
enero - abril 1993

Year 17  
number 1  
January - April 1993



Tema: Conferencia Energética de América Latina y  
El Caribe (ENERLAC 93)

Topic: Energy Conference of Latin America  
and the Caribbean (ENERLAC 93)



**REVISTA ENERGETICA**  
**ENERGY MAGAZINE**

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por 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. Artículos, comentarios y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados al Departamento de Informática y Comunicación.

The Energy Magazine is published every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE), under the supervision of the Secretariat's Editorial Board. The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Organization or its member countries.

To reproduce the present articles in part or in full, as well as illustrations, the source must be quoted. Any articles, remarks, or correspondence regarding the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communication.

**CONSEJO EDITORIAL / EDITORIAL BOARD**

Gabriel Sánchez Sierra / Armando Salazar  
Carlos Mansilla / Fernando Montoya / Adilson Oliveira  
Guillermo Perry / Gustavo Rodríguez / Carlos Suárez



ORGANIZACION  
LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN  
ENERGY ORGANIZATION

Avda. Occidental Sector San Carlos - Edificio OLADE  
Teléfono 538 280 / 539 676 - Casilla 17-11-6413 C.C.I. - Teléx 2-2728  
OLADE ED - Facsímile: 593-2-539684  
QUITO - ECUADOR

ISBN 0254-8445

**CONTENIDO CONTENTS**

- 2 Nota del Consejo Editorial  
Note from the Editorial Board
- 3 Presentación
- 4 Presentation
- 5 Columna de los Ministros
- 7 Ministers' Column
- 9 Columna de los Lectores
- 12 Readers' Column
- 17 La Transición hacia el Siglo XXI: Energía y Desarrollo en un Mundo Interdependiente
- 21 Transition Toward the 21st Century: Energy and Development in an Interdependent World
- 25 Carbón y Medio Ambiente: El Panorama Internacional y el de América Latina
- 35 Coal and the Environment: The International and Latin American Outlook
- 45 Mercados, Refinación y Comercialización Globales de Petróleo en los Años Noventa
- 55 Global Oil Markets, Refining, and Trading in the Nineties
- 65 Prospectiva Eléctrica en el MERCOSUR
- 81 Electric Power Prospects in MERCOSUR
- 95 Las Implicaciones de los Nuevos Reglamentos Ambientales en los Países Consumidores para la Industria Petrolera de Venezuela
- 105 Implications for the Venezuelan Oil Industry of New Environmental Regulations in Consumer Countries
- 117 Sección Estadística de América Latina y El Caribe  
Statistical Section of Latin American and The Caribbean

## Nota del Consejo Editorial

El presente número de la Revista Energética está dedicado a la Conferencia Energética de América Latina y El Caribe (ENERLAC 93), evento que se realizará en Santafé de Bogotá entre el 15 y 18 de junio del presente año.

Los artículos que conforman esta edición son importantes contribuciones para el análisis de los temas centrales de ENERLAC 93, los cuales se han agrupado en cuatro módulos fundamentales:

- I. Geopolítica y Mercados Energéticos Mundiales
- II. Reforma Económica
- III. Medio Ambiente, Energía y Desarrollo Sustentable
- IV. Sector Energía y la Iniciativa Privada

La Columna de los Ministros, que se incluye en esta oportunidad, presenta valiosos puntos de vista del Doctor Guido Nule Amín, Ministro de Minas y Energía de Colombia, sobre el contenido de ENERLAC 93 y su incidencia en el desarrollo energético regional.

Por otra parte, a partir de este número, la Revista Energética ofrecerá a sus lectores una nueva sección con información estadística e indicadores económico-energéticos de América Latina y El Caribe.

## Note from the Editorial Board

The present issue of the Energy Magazine focuses on the Energy Conference of Latin America and the Caribbean (ENERLAC 93), which will be held in Santafé de Bogotá, Colombia on June 15-18, 1993.

The articles that comprise this issue are important contributions to the analysis of the central topics of ENERLAC 93, which have been divided into four general modules:

- I. World Geopolitics and Energy Markets
- II. Economic Reform and the Energy Sector
- III. Energy, Environment, and Sustainable Development
- IV. Energy Sector and Private Sector Initiatives

The Ministers' Column included on this occasion provides the interesting viewpoints of Dr. Guido Nule-Amín, Minister of Mines and Energy of Colombia, on ENERLAC 93 and its incidence on regional energy development.

In addition, beginning with the present issue, the Energy Magazine will be offering its readers a new section with energy-economic statistics and indicators for Latin America and the Caribbean.

# Presentación

El inicio de la década de los años noventa fue marcado por cambios políticos que quizás sean los más importantes y decisivos de la segunda mitad del siglo XX y que, a más de poner fin a la llamada guerra fría y al sistema prevaleciente desde la segunda guerra mundial, están configurando un nuevo escenario internacional en el que la evolución de la geopolítica mundial condicionará, sin duda, el desarrollo social y económico de América Latina y El Caribe en las próximas décadas.

Los nuevos enfoques del desarrollo surgidos frente a los cambios experimentados en las relaciones internacionales impulsaron a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) a plantear la realización de la Conferencia Energética de América Latina y El Caribe (ENERLAC 93), como una respuesta a la necesidad de analizar, al más alto nivel, las opciones presentes y futuras del sector energético regional, en el marco de este nuevo escenario mundial.

La iniciativa de OLADE encontró inmediato apoyo por parte del Ministerio de Minas y Energía de Colombia y de la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos, Electrónicos y Afines (ACIEM), entidades con las que realizará la Conferencia Energética de América Latina y El Caribe, en Santafé de Bogotá, entre el 15 y el 18 de junio de 1993. Igualmente la propuesta logró el patrocinio de la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE) y de importantes empresas internacionales y regionales del sector energético, tanto del ámbito público como del privado.

ENERLAC 93 constituye una inequívoca señal de la Región para hacer conocer al mundo el esfuerzo que está realizando para la concreción de propuestas de cambio propias, especialmente en un sector de enorme importancia estratégica como el energético.

La convocatoria de OLADE a participar en ENERLAC 93 ha tenido una excelente respuesta, lo cual permite afirmar que la Conferencia constituirá un medio para impulsar el proceso de cambio en la Región, porque permitirá el encuentro de destacadas personalidades de la política, la economía, las finanzas y el sector energético, que pondrán en un alto plano de discusión la problemática central de actualidad: la vinculación conceptual y operativa entre los cambios geopolíticos y las reformas estructurales y económicas de los países de América Latina y El Caribe.

GABRIEL SANCHEZ SIERRA  
Secretario Ejecutivo

# Presentation

The early nineties have been characterized by political changes that will probably turn out to be the most important and decisive for the second half of the twentieth century. In addition to putting an end to the cold war and the system prevailing since the second world war, these changes are creating a new international scene whose world geopolitical evolution will undoubtedly be determining the social and economic development of Latin America and the Caribbean for the next decades.

The new development approaches that have emerged to cope with current shifts in international relations have spurred the Latin American Energy Organization (OLADE) to organize the Energy Conference of Latin America and the Caribbean (ENERLAC 93), in response to a need to analyze, at the highest level, the present and future options of the Region's energy sector, within the framework of this new world scene.

OLADE's initiative was immediately supported by the Ministry of Mines and Energy of Colombia and the Colombian Association of Electrical, Mechanical, Electronic and Related Engineers (ACIEM), which will be sponsoring the Energy Conference of Latin America and the Caribbean, to be held in Santafé de Bogotá on June 15-18, 1993. Likewise, the Commission of the European Communities (CEC) and important international and regional energy sector enterprises, from both the public and private sectors, will be providing their support to this Conference.

ENERLAC 93 is an unmistakable call on the part of the Region to draw the world's attention to the effort that is being made to implement its own proposals for change, especially in a sector of such considerable strategic importance as the energy sector.

The response to OLADE's invitation to participate in ENERLAC 93 has been excellent. It can therefore be asserted that the Conference will be a means to promote the process of change in the Region, as it will enable outstanding political, economic, financial, and energy sector figures to come together and to raise the current central problem to a high level of debate: the conceptual and operational linkage between geopolitical change and the structural and economic reforms of the countries of Latin America and the Caribbean.

GABRIEL SANCHEZ-SIERRA  
Executive Secretary

## Columna de los Ministros

**L**a Columna de Ministros de esta Edición de la Revista Energética contiene importantes puntos de vista del doctor Guido Nule Amín, Ministro de Minas y Energía de Colombia, sobre el desarrollo, la proyección y los principales temas a ser analizados en la Conferencia Energética de América Latina y El Caribe, a realizarse en Santafé de Bogotá, Colombia, entre el 15 y el 18 de junio de 1993.

**¿Cuáles son las principales razones que motivaron al Gobierno de Colombia, a través del Ministerio de Minas y Energía, a auspiciar la realización de la Conferencia Energética de América Latina y El Caribe (ENERLAC 93)?**

Es de interés del Gobierno Colombiano el fortalecer sus relaciones con todos los países, especialmente con los de América Latina y El Caribe. La promoción, realización y participación en eventos como ENERLAC 93 sirven y ayudan a este propósito, principalmente porque permiten la identificación y conocimientos de alternativas mejores que sirven al propósito de formular planes, estrategias y actividades concretas en el área energética.

**¿Qué importancia le asigna usted al análisis de la geopolítica y los mercados energéticos mundiales?**

Sin lugar a dudas, los últimos años de la década de los ochenta se han convertido en la época donde el tema del reordenamiento geopolítico se volvió fundamental para motivar, diseñar y consolidar reformas estructurales y para adelantar planes

estratégicos que le permitan a cada país desempeñar su papel en la configuración del futuro económico y en la conformación de la participación en los mercados internacionales.

Esta tesis debe servir de base a la identificación conjunta de fortalezas y debilidades y al desarrollo de temas y actividades complementarias, que realmente propicien la consolidación de bloques geopolíticos naturales y económicos para el beneficio nacional, regional y mundial.

Los países de América Latina y El Caribe, si bien es cierto que guardan algunas grandes y fundamentales identidades naturales, religiosas, étnicas y económicas, muestran una diversidad importante en los potenciales y desarrollos técnicos y económicos, que ameritan una mesurada y profunda cualificación y cuantificación para aprovecharlos de la mejor manera posible dentro de ese nuevo contexto internacional.

El mejor ejemplo de ello lo constituye el sector energético. En nuestra región, los recursos y las reservas de hidrocarburos, hidroenergía y carbón tienen una concentración alta en pocos países y la varianza en la intensidad de consumo y de los precios medios de los energéticos es apreciable. Asimismo, dentro de las identidades sectoriales, podemos resaltar que la participación de los gobiernos en el manejo y desarrollo del sector energético es relevante, que la demanda y la utilización de recursos naturales renovables es alta y posiblemente riesgosa para la estabilidad del

---

ecosistema y del medio ambiente y que el impacto del sector es vital para el manejo y estabilidad fiscal de las diferentes economías.

Estas diferencias y similitudes deben ser analizadas conjuntamente, a fin de obtener para el mediano y largo plazo alternativas y manejos consistentes, que nos permitan consolidarnos progresivamente como un bloque geopolítico amparado en los potenciales naturales y en los propósitos de formulación y desarrollo de políticas económicas y programas de cooperación e integración, que aumenten la experiencia y la capacidad tecnológica para mejorar las bases de competitividad que exige el contexto económico mundial.

**¿Dentro de la política de apertura que se está destacando en los países de la Región, considera fundamental la reforma económica del sector energético?**

Como manifestaba anteriormente, el impacto del sector es relevante en el manejo y la estabilidad fiscal y de la balanza de pagos de las diferentes economías de la Región. En algunos casos, se constituye en el soporte fundamental para la generación de divisas y, en otros muchos, demanda el apoyo del Estado para cubrir las necesidades financieras y para mantener alguna estabilidad en los niveles de precios.

La realidad que se vive en el manejo de estos temas orienta las acciones a la implementación de una reforma económica que introduzca esquemas de competitividad del sector, con un objetivo cierto y concreto de reducir y aclarar la vinculación y financiamiento del Estado a las actividades sectoriales, permitiendo una medida y progresiva mejora de las señales económicas y facilitando la ejecución de políticas sociales.

**¿Cuál será el rol de la iniciativa privada en una reestructuración del sector energético?**

Se tiene la tendencia a identificar el interés de los gobiernos para vincular el sector privado a la reestructuración del sector energético como un elemento de salvación a dificultades financieras del Estado y del sector público. Si bien es cierto que esta explicación tiene algún fundamento, debe quedar bien claro que el factor primordial está en la necesidad de orientar el papel del Estado al ejercicio de sus obligaciones naturales y permitir al sector privado, dentro de un marco de regulación concreta y transparente, la participación en las actividades que le corresponde y le interesan económicamente.

**¿Cuáles considera usted son las prioridades ambientales de**

**América Latina y El Caribe y cuál el papel del sector energético en este problema?**

Es indudable que, para América Latina y El Caribe, como para la gran mayoría de los países del mundo, la preservación de los recursos naturales y la utilización racional de los mismos para un adecuado desarrollo económico y social de la Región es una preocupación fundamental. Dentro de este contexto, nuestro criterio debe centrarse en proporcionar el respaldo a las iniciativas que tengan como prioridad este propósito.

El hombre, como parte fundamental del medio ambiente, requiere unas condiciones económicas y naturales mínimas para su bienestar. Por tal razón, el equilibrio y la preservación de estos dos factores a nivel mundial son objetivos que deben inspirar cualquier propósito o actividad. Es igual de peligroso sacrificar la preservación de las condiciones naturales como sacrificar el deseo y las posibilidades de equilibrar las condiciones económicas.

El sector energético como parte integral del desarrollo económico y social de nuestros países debe emprender acciones que contemplen las prioridades ambientales con la debida importancia que amerita el manejo de estos temas. ◊

## Ministers' Column

*The Ministers' Column of the present issue of the Energy Magazine contains the highly interesting viewpoints of Dr. Guido Nule-Amín, Minister of Mines and Energy of Colombia, on the development, prospects, and main topics of the Energy Conference of Latin America and the Caribbean (ENERLAC 93), to be held in Santafé de Bogotá, Colombia, on June 15-18, 1993.*

**What are the main reasons for the Colombian Government, through the Ministry of Mines and Energy, to sponsor the Energy Conference of Latin America and the Caribbean (ENERLAC 93)?**

It is in the interest of the Colombian Government to strengthen its relations with all countries, especially those of Latin America and the Caribbean. Promoting, organizing, and participating in events such as ENERLAC 93 contributes to this objective, mainly because it enables us to identify and learn about better alternatives that will help us formulate concrete energy plans, strategies, and activities.

**How important is the analysis of geopolitics and world energy markets?**

There is no doubt that the last years of the eighties have turned out to be a period in which the issue of geopolitical re-ordering has become essential for motivating, designing, and consolidating structural reforms and for furthering strategic plans that will enable each country to perform its role in determining the world's future

economic configuration and to define its participation in international markets.

This should serve as the basis for jointly identifying strengths and weaknesses and developing complementary issues and activities that will truly foster the consolidation of natural and economic geopolitical blocs for the benefit of the countries, the region, and the world.

Although the countries of Latin America and the Caribbean share a wide range of essential characteristics, such as natural, religious, ethnic, and economic identities, they also display substantial diversity in their technical and economic potential. This potential deserves to be thoroughly qualified and quantified in order to develop it in the best way possible within the new international context.

The best example of this diversity is the energy sector itself. In our Region, hydrocarbons, hydroenergy, and coal resources and reserves are highly concentrated in few countries, and there is considerable variation in the intensity of consumption and average energy prices. Likewise, regarding different sectoral identities, we should emphasize that government participation in managing and developing the energy sector is highly relevant, that demand for and utilization of renewable natural resources are high and possibly jeopardize the ecosystem's and the environment's stability, and that the sector's impact is crucial for the fiscal management and stability of the various economies.

These differences and similarities should be reviewed jointly in

---

order to obtain, in the medium and long term, consistent alternatives and management approaches that will enable us to progressively consolidate our countries in a geopolitical bloc. This bloc would be based on our natural potential and on objectives aimed at formulating and implementing economic policies and cooperation and integration programs that will enhance our experience and technological capacity, in order to improve our competitive position as required by the world's current economic context.

**As part of the policies of openness that have been noted in the Region's countries, do you consider the energy sector's economic reform as essential?**

As I said earlier, the sector's impact is crucial for the sound fiscal management and stability and balance of payments of the Region's different economies. In some cases, the sector generates a substantial share of foreign currency and, in others, it requires state support in order to cover its financial needs and maintain some kind of price stability.

The experience acquired in handling these issues has fostered the

implementation of an economic reform process that introduces competitiveness in the sector, aimed at clearly and concretely reducing and clarifying the State's ties to, and financial support of, energy sector activities, enabling a gradual but steady improvement of economic signals and facilitating the application of social policies.

**What will the role of private initiative be in the energy sector's restructuring?**

There is a tendency to view governments' interest in involving the private sector in restructuring the energy sector as a way to rescue the State and the public sector from financial difficulties. Although there is some truth to this explanation, it should be clear that the primary factor is the need to orient the State toward the fulfillment of its natural obligations and to permit the private sector, within a concrete and transparent regulatory framework, to participate in activities that it can handle and which are of economic interest to it.

**What are the environmental priorities of Latin America and the**

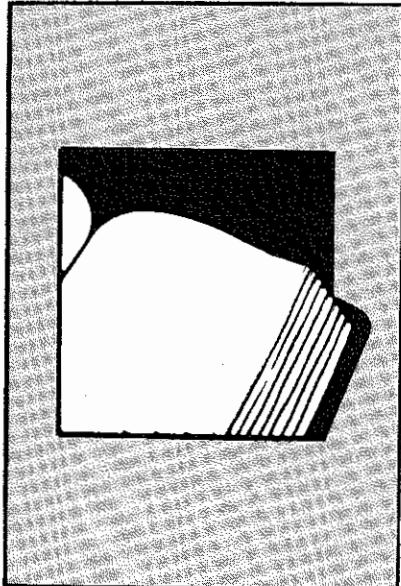
**Caribbean and what role does the energy sector play in this problem?**

There is no doubt that, for Latin America and the Caribbean, as for most of the world's countries, the preservation of natural resources and the rational use of these resources so as to promote sound social and economic development in the Region are a fundamental concern. Within this context, we should focus our support on initiatives that are inspired by this objective as a priority.

Man is an integral part of his environment and therefore requires certain minimum economic and natural conditions for his well-being. Because of this, the compatibility and preservation of these two factors worldwide should underlie any purpose or activity. It would be dangerous to sacrifice either the preservation of natural conditions or the goal or possibility of achieving economic equilibrium.

The energy sector, as an essential part of our countries' economic and social development, should undertake actions that incorporate environmental priorities and grant due importance to coping with these issues. ☈

## Columna de los Lectores



### COMENTARIOS SOBRE EL ARTICULO "EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL CARBON MINERAL, GAS NATURAL, GEOTERMIA E HIDROENERGIA EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE" DE GUSTAVO RODRIGUEZ ELIZARRARAS\*

*Carlos E. Suárez\*\**

**L**a primera referencia que me viene a la mente sobre este artículo es mi extrañeza por la combinación de fuentes a que se refiere ya que su carácter, renovable o no renovable, su tipo de impacto ambiental y su importancia en la Región son muy dispares. Esto seguramente hizo difícil la tarea del autor y por ende de mis comentarios.

En particular, desde el punto de vista ambiental global, efecto invernadero, lluvia ácida y otros impactos atmosféricos, hubiera sido conveniente tratar separadamente la hidroenergía y la geotermia, fuentes renovables, y el gas natural y el carbón mineral.

Mientras que los dos primeros han hecho y pueden continuar haciendo una contribución importante a la reducción de dichos impactos negativos, los dos últimos, en particular el carbón, son uno de los elementos que más contribuyen a dicho tipo de contaminación.

Otro comentario de tipo metodológico se refiere a la equivalencia utilizada para evaluar el aporte de la hidroelectricidad (860 kcal por KWh), ya que minimiza el aporte realizado al abastecimiento energético de la Región, que resultaría igual o superior al del gas natural si se usara su equivalencia térmica.

Desde el punto de vista geográfico, hubiera sido interesante una cobertura más detallada de algunos aspectos, como el desarrollo pasado de la hidroelectricidad en México y el Cono Sur; los avances recientes en la integración a nivel del MERCOSUR; el desarrollo histórico del gas natural en la Argentina con base en la acción de Gas del Estado; el desarrollo de la producción y exportación del carbón mineral en Venezuela, entre otros.

Al entrar al análisis de cada fuente en particular, pienso que, aún dentro del poco espacio disponible, se hubiera hecho una referencia

\* Revista Energética, Año 16, No. 3, septiembre-diciembre de 1992, págs. 85-94.

\*\* Presidente, Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche, Argentina.

---

detallada al desarrollo de los recursos hídricos compartidos de la Cuenca del Plata, como Salto Grande y Yacyretá, y se hubiera dado también un detalle de las perspectivas futuras del MERCOSUR (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) y de Colombia dentro del Grupo de los Tres (Colombia, México y Venezuela).

En el caso de la hidroelectricidad en México, llama la atención que se ponga el énfasis en la producción de electricidad a base de carbón mineral y se postergue el desarrollo hidroeléctrico para el próximo siglo cuando sólo se ha aprovechado un 15% del potencial disponible. Sería interesante conocer las razones de esta estrategia.

Con relación al carbón mineral, es cierto que en ciertos países de la Región se ha producido un fuerte incremento en años recientes (Colombia y Venezuela) y en otros se está planteando un uso más intensivo en el futuro (Brasil y México) para la producción de electricidad, pero sería necesario

analizar con mayor cuidado estos últimos ya que pueden producir fuertes impactos negativos en el medio ambiente regional y mundial. En particular, en el caso de la Argentina, dudo que pueda desarrollarse su uso en la industria cimentera, que es casi totalmente abastecida con gas natural y seguramente lo seguirá haciendo en el futuro.

Desde el punto de vista institucional, quisiera subrayar dos hechos importantes en relación con el desarrollo del gas natural.

El primero se refiere al hecho de que la fuerte reducción en el gas natural no aprovechado que se produce en Venezuela coincide con la época en que se produce la nacionalización de la industria petrolera de dicho país. El hecho de que la Argentina ya ha tenido un fuerte desarrollo del mercado del gas natural, previo a y de mayor magnitud que el desarrollo en los países europeos, se debe a la existencia de una empresa estatal nacional como Gas del Estado, que lamentable-

mente acaba de ser privatizada y desmembrada.

Haciendo referencia al gas natural, sería interesante tener alguna breve explicación de por qué no ha habido un mayor desarrollo de la industria en México y Venezuela, en particular en el sector residencial, a pesar de su gran potencial. Además, ¿cuáles serían las razones para que Colombia opte por la importación y no por el desarrollo de sus recursos locales de gas?

Finalmente, en relación con la geotermia, desearía mencionar los estudios y la planta piloto que está funcionando en la provincia de Neuquén (en la zona cordillerana) y que se piensa seguir desarrollando en el futuro cercano.

Los comentarios anteriores tratan de complementar la excelente labor realizada por Gustavo Rodríguez Elizarrarás, resumiendo en un breve artículo una temática tan amplia y diversificada como el aporte pasado y futuro de cuatro fuentes energéticas tan dispares como lo mencionara al principio. ☽

---

## COMENTARIOS SOBRE EL ARTICULO "EVOLUCION DE LOS MERCADOS ENERGETICOS: ENERGIA NUCLEAR" DE ALBERTO ESCOFET\*

Jean Marie Martin\*\*

Alberto Escofet describe muy bien el parálisis casi generalizado de las inversiones orientadas a desarrollar la energía nuclear en el mundo. Agregando al parque actual de los reactores en el mundo el reducido número de reactores en proceso de construcción y el número aún más reducido de reactores planeados, así como restando los reactores que hoy están funcionando pero que serán cerrados en los próximos años, estimamos una capacidad instalada total de entre 373 y 391 GW para el año 2000, luego entre 389 y 505 GW para el año 2010.

No son montos despreciables ya que este parque de reactores, construido en menos de 30 años, produjo en 1990 un capacidad eléctrica comparable a la del parque de centrales hidroeléctrica, cuyo origen se elevan a muchos más años. Sin embargo, es una cantidad muy reducida en comparación con la penetración espectacular de la energía nuclear que se había proyectado durante los años sesenta por aquellos que veían en ella la legítima heredera de los combustibles fósiles.

La explicación central de este fracaso relativo se radica en la hostilidad, que sea abierta o latente, de la opinión pública en la mayoría de los países industrializados. Alberto Escofet tiene razón en vincular esta hostilidad "al desconocimiento del mundo radioactivo

en el que vivimos". Pero varios errores han fomentado este desconocimiento.

Primero, son los errores técnicos e industriales, no solamente Three Mile Island y sobre todo Chernobyl, sino también en Francia donde parecía que se hubieran reunido todas las garantías de seguridad. Desde 1991, se descubre que los reactores nucleares envejecen mal, debido especialmente a la corrosión de ciertas piezas bajo tensión. Alberto Escofet es por lo tanto demasiado optimista cuando escribe que "desde el punto de vista tecnológico, los problemas están superados".

Luego, hay los errores económicos, orientados a minimizar el costo real de la energía nuclear, limitándose al costo del reactor eléctrico, cuando debería comprender el costo de todo el ciclo del combustible, incluyendo la eliminación de los desechos. Esta subestimación del costo ha resultado especialmente perjudicial en los países en desarrollo, que se han visto obligados a soportar también la onerosa carga del aprendizaje tecnológico e industrial.

¿Es definitivo el fracaso relativo actual de la energía nuclear? No lo creo. Toda la historia de la energía nos enseña que se necesita mucho tiempo para que una nueva fuente de energía se imponga por encima de las fuentes competitivas ya prevalecientes.

Entre las condiciones que se necesitan para reactivar la energía nuclear, no tengo tanta confianza como Alberto Escofet en la privatización de la industria eléctrica. La experiencia actual en el Reino Unido muestra que la privatización trae más beneficios a las turbinas de gas que a los reactores nucleares.

En mi opinión, la reactivación de la energía nuclear supone al menos tres condiciones.

Primer, el excelente mantenimiento de todas las instalaciones nucleares actualmente en operación. Un nuevo accidente, con la severidad de Chernobyl, fortalecería la hostilidad hacia la energía nuclear por varios decenios.

Segundo, un incremento significativo de los precios de los combustibles fósiles, especialmente el precio del petróleo que se ha mantenido bajo debido a la alianza de las petromonarquías del Golfo (reservas abundantes y económicas) y los Estados Unidos. Un nuevo choque petrolero, predecible si no hay cambios en la situación actual, proporcionaría a la energía nuclear amplios espacios competitivos.

Una tercera condición radica en la búsqueda de un activo proceso de investigación y desarrollo dirigido a eliminar de manera definitiva los desechos nucleares, construir reactores intrínsecamente seguros y disminuir la magnitud mínima económica de las instalaciones.

En términos más generales, la historia de los últimos 30 años llama nuestra atención sobre un defecto de nuestras sociedades contemporáneas: se olvidan que el tiempo de maduración y asimilación de una nueva técnica siempre es largo. No debemos dejarnos vencer por la impaciencia para lograr grandes realizaciones inmediatas. ¡Dejemos que el tiempo haga su obra! ☺

\* Revista Energética, Año 16, No. 3, septiembre-diciembre de 1992, págs. 105-109.

\*\* Director de Investigación, Instituto de Economía y Política Energética, Centro Nacional de Investigación Científica y Universidad de Grenoble, Francia.

## Readers' Column

### REMARKS ON THE ARTICLE “EVOLUTION AND OUTLOOK FOR COAL, NATURAL GAS, GEOTHERMAL ENERGY, AND HYDROENERGY IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN” BY GUSTAVO RODRIGUEZ- ELIZARRARAS\*

Carlos E. Suárez\*\*

The first thought that comes to mind upon reading this article is my surprise at finding these energy sources grouped together since their characteristics, whether renewable or nonrenewable, environmental impacts, and share in the Region are very dissimilar. This surely made the author's task difficult, and therefore it is also difficult for me to organize my remarks.

From the standpoint of global environment, greenhouse effect, acid rain, and other atmospheric impacts, it would be advisable to focus separately on hydroenergy and geothermal energy, which are renewable sources, apart from natural gas and coal.

While the first two have broadly contributed and continue to contribute to reducing these negative impacts, the last two, especially coal, are energy sources that most contribute to this kind of pollution.

Another remark of a methodological nature: the equivalence used to assess the share of hydropower

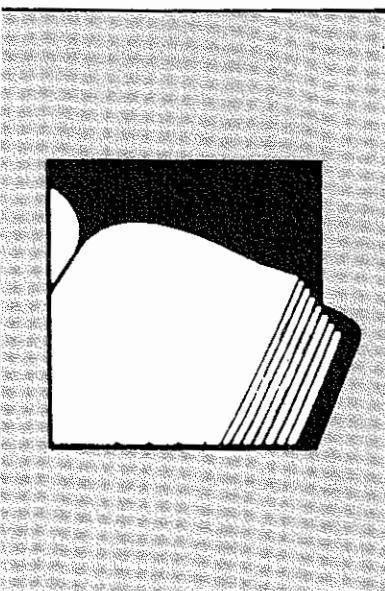
(860 kcal per KWh) minimizes its contribution to the Region's energy supply, which would be equal to or greater than that of natural gas if a thermal equivalent were used.

In terms of geography, it would have been interesting to have a more detailed coverage of some aspects, such as the past development of hydropower in Mexico and the Southern Cone; the recent breakthroughs in MERCOSUR integration; the historical development of natural gas in Argentina owing to the actions of the state company Gas del Estado; the development of coal production and exports in Venezuela, among others.

Regarding the particular analyses for each energy source, I believe that, even within the limited space available, detailed reference to the shared water resources of the Plate River Basin, such as Salto Grande and Yacyretá, as well as the future prospects of MERCOSUR (Argentina, Brazil, Paraguay, and Uruguay) and Colombia within the Group of Three

\*Energy Magazine, Year 16, No. 3, September-December 1992, pages 95-104.

\*\*President, Energy Economics Institute, Bariloche Foundation, Argentina.



---

(Colombia, Mexico, and Venezuela), should have been made.

As for hydropower in Mexico, the emphasis laid on coal-fired electricity production and the postponement of hydroenergy development until the next century when only 15% of Mexico's potential has been exploited are conspicuous. It would be interesting to know the reasons for this strategy.

With respect to coal, there is no doubt that certain countries of the Region have recorded a sharp increase in recent years (Colombia and Venezuela) and others are planning a more intensive use of coal in the future (Brazil and Mexico) for electricity production, but it would be necessary to analyze with greater care the latter countries, since their approach can exert strong adverse impacts on the regional and world environment. In particular, in the case of Argentina, I doubt its use could be developed for the cement industry, which is completely supplied by natural gas and will surely continue to be so.

From the institutional viewpoint, I would like to underline two important developments in the use of natural gas.

First, the considerable decline in unused natural gas produced in Venezuela coincided with the

nationalization of this country's oil industry. The fact that Argentina has already broadly developed its natural gas market, prior to and on a larger scale than the gas development of European countries, is due to the existence of a state enterprise such as Gas del Estado, which unfortunately has recently been privatized and broken up.

Regarding natural gas, it would be interesting to have some brief explanation of why there has been no major development of the gas industry in Mexico and Venezuela, especially in the residential sector, despite its broad potential. And why has Colombia opted for gas imports rather than developing its own local resources?

Finally, with respect to geothermal energy, I would like to mention the studies and pilot plant operating in the province of Neuquén (in the sierra) and which will be developed even further in the future.

These remarks intend to complement the excellent work of Gustavo Rodríguez-Elizarrarás, which attempts to summarize in a short article a very wide-ranging and diversified subject, namely, the past and future contributions of the four highly dissimilar energy sources referred to at the beginning of the article. ♦

---

## REMARKS ON THE ARTICLE "EVOLUTION OF ENERGY MARKETS: NUCLEAR ENERGY" BY ALBERTO ESCOFET\*

Jean Marie Martin\*\*

Alberto Escofet describes very well the almost widespread stagnation of investments aimed at developing nuclear energy in the world. When you add the small number of reactors under construction and the even smaller number of reactors that have been ordered to the facilities that are already operating in the world and then subtract the reactors that are operating today but will be decommissioned in the next few years, you obtain a total installed capacity of between 373 and 391 GW for the year 2000 and between 389 and 505 GW for the year 2010.

These figures are far from negligible since this infrastructure of reactors, which has been built in less than 30 years, in 1990 was producing electric power in amounts comparable to that of hydropower stations, whose origins hark back much further. Nevertheless, it is still a low level, compared to the spectacular penetration of nuclear energy forecast during the sixties by those who saw nuclear energy as the legitimate heir of fossil fuels.

The central explanation for this relative failure indeed resides in the hostility, either overt or latent, of public opinion in most developed countries. Alberto Escofet is right in linking this hostility to the "ignorance about the radioactive world in which

we live." But several errors have abetted this ignorance.

First of all, technical and industrial errors have been committed, not only at Three Mile Island and Chernobyl, but also even in France where it seems that all safety guarantees have been provided for. Since 1991, we have discovered that nuclear reactors age poorly, basically due to the corrosion of certain parts under stress. Alberto Escofet is therefore too optimistic when he writes that "from the technological point of view, the problems have been overcome."

Economic mistakes have also been made in terms of minimizing the real cost of nuclear power, which has been limited to the electricity-generating reactor, when in fact the cost should cover the entire fuel cycle, including the disposal of wastes. This underestimation of costs has proven to be especially damaging in developing countries, which have had, in addition, to bear the heavy burden of acquiring the related technological and industrial know-how.

Is the relative failure of nuclear energy definitive? I do not believe so. The history of energy has shown that a great deal of time is required for a new energy source to introduce itself among prevailing competitive sources.

Among the conditions that should be met to reactivate nuclear

energy, I do not have Albert Escofet's great confidence in privatization of the electric power industry. Current experience, in the United Kingdom, indicates that privatization is more beneficial for gas turbines than for nuclear reactors.

In my opinion, the reactivation of nuclear energy will have to rely on at least three conditions.

First of all, excellent maintenance of nuclear facilities that are currently operating. A new accident as severe as the one that occurred in Chernobyl would reinforce the hostility that has prevailed against nuclear energy for several decades.

Afterwards, there would have to be a substantial increase in the price of fossil fuels, especially oil, which has been kept very low as a result of the alliance between the petromonarchies of the Gulf (large and economical reserves) and the United States. A new predictable oil shock, if the current situation does not change, would provide nuclear energy with a truly broad scope for enhancing its competitiveness.

A third condition lies in the active deployment of development and research efforts, aimed at definitively eliminating nuclear wastes, building reactors that are inherently safe, and diminishing the minimal economic size of facilities.

Broadly speaking, the history of the past 30 years has drawn our attention to a flaw in our contemporary societies: they forgot that the time for a new technology to mature and to be assimilated is always long. We should not let impatience get the better of us when we are involved in large-scale undertakings. Let time do its work! ☺

---

\* Energy Magazine, Year 16, No. 3, September-December 1992, pages 111-115.

\*\* Director of Research, Energy Economics and Policy Institute, National Scientific Research Center and University of Grenoble, France.



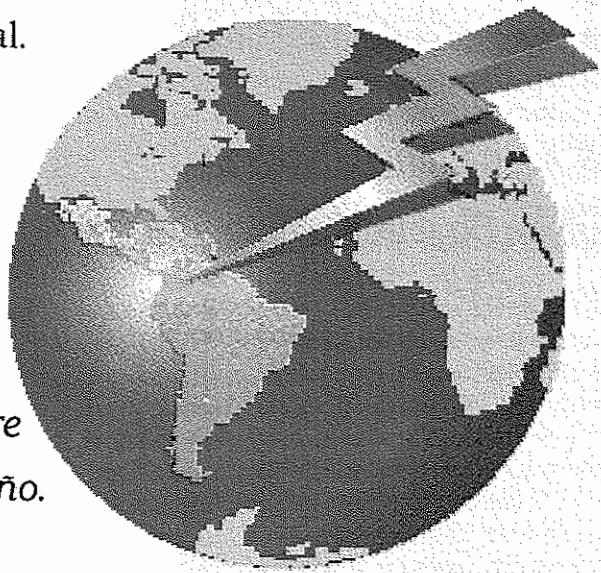
Organización Latinoamericana de Energía Ministerio de Minas y Energía de Colombia Auspicia la Comisión de las Comunidades Europeas

Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos, Electrónicos y Alíeños

El principal objetivo de la  
CONFERENCIA ENERGETICA DE  
AMERICA LATINA Y EL CARIBE  
(ENERLAC 93) es analizar la situación  
geopolítica y económica mundial y sus  
efectos en el sector energético regional.

Como conferencistas centrales  
participarán destacadas personalidades  
de la política, la economía y el sector  
energético, a nivel regional y mundial.

*La Conferencia Energética de  
América Latina y El Caribe,  
ENERLAC 93, se realizará en  
Santafé de Bogotá, Colombia, entre  
el 15 y 18 de junio del presente año.*





In American Energy Organization



Ministry of Mines and Energy of Colombia

Sponsored by the Commission of the European Communities

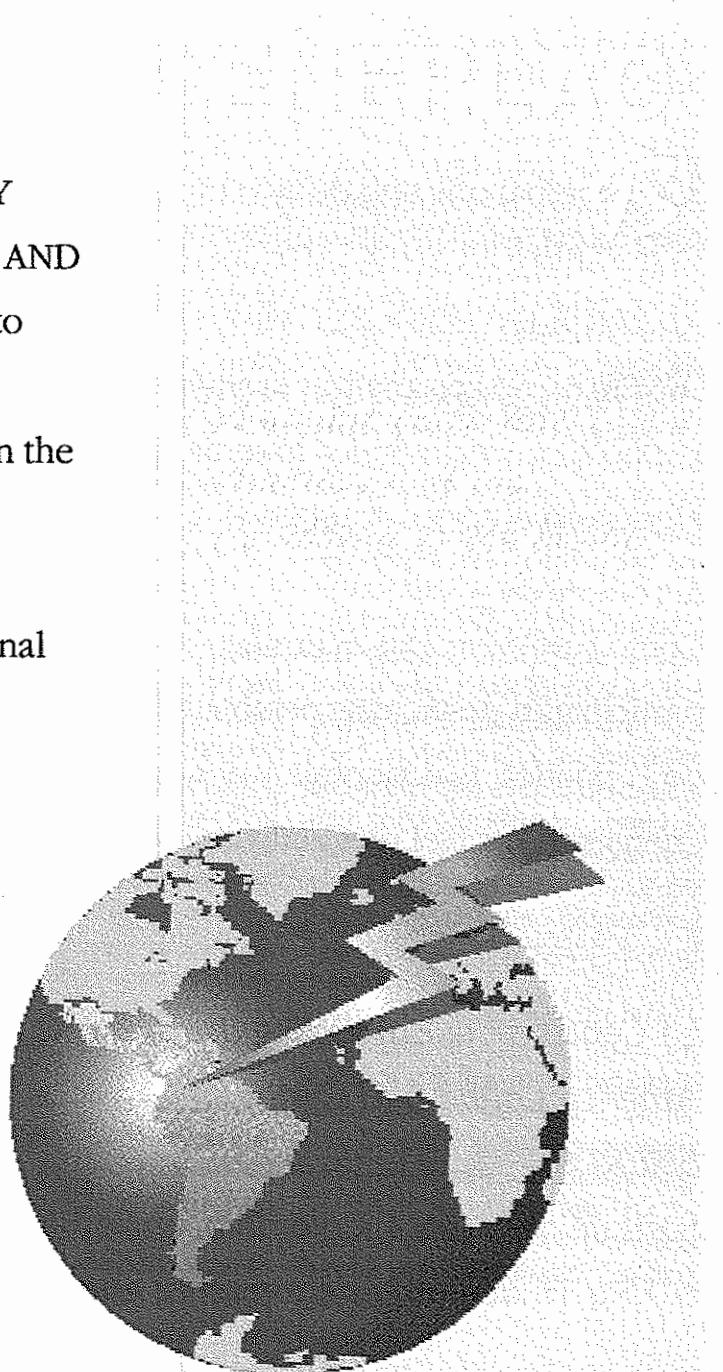


Colombian Association of Electrical, Mechanical,  
Electronic and Related Engineers

The main objective of the ENERGY  
CONFERENCE OF LATIN AMERICA AND  
THE CARIBBEAN (ENERLAC 93) is to  
analyze the world geopolitical and  
economic situation and its impact on the  
Region's energy sector.

Outstanding international and regional  
figures in the fields of politics,  
economics, and energy will be  
participating as central lecturers.

*ENERLAC 93 will be held in  
Santafé de Bogotá, Colombia  
on June 15-18, 1993*



# La Transición hacia el Siglo XXI: Energía y Desarrollo en un Mundo Interdependiente

Secretaría Permanente, OLADE

*Los países de América Latina y El Caribe están realizando transformaciones económicas y políticas, en el marco de una corriente encaminada a la implantación y fortalecimiento de la economía de mercado. Dichas acciones forman parte de la búsqueda de un nuevo esquema de desarrollo que posibilite su mejor inserción en un escenario internacional rápidamente cambiante y cada vez más interdependiente*

**L**a década de los noventa se caracterizará sin duda como una etapa de profundos cambios, tal como lo está demostrando desde sus comienzos. En muy pocos años, el escenario internacional ha experimentado modificaciones de tanta trascendencia, y con tal celeridad, que en ocasiones se pierde la noción de su profundidad y parece como si formaran parte del entorno de siempre, aunque éstas posiblemente no muestren aún todas sus repercusiones.

Los países de América Latina y El Caribe están realizando transformaciones económicas y políticas, en el marco de una corriente encaminada a la implantación y fortalecimiento de la economía de mercado. Dichas acciones forman parte de la búsqueda de un nuevo esquema de desarrollo que posibilite su mejor inserción en un escenario internacional rápidamente cambiante y cada vez más interdependiente.

Enmarcado en ese contexto, el sector energético de los países de la Región también ha venido experimentando una serie de modificaciones de gran magnitud -las que involucran cambios de fondo en los arreglos institucionales y en los roles asignados a los diversos actores-, que incidirán definitivamente sobre su evolución durante las próximas décadas.

En el campo energético, América Latina y El Caribe requiere una estrategia que logre resolver

cuestiones tan importantes como los problemas financieros y de gestión empresarial que le permitan asegurar su abastecimiento energético; desarrollar un enfoque ambientalmente adecuado para la gestión de sus recursos energéticos; garantizar las necesidades energéticas de sus sectores de bajos ingresos; introducir los cambios estructurales necesarios en la oferta y en la demanda de energía, así como incrementar sus esfuerzos de una utilización más racional; fortalecer sus instituciones nacionales y regionales en este campo y, particularmente, explotar aún más el enorme potencial ofrecido por la cooperación económica en el terreno energético.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), consciente de estas realidades y de la necesidad de promover el análisis de sus perspectivas, planteó la realización de la Conferencia Energética de América Latina y El Caribe (ENERLAC 93).

Este evento, que cuenta con la participación de destacados expertos, técnicos y políticos, pretende constituirse en el foro del más alto nivel para la reflexión sobre los grandes temas vinculados al desarrollo del sector energético regional.

ENERLAC 93, de esta manera, se convierte en una ventana al mundo para mostrar los esfuerzos que los países de América Latina y El Caribe están realizando para adaptarse al devenir de los tiempos y

promover el análisis y la discusión de los principales retos que enfrentará la problemática energética de la Región hacia finales de la presente década, particularmente los siguientes:

#### **LOS CAMBIOS EN LA GEOPOLITICA Y LA ECONOMIA MUNDIAL QUE AFECTARAN LOS MERCADOS ENERGETICOS EN EL FUTURO**

Los cambios más relevantes del escenario internacional en los últimos cinco años han sido la disolución de la Unión Soviética y, por ende, el fin de la guerra fría; la introducción de la economía de mercado y la aparición de nuevos focos de confrontación en Europa del Este; el debilitamiento económico relativo de la principal potencia mundial y el fortalecimiento de otras; y la persistencia de los conflictos Norte-Sur, todo ello en el marco de una acelerado proceso de conformación de grandes megabloques económicos.

Después de la marcada bipolaridad de las últimas décadas, el escenario internacional pareciera encaminarse a un esquema multipolar en lo económico aunque unipolar en lo político. En lo económico, resulta fácil identificar tres grandes bloques de dimensiones económicas comparables: la Comunidad Económica Europea (CE), el Acuerdo Norteamericano de Libre Comercio (NAFTA) y la zona comercial del Este y Sudeste Asiático liderada por Japón.

Junto a éstas importantes modificaciones de fondo del contexto internacional, que influirán decisivamente sobre el desarrollo energético mundial, existen otras situaciones que eventualmente podrían tener grandes repercusiones sobre la evolución de los mercados energéticos, entre ellas la persistencia de potenciales focos de conflicto en el Medio Oriente y la posibilidad de confrontaciones entre

algunas de las ex repúblicas socialistas soviéticas, que podrían incidir fuertemente sobre el comportamiento del mercado petrolero o sobre el abastecimiento energético de Europa, respectivamente.

En este escenario internacional que está surgiendo, la forma de inserción de los países miembros de OLADE es aún incierta. Las reformas económicas y la conformación de bloques subregionales en el área son procesos aún en desarrollo, los que sin duda gravitarán en la redefinición de las relaciones internacionales de la Región. Por otro lado, estos países tendrán que analizar cuidadosamente la conformación de zonas continentales de libre comercio que puedan surgir de una eventual expansión del NAFTA o de propuestas como la Iniciativa de las Américas.

#### **LAS REFORMAS ECONOMICAS Y EL SECTOR ENERGETICO EN AMERICA LATINA**

Luego de una década de estancamiento económico y de una profunda agudización en la incidencia de la pobreza, los países de la Región iniciaron un proceso de reformas estructurales orientado a viabilizar una recuperación sostenida de la economía y a crear un entorno más sano y transparente para el desarrollo económico en el largo plazo. Para ello, han venido encarando cambios profundos en sus economías, encaminados a dar mayor libertad al funcionamiento de los mercados, a través de una menor intervención económica del Estado y una mayor participación del sector privado.

Dentro de esta línea, los cambios estructurales que se han venido promoviendo en el sector energético de los países de la Región han tenido como objetivo funda-

mental impulsar una mayor competitividad como forma de elevar el grado de eficiencia de los mercados, independientemente del régimen de propiedad de las empresas.

Las reformas económicas que hoy se están aplicando en el sector de la energía llevan implícita su profunda reestructuración, la que se traducirá en la desregulación de algunas áreas, la re-regulación de otras, un mayor espacio para la iniciativa privada y el dotar a las empresas públicas de eficiencia, por medio de una gestión empresarial autónoma y responsable.

Sin embargo, aún dentro del ámbito general de promoción de una mayor libertad y menor injerencia estatal, los marcos económicos, legales e institucionales de cada caso deberán establecerse tomando en consideración las características fundamentales de los mercados energéticos y en función del contexto económico, político y social de cada país.

Los procesos orientados a lograr una menor participación del Estado como empresario en el sector energético de los países de América Latina y El Caribe han constituido una tarea más o menos compleja, la que -además de requerir un cierto grado de consenso de las fuerzas políticas y sociales y de interés y capacidad financiera de parte de los agentes privados- ha implicado profundos reordenamientos institucionales cuyos resultados, en muchos casos, se empezarán a manifestar totalmente hasta después de algunos años.

No obstante esta situación y a pesar del consenso social logrado sobre la necesidad de incrementar el grado de eficiencia global de las economías de la Región, ciertas características particulares del sector de la energía (la existencia de monopolios naturales, de bienes y servicios transables y no transables y el carácter estratégico de ciertos

recursos generadores de renta) han hecho que persista un debate que tiene un profundo contenido político, económico y social: el papel que deben desempeñar el Estado y el mercado con respecto a la distribución de la renta y el acceso de la población a los servicios básicos.

#### LA INVERSIÓN PRIVADA EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA

La promoción de la inversión privada a través de múltiples e innovativas modalidades ha sido uno de los elementos fundamentales que se han utilizado para elevar la eficiencia de los mercados en diversos sectores y campos de la actividad económica, entre ellos el energético.

Aunque parece difícil que en el sector energético los programas de privatización impliquen un traspaso masivo de la propiedad de las empresas estatales al sector privado, ya que aún en los casos más radicales han permanecido empresas de propiedad estatal, la concurrencia del sector privado seguramente tendrá una contribución importante en la rehabilitación de la capacidad existente y en las nuevas inversiones, coadyuvando a la desconcentración de la propiedad.

El subsector eléctrico se encuentra en un punto de inflexión en su historia, pasando de una etapa donde prevaleció un modelo único (aunque con variantes propias de cada caso) a otra donde existe una amplia gama de alternativas en cuanto a la estructura económica de la industria eléctrica. El abanico de opciones existente va desde los monopolios regulados integrados verticalmente (y en ciertos casos horizontalmente) hasta los sistemas totalmente abiertos, donde operan las fuerzas del mercado en la generación y hay libre acceso a las redes de transmisión, manteniéndose como monopolios naturales regulados la

*Las reformas económicas que hoy se están aplicando en el sector de la energía llevan implícita su profunda reestructuración, la que se traducirá en la desregulación de algunas áreas, la re-regulación de otras, un mayor espacio para la iniciativa privada y el dotar a las empresas públicas de eficiencia, por medio de una gestión empresarial autónoma y responsable*

transmisión y la distribución. En medio de este espectro, hay una amplia gama de posibilidades, que puede caracterizarse en general como de apertura parcial de las redes o de competencia limitada en la generación.

El rango de aplicación de cada una de las opciones en los países de la Región depende en gran medida de las características propias de los sistemas eléctricos, especialmente de su tamaño. En los casos donde la demanda supera ampliamente a la escala óptima de producción, la franja de esquemas posibles va desde el monopolio hasta los modelos de apertura total, mientras que, en los demás casos, el rango se presenta desde el monopolio hasta la competencia limitada en la generación.

En el subsector gasífero existe un amplio espacio para la participación del sector privado, necesario para asegurar el abastecimiento actual y desarrollo futuro de los mercados, dadas las condiciones de escasez de capitales y de desarrollo tecnológico por las que atraviesan los países de la Región.

Para promover esa participación deberá contarse con normas y regulaciones (marcos regulatorios) claras, sólidas y estables aplicables al

contexto específico de cada país. De esa forma, se abrirá un espacio para la acción de las fuerzas del mercado en aquellos segmentos que sean competitivos y se definirá la necesaria intervención del Estado en aquellas fases de la cadena caracterizadas por monopolios naturales.

Dadas las condiciones actuales de desarrollo del sector gasífero, la empresa mixta puede ser quizás la alternativa más adecuada para la participación del capital privado, toda vez que, además de operar eficientemente y generar cierta distribución de la renta, permite a los capitales del Estado y del sector privado compartir los riesgos y los beneficios de la explotación del recurso.

En el sector petrolero, aún en un esquema como el actual, predominantemente estatal, hay un espacio para la participación privada, que puede efectuar inversiones importantes y un aporte significativo de tecnologías avanzadas. En la etapa de exploración, desarrollo y explotación, las empresas estatales pueden asociarse con empresas privadas que aporten capital y/o tecnología. Asimismo, en las distintas etapas de la cadena petrolera puede recurrirse a la contratación de

servicios o a la participación de empresas privadas.

La privatización total de la empresa estatal petrolera no se ha dado todavía en la Región. La apertura parcial de algunos segmentos de la industria y la creación de empresas mixtas, ya sea a través de la venta de acciones o por medio de la creación de nuevas empresas, abren amplias posibilidades para la incorporación de la tecnología y el capital privados.

Dado que en un mercado de carácter oligopólico, como es el caso del petróleo en América Latina y El Caribe, la desregulación y el libre acceso al mercado conllevan riesgos de cartelización y de otras prácticas anticompetitivas, el Estado continúa desempeñando un importante papel de regulación y control, el que incluso puede ser desempeñado por medio de la propia empresa petrolera estatal.

Independientemente de los alcances del papel del Estado en el subsector petrolero, sobre todo en lo referente a la propiedad de las empresas, la experiencia pasada en la Región demuestra claramente que es necesario hacer funcionar los mercados de productos petroleros de

manera más eficiente al interior de cada uno de los países.

#### **MEDIO AMBIENTE, ENERGIA Y DESARROLLO SUSTENTABLE**

El fenómeno de la "globalización", reconocido en diversos ámbitos, se ha introducido también, recientemente, al tema de la política ambiental. El efecto invernadero, la extinción de las especies y el agotamiento de la capa de ozono - problemas que trascienden las barreras nacionales y obligan a la comunidad mundial a reconocer su "futuro común" y a buscar soluciones transnacionales- están contribuyendo grandemente a un nuevo despertar de la conciencia.

Generalmente se reconoce que el abastecimiento energético es un requerimiento indispensable del desarrollo socioeconómico, a tal nivel que el consumo per cápita de energía es comunmente utilizado como un indicador del crecimiento económico, aunque otros factores, además de este último, expliquen el nivel de desarrollo.

Sin embargo, asegurar el abastecimiento de los requerimientos energéticos de un sistema puede

constituir un proceso altamente intensivo en capital, especialmente en la medida en que las consideraciones ambientales impliquen la incorporación de nuevas fuentes y/o tecnologías energéticas.

Para lograr una adecuada reinserción en el nuevo escenario internacional, además de realizar los cambios estructurales con los que está comprometida, la Región debe hacerlo enfrentando exitosamente el dilema energético de los países en desarrollo: conseguir altas tasas de crecimiento para ofrecer a su población adecuados niveles de vida utilizando sus recursos naturales sin afectar el medio ambiente o enfrentar un creciente deterioro económico y una mayor frustración política y social, ante la incapacidad de atender esas necesidades.

Finalmente, podemos tener la certeza que ante la importancia y la necesidad de discutir y analizar profundamente estos temas, ENERLAC 93 marcará el inicio de un constante análisis y seguimiento a lo que América Latina y El Caribe pueda hacer en su significativa participación en el quehacer económico-enérgético mundial. ☐

# Transition Toward the 21st Century: Energy and Development in an Interdependent World

Permanent Secretariat, OLADE

*The countries of Latin America and the Caribbean are carrying out economic and political transformations aimed at implementing and strengthening a market economy. These actions are part of a search for a new development scheme that would enable the Region to insert itself in a rapidly changing and increasingly interdependent international situation*

If the early years of the decade are any indication, the nineties will undoubtedly be characterized by profound changes. In a very short period of time, the international scene has been so dramatically and rapidly altered that it is hard to grasp the full implications of these shifts. Although they have as yet to show their full impact, it seems that they already have become part of our everyday environment.

The countries of Latin America and the Caribbean are carrying out economic and political transformations aimed at implementing and strengthening a market economy. These actions are part of a search for a new development scheme that would enable the Region to insert itself in a rapidly changing and increasingly interdependent international situation.

Within this context, the energy sector of the Region's countries has also been undergoing a series of wide-ranging changes, involving profound adjustments in institutional schemes and the roles assigned to its various agents, which will definitely affect its performance in coming decades.

In the field of energy, Latin America and the Caribbean requires a strategy that will manage to resolve important issues such as financial and business management problems so as to ensure the supply

of energy; develop an environmentally sound approach for the management of its energy resources; meet the energy needs of its low-income sectors; introduce changes needed in its energy supply and demand structure, as well as increase efforts for a more rational utilization of energy; strengthen its national and regional institutions in this area; and, above all, to exploit even further the huge potential of economic cooperation in energy.

The Latin American Energy Organization (OLADE), aware of this reality and the need to analyze energy prospects, has been organizing the Energy Conference of Latin America and the Caribbean (ENERLAC 93).

This event, which will rely on the participation of world-renowned professionals, technical experts, and politicians, intends to set up a top-level forum to focus on issues linked to the Region's energy sector development.

ENERLAC 93 has thus become a window for displaying to the world the efforts that the countries of Latin America and the Caribbean are making to adapt themselves to changing times and to promote the analysis and debate of the major challenges that the Region's energy sector will have to deal with by the end of the present decade. The Conference will be focusing on the following topics:

---

## **WORLD GEOPOLITICAL AND ECONOMIC CHANGES AFFECTING ENERGY MARKETS IN THE FUTURE**

The most relevant changes on the international scene in the last five years have been the breakdown of the Soviet Union and, as a result, the end of the cold war; the introduction of the market economy and the upsurge of new conflicts in Eastern Europe; the relative economic weakening of the world's major power and the strengthening of other countries; the persistence of North-South conflicts. All of this has been occurring within a process geared to creating large economic megablocs.

After the pronounced bipolarity of the last few decades, the international scene seems to be in the process of adopting a multipolar economic configuration, but a single political scheme. With respect to economics, it is easy to identify three large blocs that have comparable economic dimensions: the European Economic Community (EC), the North American Free Trade Agreement (NAFTA), and the trade area of East and Southeast Asia led by Japan.

Along with these important modifications of the international situation, which will exert a decisive impact on the world's energy development, there are other situations that could eventually have considerable repercussions on the evolution of energy markets, such as the persistence of potential hotbeds of conflicts in the Middle East and the possibility of armed confrontations between some of the former soviet socialist republics, which could heavily affect the performance of the oil market or the energy supply of Europe, respectively.

How the member countries of OLADE will insert themselves into this emerging international context is as yet uncertain. Economic reforms

and the establishment of subregional blocs in the area are still in the process of being developed. These blocs will surely contribute to redefining the Region's international relations. Moreover, these countries will have to closely analyze the establishment of continental free-trade areas that could eventually arise as a result of the expansion of NAFTA or proposals such as the Initiative of the Americas.

## **ECONOMIC REFORMS AND THE ENERGY SECTOR IN LATIN AMERICA**

After a decade of economic stagnation and a steep rise in the incidence of poverty, the Region's countries launched a structural reform process aimed at facilitating steady economic recovery and creating a sounder and more transparent environment for long-term economic development. For this purpose, they have been implementing profound changes in their economies, geared to providing more freedom for market operations, by minimizing the State's economic intrusiveness and fostering private sector participation.

As part of these guidelines, the structural changes that have been promoted in the energy sector of the Region's countries have been aimed essentially at giving impetus to competitiveness as a way of enhancing the efficiency of markets, regardless of the ownership of companies.

The economic reforms that are being applied today in the energy sector implicitly entail an in-depth restructuring, leading to the deregulation of some areas, the reregulation of others, broader involvement of private initiatives, and providing public enterprises with greater efficiency through an autonomous and accountable business management approach.

Nevertheless, even within this general climate of greater freedom and less state interference, the eco-

nomic, legal, and institutional frameworks of each case should be established bearing in mind the fundamental characteristics of the energy markets and economic, political, and social context of each country.

The process geared to reducing the participation of the State as manager of the energy sector in the Latin American and Caribbean countries has been more or less complex. This process, in addition to requiring a certain level of consensus among political and social forces as well as the financial interest and capacity of private agents, has entailed wide-ranging institutional changes, whose effects in many cases will become apparent only after several years.

Despite this situation, in spite of the social consensus on the need to increase the overall efficiency of the Region's economies, certain specific features of the energy sector (natural monopolies, tradable and nontradable goods and services, and the strategic nature of certain income-generating resources) have triggered an ongoing debate on an issue that has wide-ranging political, economic, and social ramifications: the distinct roles that the State and markets should perform regarding income distribution and providing the population with access to basic services.

## **PRIVATE INVESTMENT IN THE ENERGY SECTOR**

The promotion of private investment through various innovative modalities has been one of the basic elements that have been used to enhance the efficiency of markets in several sectors and fields of economic activity, among them the energy sector.

Although it seems difficult to envisage that privatization programs in the energy sector will imply a massive transfer of state-owned enterprises into the hands of the

---

private sector, since even in the most radical cases public enterprises have remained under state ownership, the involvement of the private sector will surely make an important contribution to rehabilitating existing capacity and to attracting new investments, thus helping to deconcentrate ownership.

The electric power subsector is currently at a historical turning point and is shifting from a single prevailing model (although with variations inherent to each case) to a wide range of alternatives in terms of the electric power industry's economic structure. The array of options goes from vertically (and sometimes horizontally) integrated regulated monopolies to totally open systems, in which market forces operate in generation and there is free access to transmission networks, with transmission and distribution remaining as regulated natural monopolies. Within this spectrum, there is a wide range of possibilities that could be characterized in general as a partial opening of networks and limited competition in generation.

The range of implementation of each one of these options in the Region's countries depends to a large extent on the specific characteristics of the electric power systems, especially their size. Where demand largely exceeds the optimal scale of production, the array of possible schemes can go from monopoly to models of total openness, whereas in other cases the range goes from monopoly to limited competition in generation.

In the gas subsector, there is ample opportunity for private sector involvement, which would be needed to ensure current supply and the future development of markets, in view of the capital and technological development shortages being experienced by the Region's countries.

---

*The economic reforms that are being applied today in the energy sector implicitly entail an in-depth restructuring, leading to the deregulation of some areas, the reregulation of others, broader involvement of private initiatives, and providing public enterprises with greater efficiency through an autonomous and accountable business management approach.*

---

In order to promote this participation, clear, firm, and stable standards and regulations (regulatory frameworks), adapted to the specific context of each country, will be needed. In this way, room for market forces will be made available in those sectors that are competitive, and the State's necessary intervention will be defined in those areas of the chain that are characterized as natural monopolies.

In view of the gas sector's current development, mixed enterprises would probably be the best alternative for private capital involvement, since in addition to operating efficiently and generating a certain income distribution they will enable state and private sector capital to share both the risks and benefits of exploiting this energy resource.

In the petroleum sector, even in the current predominantly state scheme, there is room for private participation, which can bring substantial investments and make significant contributions in terms of advanced technology. In the exploration, development, and exploitation phases, state enterprises can enter into partnerships with private enter-

prises that can contribute capital and/or technology. Likewise, in the various oil chain phases, service contracting and the involvement of private enterprises can be resorted to.

Total privatization of state oil companies has not as yet taken place in the Region. Partial opening up of some segments of the industry and the creation of mixed enterprises, either through the sale of stock or the creation of new companies, opens up broad possibilities for incorporating private technology and capital.

Since in an oligopolistic market, such as the oil market in Latin America and the Caribbean, deregulation and free access to markets imply risks of cartel formation and other anticompetitive practices, the State continues to play an important regulatory and monitoring role, which can even be performed by the state oil company itself.

Regardless of the scope of the State's role in the oil subsector, especially with respect to the ownership of companies, past experience in the Region clearly shows that it is necessary to promote the efficiency of markets for oil products within each country.

---

## ENVIRONMENT, ENERGY, AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT

The phenomenon of globalization, which has been identified in various fields, has also recently been introduced into environmental issues and policies. The greenhouse effect, the extinction of animal and plant species, and the depletion of the ozone layer (cross-border problems that have obliged the world community to acknowledge their "common future" and to look for transnational solutions) are largely contributing to a new awareness.

It is generally recognized that energy supply is an indispensable requirement for socioeconomic devel-

opment, to such a point that per capita energy consumption is used as an indicator of economic growth, even when other factors, in addition to the latter, determine the level of development.

Nevertheless, ensuring the supply of a system's energy requirements may be a highly capital-intensive process, especially when environmental considerations entail incorporating new energy sources and/or technologies.

In order to adequately reinsert its countries in the new international context, the Region, in addition to implementing the structural changes it has envisaged, has to successfully resolve the energy dilemma of devel-

oping countries: achieve high economic growth rates in order to provide its population with adequate standards of living by using natural resources without affecting the environment or cope with growing economic deterioration and greater political and social frustration because of the inability to meet these needs.

Finally, we can be sure that, in view of the importance and need to thoroughly discuss and analyze these issues, ENERLAC 93 will mark the beginning of an ongoing analysis and follow-up of what Latin America and the Caribbean can do to fully participate in the world's energy-economic activities. ☈

# Carbón y Medio Ambiente: El Panorama Internacional y el de América Latina

Jairo Londoño Arango\*

El carbón no es un recién llegado al escenario energético mundial: desde la época del Imperio Romano se comercializa el carbón internacionalmente. Fue el combustible que movió la revolución industrial en el siglo XIX y actualmente es el principal soporte de la generación de electricidad del planeta.

En el mundo de hoy mucha gente no ha visto ni conoce la forma cómo el carbón se produce y se utiliza. Por ello, la percepción popular que se tiene de este recurso se relaciona, a veces, a imágenes del pasado sin tener en cuenta que actualmente es posible usar el carbón en forma limpia y eficiente.

El carbón era la más importante fuente de energía primaria del mundo antes de los años sesenta, cuando esta posición la tomó el petróleo, esperándose que alrededor del año 2010 nuevamente volverá el carbón a asumir este liderazgo.

Sesenta por ciento del carbón consumido por la humanidad es utilizado para generar electricidad, 25% se destina a procesos siderúrgicos y 15% se consume en la industria o en usos domésticos.

Debido al hecho de que la población sigue aumentando y que los niveles de vida siguen mejorando, la demanda internacional de energía continuará creciendo a tasas que varían entre el 2% y el 6,6% anual.

La única fuente de combustibles abundante, segura y económica para atender esta creciente demanda la constituye el carbón.

En efecto, más de dos terceras partes de los recursos fósiles que posee el planeta corresponden al carbón, recurso éste que, a la tasa actual de producción, le alcanzaría a la humanidad para 230 años, mientras que el petróleo y el gas natural apenas nos durarían para escasos 50 años a los niveles actuales de consumo.

Las reservas mundiales de carbón para 1991 han sido estimadas en 1.083 mil millones de toneladas métricas distribuidas por todo el planeta en unos 60 países del mundo.



Mina de carbón El Cerrejón, en Colombia

\* Presidente Ejecutivo, Federación Nacional de Carboneros, Colombia.

Un 25,6% de estas reservas se encuentra en 38 de los 50 Estados de los Estados Unidos, un 23,8% lo posee la ex Unión Soviética, un 11,4% la China, un 7,3% lo tiene Australia, un 5,7% lo poseen Alemania y Sudáfrica, un 4,1% está en Polonia y un escaso 2,1% pertenece a América Latina, en donde Colombia ocupa el primer lugar en cantidad y calidad del carbón existente en su subsuelo.

El hecho de que el carbón se encuentre más armónicamente distribuido por todos los continentes que el petróleo y el gas hace que los futuros suministros de combustibles fósiles se basen en este energético. Obviamente, su producción y transporte son menos vulnerables que los de los hidrocarburos, cuyas reservas se encuentran entre un 65% y un 70% en el Medio Oriente. Ya hemos visto como una simple reducción del 5% en los suministros de petróleo trajo como consecuencia todo un desbarajuste en la economía del planeta. Un simple accidente que, de pronto, tapone la salida del Golfo Pérsico bien puede causar serios traumas a la economía mundial, mientras que, en el caso del carbón, esto nunca ocurrirá porque el carbón se mueve internacionalmente a través de numerosas rutas marítimas sumamente seguras y confiables, debiéndose tener en cuenta que este movimiento equivale apenas a un 11% de la producción total, mientras que la mitad de la producción de petróleo se comercializa internacionalmente.

Todo esto hace que el carbón sea una fuente de energía mucho más segura y confiable para la humanidad que el resto de los recursos fósiles existentes en el planeta.

El carbón es, además, un energético barato: lo demuestra el hecho de que, aún con la gran caída de los precios del petróleo y el gas ocurrida a mediados de los años ochenta, el carbón se mantuvo como el combustible fósil menos costoso

para la economía mundial, esperándose, además, que para el año 2010 los precios de los hidrocarburos crecerán entre seis y ocho veces más que los del carbón para la misma unidad térmica.

En Colombia, el costo económico del carbón es 4,92 veces menos que el costo del gas natural; 7,48 veces menos que el kerosene; 8,52 menos que la gasolina; 9,28 menos que el propano y 30 veces menos que la electricidad, siendo, además, el único energético que no cuenta con ningún subsidio gubernamental.

Estas verdades de a puño han permitido que el carbón abastezca hoy más de la cuarta parte de las necesidades energéticas de la humanidad y que, por ejemplo, una cuarta parte de la energía primaria consumida por los Estados Unidos provenga del carbón, que un 57% de la electricidad que utilizan los consumidores norteamericanos sea producida con este energético y que cada norteamericano consuma hoy 19 libras de carbón por día en forma de electricidad, lo cual equivale a un ahorro en importaciones de 3,2 millones de barriles diarios de petróleo.

Más aún, a nivel mundial se estima que un 47% de la electricidad que hoy consume el planeta se genera con carbón. El Banco Mundial afirma que el crecimiento de la demanda de energía en los países en desarrollo será de un 6,6% por año durante la presente década, debiéndose tener en cuenta que el 48,8% del incremento en la generación de electricidad en estos países durante la década pasada se hizo con base en el carbón, un 29,4% correspondió a hidroelectricidad y un 11,7% se desarrolló con gas, mientras que un 7,3% fue nuclear. Parece que esta tendencia se va a mantener, por lo menos, hasta el año 2000.

Casos excepcionales como el de Indonesia, que pasará de 1,3 gigavatios de generación eléctrica a base de carbón en 1990 a 10 giga-

vatos en el año 2000, o el de México, que instalará cerca de 7.000 MW a carbón durante la presente década, o el de los países asiáticos de la cuenca del Pacífico, que deberán instalar 110.000 MW a base de carbón de aquí al año 2000 a través de 152 nuevas plantas diseñadas o en construcción, con lo cual se pasará de 42.352 MW en Asia (sin incluir a Japón) a 92.381 MW durante la presente década, muestran un panorama sumamente claro para el futuro del carbón durante, por lo menos, las próximas dos décadas.

Para atender la demanda de carbón en los Estados Unidos, 115.141 mineros trabajaban en 3.273 minas que produjeron 1.018 millones de toneladas cortas en 1990 y generaron más de US\$20 mil millones anuales en ventas y US\$4 mil millones en divisas. En Colombia, estas cifras son de 1.290 minas y 22.000 mineros y alrededor de US\$800 millones en ventas y US\$570 millones en divisas.

Se estima que, en 1991, la producción mundial de carbón (sin incluir lignitos) fue de 3.636 millones de toneladas métricas, de las cuales únicamente 440 millones se comercializaron internacionalmente. Los principales productores fueron la China con un 27%, los Estados Unidos con un 24%, Sudáfrica con un 20%, la ex Unión Soviética con un 16% y Australia con un 5%.

Se estima que el mercado internacional del carbón continuará expandiéndose hasta llegar a 565 millones de toneladas anuales en el año 2000 y a 661 millones en el año 2010, ocupando Colombia el octavo lugar en este importante mercado.

En 1990, Australia exportó 117,3 millones de toneladas, los Estados Unidos 105,5 millones, Sudáfrica 54,4 millones, la ex Unión Soviética 41,9 millones, Canadá 33,8 millones, Polonia 30,9 millones, la China 19,5 millones y Colombia 15,3 millones.

Una industria de este tamaño no puede sino repercutir sobre el medio ambiente, razón por la cual, desde hace ya más de dos décadas, se ha venido trabajando positivamente en la forma de minimizar su impacto, al igual que el de los demás combustibles fósiles, debiéndose anotar que, para el sector del carbón, el imperativo es asegurar que este energético sea producido, transportado y utilizado en la forma más limpia y eficiente posible.

Las exigencias ambientales pueden ser satisfechas, y lo están siendo. Hoy día las compañías mineras son generalmente muy responsables. Las explotaciones de carbón no tienen por qué ofender a la vista y las modernas técnicas de restauración frecuentemente dejan el terreno en mejores condiciones que antes de iniciarse las labores mineras. A diferencia de otros combustibles fósiles, los riesgos inherentes al transporte marítimo y terrestre del carbón son mínimos debido a que el carbón no resulta peligroso ni en su transporte ni en su almacenamiento. Ello contrasta vivamente con la experiencia que se tiene con los hidrocarburos, la cual ha sido catastrófica. Basta citar los casos recientes del "Exxon Valdez", los pozos petroleros de Kuwait, la contaminación masiva del Golfo de Génova, los desastres ecológicos de Australia occidental y de las islas Shetland, la explosión de gas ocurrida en México y los diarios atentados con explosivos contra los oleoductos y gasoductos colombianos.

En cuanto a la combustión del carbón se ha dedicado mucha investigación al uso limpio de este combustible y continúan realizándose grandes esfuerzos en este mismo sentido. Con base en lo que se ha conseguido hasta la fecha, se espera,

---

*El carbón era la más importante fuente de energía primaria del mundo antes de los años sesenta, cuando esta posición la tomó el petróleo, esperándose que alrededor del año 2010 nuevamente volverá el carbón a asumir este liderazgo*

---

por tanto, que en el futuro el carbón podrá ayudar a crecer a nuestro país y a nuestros socios comerciales sin llegar a poner en peligro la ecología de la tierra, utilizando para ello la serie de tecnologías avanzadas conocidas como "clean coal technologies" que permiten quemar el carbón con una muy notable reducción de las emisiones a muy bajo costo.

En efecto, hoy operan comercialmente tecnologías que eliminan entre un 90% y un 99% del SO<sub>2</sub> y entre un 80% y un 90% del NO<sub>x</sub> producido durante los procesos de combustión del carbón.

Todo este proceso se inició en los Estados Unidos en 1970 cuando se aprobó la Clean Air Act, o Ley del Aire Limpio, que obligó a reducir en un 25% las emisiones de SO<sub>2</sub> (comparadas con los niveles de 1970) y a mantener constantes las de NO<sub>x</sub>, a pesar de que el consumo de carbón aumentó en un 80% en dicho país entre 1970 y 1990.

Este esfuerzo tecnológico ha implicado un gasto de alrededor de US\$100 mil millones en la sola captura del SO<sub>2</sub> cuyas emisiones, en

1973, ascendían a 30 millones de toneladas por año y hoy equivalen a unos 20 millones, cifra que, coincidencialmente, resulta ser igual a las de NO<sub>x</sub>, las cuales han permanecido constantes durante los últimos 20 años en dicho país como resultado de los reglamentos impuestos en 1970.

En diciembre de 1985, el Congreso de los Estados Unidos expidió la Ley No. 99-190 que encargó al Departamento de Energía de llevar a cabo con el sector privado un programa que buscara nuevos procesos que permitieran un uso más limpio del carbón, estableciendo para ello una apropiación presupuestal por parte del gobierno americano de US\$2.747,6 millones.

En esta forma fue posible desarrollar nuevas tecnologías que permiten reducir, sustancialmente, las emisiones asociadas con la lluvia ácida y que pueden ser instaladas en cualquiera de las tres etapas de la cadena de uso del carbón, desde la mina hasta la planta de consumo.

Hoy existen, por ejemplo, tecnologías que permiten remover azufre y otras impurezas antes de la combustión por medio de medios físicos (utilizando plantas de lavado), químicos (agregando sodio o potasio en lechos fundidos) o biológicos (a través de microorganismos que "comen" azufre orgánico). También puede hacerse dicha limpieza durante la combustión utilizando, por ejemplo, lechos fluidizados o combustores avanzados, ó después de la combustión con scrubbers, separadores, etc., reduciendo casi en forma total las emisiones e incrementando, en la mayoría de los casos, la eficiencia de las plantas.

Sobre este tema de la eficiencia, es importante tener en cuenta que las primeras plantas productoras de energía con base en el carbón

que sirvieron para sustentar el inicio de la era industrial apenas si aprovechaban un 5% de la energía del combustible con que eran alimentadas. La tecnología más avanzada que hoy existe en el mercado se desarrolló en los años cincuenta y sesenta con eficiencias cercanas al 35%, habiendo crecido las calderas respectivas de 50 kilovatios a 1.200 megavatios durante este mismo período. Las nuevas plantas que actualmente se están construyendo con la tecnología del carbón limpio tienen eficiencias del orden del 40% al 45% con posibilidades de incrementarse en el futuro si, por ejemplo, utilizan "ciclos combinados" o sistemas de "conversión" a líquido ó a gas del carbón utilizado por ellas, debiéndose anotar que los costos de inversión por unidad (por ejemplo, por KW instalado) son muy similares a los de aquellas que hoy se encuentran disponibles en el mercado.

Con estas tecnologías y con el sólo aumento de la eficiencia, se ha logrado reducir el consumo de combustible de 0,5 kg de carbón por KWh generado a 0,32 kg, con un ahorro del 35% en el combustible reduciendo, obviamente, la contaminación ambiental y las necesidades de agua de enfriamiento. Así, la tendencia en el mundo actual es hacia un uso mucho más eficiente y limpio del carbón y esto, sin duda, es bueno para el mundo entero y, por supuesto, para Colombia.

La Ley del Aire Limpio de 1970 ha tenido varias enmiendas a través del tiempo, la última de las cuales se efectuó el pasado 15 de noviembre de 1990. En ella se ordenó una reducción de las emisiones de SO<sub>2</sub> a partir del año 2000, en 10 millones de toneladas anuales, tomando como base los niveles reportados en 1980. Después de esa fecha el límite de emisiones de SO<sub>2</sub> no podrá sobrepasar los 8,9

millones de toneladas por año. Hoy, por ejemplo, cuesta en los Estados Unidos unos US\$300 por kilovatio instalar un sistema de control de emisiones para poder cumplir con las normas ambientales vigentes para la lluvia ácida.

Del mismo modo, los países miembros de la Comunidad Europea deben cumplir con la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión aprobada en 1988, además de tener que satisfacer cualquier otra limitación que llegue a establecer cada país en forma individual como ocurre, por ejemplo, en Suecia en donde las nuevas centrales no pueden exceder 50 gramos de emisiones de NO<sub>x</sub> por gigajulio de entrada de energía.

En cuanto al efecto invernadero que últimamente ha tomado mucha fuerza frente a la opinión pública como un gran movimiento mundial, este movimiento tuvo su inicio a partir de la fecha en que un grupo de activistas encabezados por el Profesor Singer de la Universidad de Virginia obtuvo de las Naciones Unidas el apoyo para que un primer grupo de trabajo que se denominó el Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) hiciera un estudio sobre el tema. El IPCC, al concluir su labor, produjo un Resumen Ejecutivo de lo que ellos denominaron el *Avalúo Científico del Cambio Climático*, el cual fue entregado a las Naciones Unidas en el verano de 1990 y en el cual el IPCC:

#### ASEGURA:

1. Que hay un efecto invernadero natural presente en la atmósfera, sin el cual la tierra sería inhabitable porque las temperaturas serían demasiado bajas.

*En cuanto a la  
combustión del carbón se  
ha dedicado mucha  
investigación al uso  
limpio de este combustible  
y continúan realizándose  
grandes esfuerzos en este  
mismo sentido*

2. Que las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CFCs y N<sub>2</sub>O derivadas de la actividad humana producen un calentamiento adicional del planeta como un todo.

#### CONSIDERA COMO CASI PROBADO:

1. Que algunos gases afectan las condiciones climáticas más que otros, y que el CO<sub>2</sub> es el responsable de por lo menos el 50% del aumento del efecto invernadero.
2. Que es necesario limitar las emisiones de estos gases para, por lo menos, mantener sus concentraciones en los niveles actuales.
3. En cuanto al CH<sub>4</sub>, consideran que se requiere reducirlo en un 15% a 20%, y que los CFCs deberían ser eliminados por su altísima tasa de crecimiento y su enorme efecto nocivo.

#### Con base en ello, ANTICIPA:

1. Que la temperatura media del planeta aumentará 0,3°C por década si no se adoptan medidas para controlar la emisión de estos gases, y que como consecuencia de esta predicción los océanos subirán su nivel en aproximadamente 6 centímetros por década.

- 
2. Que los continentes experimentarán mayores aumentos en las temperaturas que los océanos.

A partir de estas conclusiones y predicciones generales del IPCC fue creciendo el pánico del CO<sub>2</sub>, como una especie de "bola de nieve", pese a la inclusión en dicho informe de un llamado a la cautela acerca de los resultados de las investigaciones científicas. No obstante, la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC), por ejemplo, tomó estas conclusiones y predicciones como base científica para su documento titulado "La Energía en Europa", el cual, en julio de 1991, sirvió para proponer la aplicación de un oneroso impuesto al CO<sub>2</sub>. En caso de haber sido aprobado, este impuesto hubiera significado un incremento en el precio del carbón de US\$18 por tonelada en 1993 y de US\$60 por tonelada en el año 2000.

Afortunadamente, en la reunión de Río esta propuesta de la Comunidad Europea no hizo tránsito, hasta tal punto que el Comisionado para el Ambiente de este organismo, Ripa Di Meana, declinó asistir a la Cumbre de la Tierra que él denominó, por esa época, el "cocktail party de Río".

Digo afortunadamente, porque no está plenamente comprobado que lo que afirma el IPCC sea totalmente cierto científicamente. Más aún, muchas voces en contra de estas tesis han surgido dentro de la comunidad científica conocedora del tema que, además, apoya la tesis del desarrollo sostenible o sustentable, por medio del cual se trata de elevar la calidad de vida de las presentes generaciones sin amenazar el bienestar de las venideras.

En efecto, un poco antes de la Cumbre de Río, 46 expertos internacionales (incluyendo 27 ganadores del Premio Nobel) pidieron a los líderes mundiales que "tuvieran cuidado en fijar estos objetivos ambientales y en tomar decisiones

que estén soportadas por argumentos pseudocientíficos o por datos falsos o no relevantes". Tal vez por ello el señor Di Meana canceló su viaje a Río.

Ahora, como simple habitante de este planeta, yo me pregunto a veces sobre este tema, que por supuesto no domino. Me interrogo a mí mismo sobre, por ejemplo, ¿cómo es posible que el común de la gente acepte que resulta factible admitir la teoría de que la temperatura de la tierra aumentó 1°C en 50 años ó más cuando diariamente las temperaturas fluctúan, a veces, 10°C ó más? ¿Acaso no nos enseñaron en la escuela que el CO<sub>2</sub> existe en nuestra atmósfera desde que se creó el planeta y no existía vida en él y que, además, el CO<sub>2</sub> es un estimulante del crecimiento de las plantas y, por tanto, podría contribuir a combatir el hambre existente en este mundo?

Más aún, de inmediato, si uno ha leído sobre este tema, le vienen a la mente preguntas tales como ¿cuáles fueron las razones para que el Dr. Sherwood Idso del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos afirmara que "si se dobla el contenido de CO<sub>2</sub> en la atmósfera se producirá un tremendo reverdecimiento del planeta"? ¿Cuáles fueron las razones para que una investigación de enero de 1992 realizada por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) mostrara que "la capa de ozono tiende a enfriarse en vez de calentarse"? ¿Y que el Director de Ciencias Atmosféricas del National Environment Research Council (NERC), Dr. Tony Cox, dijera al conocer estas investigaciones que "esta nueva evidencia hace que este tema sea considerado como mucho más complejo de lo que pensábamos" e hiciera un llamado de cautela acerca de los resultados de estas investigaciones

del cambio climático?

¿Cuál fue, además, la razón para que el Director Ejecutivo del famoso Instituto George C. Marshall, Jeffrey Salmon, dijera recientemente sobre este tema que "el problema del efecto invernadero no era un problema porque en 1980 los expertos habían afirmado que con el calentamiento del planeta se podrían derretir los casquitos polares y aumentar el nivel del océano en 25 pies (763 centímetros), mientras que en 1989 esta predicción se redujo únicamente a un pie (30,5 centímetros) y ahora resulta que para el año 2.030 el nivel de los océanos probablemente bajará!"?

Todo esto para mí es un claro mensaje de que hay que tener mucho cuidado con estos anuncios apocalípticos porque, además, no es difícil encontrar argumentos convincentes que refuten algunas de las afirmaciones de todos estos "expertos" sobre lo que podría llegar a suceder en el futuro.

Veamos, a continuación, algunos de estos argumentos que se me han ocurrido últimamente para rebatir algunas de las tesis que diariamente aparecen publicadas por los medios de comunicación:

- Cuando se reportan calentamientos locales, una explicación para ello podría ser que estas mediciones generalmente son realizadas por institutos localizados en grandes ciudades donde la población crece y, por tanto, allí hay un calentamiento natural que trae como consecuencia temperaturas más altas.
- Si la quema de combustibles fósiles causa un calentamiento de la Tierra, ¿por qué la temperatura del planeta era más alta antes de la Revolución Industrial?
- Sobre el cáncer de la piel que se produciría por una disminución del espesor de la capa de ozono por efecto del CO<sub>2</sub>, hecho que

- permitiría el libre paso de rayos ultravioletas que causarían esta enfermedad, es bueno anotar que la más alta radiación ultravioleta del planeta ocurre en el Ecuador (5.000% más alta que en los polos) zona en donde, precisamente, el cáncer de la piel es una enfermedad relativamente rara.
- En cuanto a la "desertificación", yo me pregunto ¿por qué, hace 2.000 años, cuando la temperatura de la Tierra era mucho más alta, los desiertos del Norte de África eran el granero del Imperio Romano? Si el clima es más cálido habrá, por supuesto, más evaporación y, por lo tanto, más nubes y lluvias que mejorarán la vegetación. A propósito, 17 científicos alemanes que dirigen institutos de investigación bajo la dirección del Dr. Burkhard Frenzel de la Academia de Ciencias de Mainz afirman que si la temperatura de la Tierra aumentara 3°C, los desiertos se convertirían en tierras fértils.
  - Supongamos, por ahora, que la temperatura de la tierra va a aumentar. ¿No será que con ello nos ahorraremos mucha más energía que con cualquier otro programa de conservación energética?

Terminemos todo esto con una última reflexión para concluir con este tema. ¿Cómo podrán los países en desarrollo tratar de mejorar sus condiciones de vida sin el uso creciente de recursos fósiles, sin que aumenten las emisiones del CO<sub>2</sub>?

Supongamos, por ejemplo, que se pudiera llegar a un acuerdo que permitiera reemplazar los actuales consumos de recursos fósiles por otra fuente energética y que el mundo tratara de dejar de depender de estos recursos que hoy cubren el 90% de las necesidades de energía de la humanidad, o que sólo pensáramos en tratar de reemplazar el uso del carbón como productor de electricidad.

El Rocky Mountain Institute estima que sólo para reemplazar las plantas térmicas a base de carbón en el mundo, se requiere construir una planta nuclear de 1 gigavatio (un millón de kilovatios) cada 2,5 días hasta el año 2025. De este tamaño sería el problema a resolver.

Adicionalmente, si es que existe un problema, resulta igualmente importante saber si su tamaño va a seguir creciendo. La Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (ECE) dijo en marzo del presente año en Ginebra que el consumo de carbón (sin incluir lignitos) pasará de 3,5 mil millones de toneladas en 1990 a 4,3 mil millones en el año 2010. Eso significa que el carbón continuará desempeñando un papel muy importante como fuente de energía para las economías del mundo, razón de más para que se busque la manera de tener un uso controlado y eficiente de éste y de los demás recursos fósiles que utiliza la humanidad en su diario vivir.

Sin embargo, yo soy optimista acerca de que nada malo va a suceder porque los avances

tecnológicos van a permitir quemar más limpiamente el carbón. Además, estoy firmemente convencido de que su gasificación y licuefacción pronto se extenderán por todo el planeta. De igual manera, espero que pronto va a estar disponible para sus habitantes la gasificación in situ de muchos carbonos, lo cual hará que tengamos una energía mucho más limpia incrementando, de paso, las reservas recuperables del energético más abundante, seguro y barato con que hoy cuenta la humanidad: su carbón.

Cuando alguien dice que el carbón contamina, no se debe olvidar que todos los acueductos del mundo lo utilizan como filtro y desodorante del agua requerida para consumo humano y que, por tanto, como mineral en bruto es inerte y no causa ningún daño a las personas, a las plantas o a los animales, a pesar de ser negro; que, cuando este mineral se le explota queda "un hueco" que debemos y podemos manejar; que cuando se transporta, al igual que cualquier otro producto, se requiere hacerlo tomando aquellas medidas que recomiendan los técnicos; y que, cuando se lo consume, hay que tener en cuenta los reglamentos existentes en cada Estado o país.

Por último, cuando se mencione el tema del calentamiento de la Tierra, hay que salir y simplemente disfrutarlo como lo hicieron los asistentes a la Conferencia de Río y lo hace casi todo el mundo cuando llega el verano. ☀

# Coal and the Environment: The International and Latin American Outlook

Jairo Londoño-Arango

**C**oal is far from being a newcomer on the world's energy scene: since the days of the Roman Empire, coal has been marketed on a worldwide scale. This fuel was the driving force behind the Industrial Revolution of the nineteenth century, and at present it is the main support for the planet's generation of electric power.

In today's world, many people still have not seen and do not know how coal is produced and used. Because of this, the general perception of this resource is sometimes linked to images of the past, without considering that the clean and efficient use of coal is now possible.

Coal was the world's most important source of primary energy before the sixties. At this time, this position was assumed by petroleum, although it is expected that by the year 2010 coal will once again regain its leading role.

Sixty percent of the coal consumed by mankind is used for generating electricity, 25% is aimed at iron and steel making processes, and 15% is consumed by industry or households.

Because the population continues to grow and standards of living continue to rise, the international demand for energy will also continue to increase at rates that might fluctuate between 2% and

6.6% per year. The only source of abundant, safe, and economical fuel to meet growing demands is coal.

Indeed, more than two thirds of the planet's fossil resources are coal. This resource, according to the current production rate, will last for 230 years, whereas petroleum and natural gas will hardly last for more than 50 years at current consumption rates.

The world's coal reserves for 1991 have been estimated at 1.083 trillion metric tons distributed throughout the planet in about 60 countries. About 25.6% of these reserves are located in 38 of the 50 states of the United States, about



Coal mine of El Cerrejón in Colombia

\* Executive Chairman, National Federation of Coal Producers, Colombia.

23.8% are owned by the former Soviet Union and 11.4% by China, 7.3% are held by Australia, 5.7% are located in Germany and South Africa, 4.1% in Poland, and a small 2.1% belongs to Latin America, where Colombia holds first place in terms of quantity and quality of existing coal.

The fact that coal is more equitably distributed on the planet's various continents than petroleum and gas will help to ensure that future supplies of fossil fuels will be based on this energy source. Obviously, coal production and transport are less vulnerable than those of hydrocarbons, between 65% and 70% of whose reserves are located in the Middle East. We have already seen how a mere 5% reduction in oil supplies disrupted the economy of the entire planet. A simple accident suddenly obstructing the exit of the Persian Gulf could well lead to severe traumas for the world economy. This, however, could never occur in the case of coal, because its international transport depends on a wide number of extremely safe and reliable sea routes. It should also be borne in mind that the above-mentioned trade accounts for only about 11% of total production, in contrast to oil production, half of which is traded internationally.

All of this converts coal in a energy source that is much safer and more reliable for mankind than any other fossil fuel on the planet.

Moreover, coal is a cheap source of energy, as demonstrated by the fact that, even with the steep fall of oil and gas prices in the mid-eighties, coal remained the least expensive fossil fuel for the world economy. In addition, it is expected that, by the year 2010, prices of hydrocarbons will grow between six and eight times more than those of coal, using the same thermal measurement units.

In Colombia, the economic cost of coal is 4.92 times less than the cost of natural gas, 7.48 times less than kerosene, 8.52 less than gasoline, 9.28 less than propane, and 30 times less than electricity, even taking into account that it is the only energy resource that does not rely on any government subsidy.

These plain truths have enabled coal to supply at present more than one fourth of mankind's energy needs. For example, one quarter of primary energy consumed by the United States comes from coal, 57% of electricity used by American consumers is produced by this energy resource, and today each American consumes 19 pounds of coal per day in the form of electricity, which amounts to savings of 3.2 million barrels per day of imported oil.

In addition, it is estimated that about 47% of the electricity consumed today by the planet is generated using coal. The World Bank asserts that energy demand growth in developing countries will amount to about 6.6% per year during the present decade and that 48.8% of the increase in electric power generation in these countries during the past decade was based on coal, whereas 29.4% was based on hydropower, 11.7% on gas, and 7.3% on nuclear energy. It seems that this trend will persist for at least until the year 2000.

Exceptional cases such as Indonesia, which will increase its coal-fired electric power generation capacity from 1.3 gigawatts in 1990 to 10 gigawatts in the year 2000, or Mexico, which will be installing close to 7,000 MW of coal-fired capacity during the present decade, or the Pacific Rim Asian countries, which will have to install 110,000 MW of coal-fired capacity by the year 2000 by commissioning 152 new plants that have been already designed or are under construction (in Asia, without including Japan, this would entail a jump from 42,352

MW to 92,381 MW during the present decade), provide coal with clear prospects for at least the next two decades.

In order to meet the demand for coal in the United States, 115,141 coalmen worked in 3,273 mines that produced 1.018 billion short tons in 1990 and generated more than US\$20 billion per year in sales and US\$4 billion in foreign currency. In Colombia, these figures are 22,000 coalworkers in 1,290 mines, about US\$800 million in sales, and US\$570 million in foreign exchange.

In 1991, world coal consumption (without including lignites) was estimated at 3.636 billion metric tons, of which only 440 million were traded internationally. The main producers were China accounting for 27% of total, the United States for 24%, South Africa for 20%, the former Soviet Union for 16%, and Australia for 5%.

It is estimated that the international coal market will continue to expand until it reaches 565 million tons per year in the year 2000 and 661 million tons in the year 2010. According to this outlook, Colombia would occupy the eighth place in this large market.

In 1990, Australia exported 117.3 million tons of coal; the United States, 105.5 million tons; South Africa, 54.4 million tons; the former Soviet Union, 41.9 million tons; Canada, 33.8 million tons; Poland, 30.9 million tons; China, 19.5 million tons; and Colombia, 15.3 million tons.

An industry of this magnitude cannot help affecting the environment. Because of this, for the last two decades, as with other fossil fuels, positive developments have taken place to minimize the industry's impact. It should be noted that, for the coal sector, it is imperative to ensure that this energy product is produced, transported, and used in the cleanest and most efficient way possible.

Environmental demands can be and are being met. Nowadays, mining companies are generally very responsible. Coal exploitations no longer have to be offensive. Modern rehabilitation techniques frequently leave the mining site in even better conditions than before the mining began. By contrast to other fossil fuels, the risks inherent to sea and land transport of coal are minimal as coal is not dangerous in terms of either transport or storage. This contrasts sharply with the hydrocarbons experience, which has been catastrophic. Suffice it to mention the recent cases of the Exxon Valdez, the oil wells of Kuwait, the mass pollution of the Gulf of Genoa, the ecological disasters of Western Australia and the Shetland Islands, the gas pipeline explosions in Mexico City, and the daily dynamiting of Colombian oil and gas pipelines.

As for coal combustion, a great deal of research has been focused on the clean use of this fuel, and many efforts continue to be made in this same direction. On the basis of what has already been achieved, it is expected that coal will be able to contribute in the future to our country's, as well as our trading partners', growth without jeopardizing the Earth's ecology, by applying a series of advanced and very low-cost technologies known as clean coal technologies, which enable coal to be burned with a highly significant reduction of emissions.

Indeed, there are technologies operating today that eliminate between 90% and 99% of the SO<sub>2</sub> and between 80% and 90% of the NO<sub>x</sub> stemming from coal combustion processes.

This entire process began in the United States in 1970 when the Clean Air Act was ratified. It provided for the 25% reduction of SO<sub>2</sub> emissions (from 1970 levels) and for maintain-

---

***Coal was the world's most important source of primary energy before the sixties. At this time, this position was assumed by petroleum, although it is expected that by the year 2010 coal will once again regain its leading role***

---

ing NO<sub>x</sub> levels constant. These stringent regulations did not deter coal consumption from increasing by 80% in the United States between 1970 and 1990.

This technological effort has entailed expenditures of about US\$100 billion, solely for the capture of SO<sub>2</sub>, whose emissions in 1973 amounted to 30 million tons per year and today amount to only about 20 million, a figure that coincidentally turns out to be equal to that for NO<sub>x</sub>, whose emissions have remained constant in the United States during the last 20 years as a result of the regulations laid down in 1970.

In December 1985, the U.S. Congress issued Law No. 99-190 which entrusted the Department of Energy with implementing a program with the private sector aimed at finding new processes that would enable a cleaner use of coal. For this purpose, the U.S. Government allocated a budget in the amount of US\$2,747,600,000.

It was thus possible to develop new technologies that would permit the substantial reduction of

emissions linked to acid rain and that could be installed in any of the three stages of the coal-use chain, from the mine to the consumption plant.

Today, there are, for example, technologies that permit the removal of sulfur and other impurities before combustion by physical means (using scrubbing plants), chemical means (adding sodium or potassium in mixing beds), or biological means (through microorganisms that "eat up" organic sulfur). This cleaning can also be carried out during combustion, for example using fluidized beds or advanced combustors or after combustion with scrubbers, separators, etc., by reducing almost all the emissions and increasing, in most cases, plant efficiency.

Regarding efficiency, it is important to bear in mind that the first coal-fired energy-producing plants that sustained the beginnings of the industrial era were able to utilize scarcely 5% of the fuel's available energy, whereas today's most advanced technology on the market was developed in the fifties and sixties with efficiencies of close to 35%. Over this same period, the capacity of these respective furnaces grew from 50 kilowatts to 1,200 megawatts. The new plants that are currently being built with clean coal technologies have efficiencies on the order of 40% to 45% with possibilities for future enhancements if, for example, they use combined cycles or systems for converting coal into liquids and gas (coal gasification and liquefaction). In addition, it should be noted that investment costs per unit (for example, per installed kilowatt) are very similar to the ones for those technologies that are already available on the market.

By means of these technologies and with a simple increase in

efficiency, a fuel consumption reduction from 0.5 kilos of coal per KWh generated to 0.32 kilos was achieved, with a 35% savings in fuel, obviously reducing environmental pollution and the need for cooling water. Thus, current world trends are toward a much more efficient and cleaner use of coal. This is undoubtedly good news for the whole world and, of course, for Colombia.

Over time, the Clean Air Act of 1970 has been subject to various amendments, the last of which took place on November 15, 1990. This amendment provided for a reduction of SO<sub>2</sub> emissions beginning in the year 2000, by 10 million tons per year, using the levels reported in 1980 as a reference. After the year 2000, the ceiling on SO<sub>2</sub> emissions cannot exceed 8.9 million tons per year. Today, for example, it costs the United States about US\$300 per kilowatt to install an emissions control system in order to comply with the environmental standards that are in force for mitigating acid rain.

Likewise, the member countries of the European Community have to comply with the Large Combustion Plants Directive (LCPD) approved in 1988. In addition, they have to respond to any other constraint that each individual country might eventually impose. For example, in Sweden power stations cannot exceed 50 grams of NO<sub>x</sub> emissions per gigajoule of energy input.

As for the concern over the greenhouse effect, which lately has gathered a great deal of momentum in terms of public opinion and as a world movement, it should be indicated that this movement was launched when a group of activists led by Professor Singer of the University of Virginia obtained support from the United Nations for setting up a first working group called the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) aimed at conducting a study on this issue.

Upon concluding its task, this panel issued an executive summary of what was entitled "Climate Change: The IPCC Scientific Assessment", which was submitted to the United Nations in the summer of 1990. In this document, the IPCC:

#### ASSURES:

1. That there is a natural greenhouse effect in the atmosphere, without which the earth would be inhabitable because temperatures would be too low.
2. That CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CFCs, and N<sub>2</sub>O stemming from human activities produce an additional warming of the planet as a whole.

#### CONSIDERS AS ALMOST PROVEN:

1. That some gases affect climate conditions more than others and that CO<sub>2</sub> is responsible for at least 50% of the increase in the greenhouse effect.
2. That it is necessary to limit the emissions of these gases in order to at least maintain their concentrations at current levels.
3. As for CH<sub>4</sub>, it is considered that they have to be reduced by 15% to 20% and that CFCs should be eliminated because of their extremely high growth rate and their huge adverse effects.

#### On the basis of the above, EXPECTS

1. That global mean temperature will rise by about 0.3° C per decade if measures are not adopted to control the emission of these gases and that, as a result, it is predicted oceans will rise by about 6 centimeters per decade.

*As for coal combustion, a great deal of research has been focused on the clean use of this fuel, and many efforts continue to be made in this same direction*

Despite the report's call for caution over the outcome of the scientific research, the general conclusions and predictions of the IPCC triggered a concern for CO<sub>2</sub> emissions that snowballed into panic. As it turned out, the Commission of the European Communities (CEC) used these conclusions and predictions to scientifically substantiate the findings of their document entitled "Energy in Europe", which in July 1991 served as the basis for proposing a punitive carbon tax, which if it had been ratified would have meant a increase in the price of coal from US\$18 per ton in 1993 to US\$60 per ton in the year 2000.

Fortunately, at the United Nations Conference on Environment and Development (UNCED) in Rio de Janeiro, this European Community proposal attracted little attention, to such an extent that even the Commissioner for the Environment of the CEC, Ripa Di Meana, refused to attend the Earth Summit, which at that time he referred to as the "Rio cocktail party."

I say fortunately, because it has yet to be fully proven that what

the IPCC is asserting is totally scientifically true. What is more, many protests have been voiced against this thesis within the scientific community involved in this issue, including advocates of the sustainable development approach, which attempts to enhance the quality of living of present generations without jeopardizing the well-being of coming generations.

Indeed, just before the Rio Earth Summit, 46 international experts (including 27 Nobel Prize winners) requested world leaders to "exert caution when establishing these environmental objectives and making decisions backed by pseudo-scientific arguments or incorrect or irrelevant data." Probably because of this, Mr. Di Meana cancelled his trip to Rio.

Now, as a mere inhabitant of this planet, I sometimes wonder about this issue, the intricacies of which I have, of course, not mastered. I ask myself, for example, how is it possible for ordinary people to accept as plausible the theory that the earth's temperature has increased by 1° C over 50 years or more when temperatures fluctuate daily, sometimes by 10° C or more? Did they not teach us in school that CO<sub>2</sub> has been in the atmosphere since our planet's creation even before life existed, that it is a stimulant for plant growth and, therefore, could contribute to coping with worldwide starvation?

Reading on the subject, questions come to mind. For example, why did Dr. Sherwood Idso of the U.S. Department of Agriculture assert that "if the CO<sub>2</sub> content of the atmosphere duplicates, the planet will experience a tremendous regreening"? Why did the research conducted in January 1992 by the United Nations Environment Programme (UNEP) and the World Meteorological Organization (WMO) indicate that the "ozone layer tends to cool

rather than warm"? Why did the Atmospheric Sciences Director of the National Environment Research Council (NERC), Dr. Tony Cox, state, when he learned about these investigations, that "this new evidence makes this issue much more complex than what we had at first thought" and called for caution when dealing with the results on climate change research?

In addition, why did the Executive Director of the famous George C. Marshall Institute, Jeffrey Salmon, recently say, concerning this topic, that "the greenhouse effect problem is not a problem because, in 1980, the experts asserted that with global warming the polar caps could melt and increase the sea level by 25 feet (763 centimeters), whereas in 1989 this prediction declined to a mere foot (30.5 centimeters), and now it turns out that by the year 2030 the sea level will problem sink!"?

For me, all of this clearly indicates that one has to be very careful with these apocalyptic pronouncements because there is no lack of convincing arguments that refute several of the assertions of all these experts on what could occur in the future.

Let us look at some of these arguments that I have recently come up with in order to rebuff the theories that are published daily by the media:

- When local warming is reported, one explanation could be that these measurements are generally conducted by local institutions in large cities where the population is increasing and therefore there is a natural warming that produces higher temperatures.
- If the combustion of fossil fuels produces global warming, why was the planet's temperature higher before the Industrial Revolution?
- Regarding the increased incidence of skin cancer due to

depletion of the ozone layer because of CO<sub>2</sub> emissions, which would enable ultraviolet rays to penetrate the atmosphere unobstructed and produce this disease, it should be noted that the highest level of ultraviolet radiation on the planet occurs in Ecuador (5,000% higher than at the poles), where skin cancer is a relatively rare disease.

- As for desertification, I ask myself why, 2,000 years ago, when the earth's temperature was much higher, the deserts of North Africa were the breadbaskets of the Roman Empire? If the climate is warmer, there will of course be more evaporation and therefore more clouds and rainfall, which will improve vegetation. Regarding this, 17 German scientists who are the directors of research institutes under Dr. Burkhard Frenzel of the Science Academy of Mainz, stated that if the Earth's temperature increased by 3° C, the deserts would blossom.
- Let us assume now that the Earth's temperature will rise. Will this not save us even more energy than any other energy conservation program?

Let us conclude with a last reflection on this issue. How will developing countries improve their living conditions without the growing use of fossil resources, without increasing their CO<sub>2</sub> emissions?

Let us assume, for example, that an agreement could be reached that would enable the substitution of current consumption of fossil fuels for another energy source and that the world attempts to stop depending on these resources that today are meeting 90% of mankind's energy needs or that we try to replace the coal used to generate electric power.

The Rocky Mountain Institute estimates that, just to replace the

---

world's coal-fired thermoelectric plants, a nuclear plant with a capacity of 1 gigawatt (one million kilowatts) would have to be built every 2.5 days until the year 2025. That is enough to give an idea of the scope of the problem to be resolved.

Moreover, if a problem does exist, it is equally important to know if its magnitude will continue to grow. The United Nations Economic Commission for Europe (ECE) stated in March 1993 in Geneva that coal consumption (without including lignites) would grow from 3.5 billion tons in 1990 to 4.3 billion tons in the year 2010, which means that coal will continue to perform a very important role as a source of energy for the world's economies. This provides even more reasons for finding means to efficiently use and control both coal and other fossil

fuels consumed by mankind in its daily activities.

Nevertheless, I am optimistic. I do not believe that any misfortune will befall us, because technological breakthroughs will enable us to burn coal even more cleanly. Moreover, I am firmly convinced that coal gasification and liquefaction will be extended throughout the planet. Likewise, I expect that on-site gasification of many types of coal will be available for the world's inhabitants. This will allow us to have a much cleaner energy, thus increasing at the same time the recoverable reserves of the most abundant, safest, and cheapest energy resources that mankind currently has available: its coal.

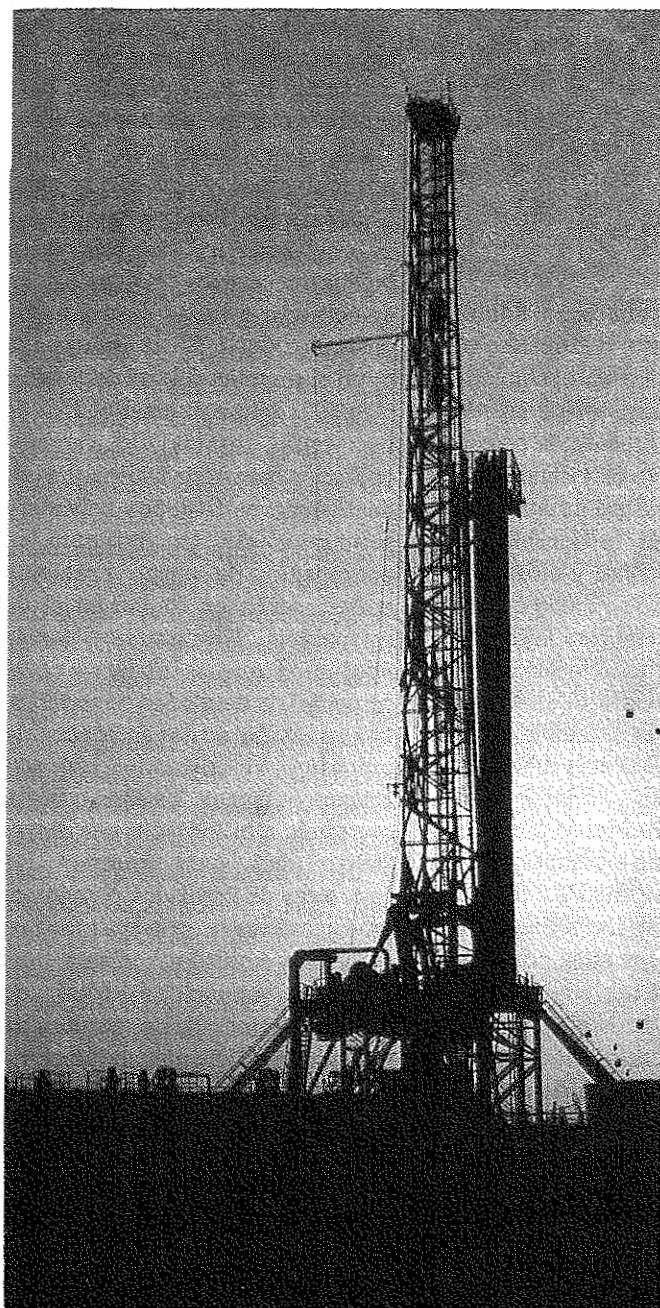
If someone says that coal pollutes, remind him that all the world's aqueducts use it as a filter

and deodorant for water aimed at human consumption. Therefore, as an unmined mineral ore, it is inert and does not cause any damage to persons, plants, or animals, in spite of being black. When this mineral is exploited, a pit is left over that should and can be adequately managed. When it is transported, just as any other good, it needs to be done by implementing the measures that the technical experts have recommended. When it is consumed, the regulations that are currently in force in each State or country should be complied with.

Finally, when the issue of global warming is mentioned, just step outside and enjoy it, as the participants at the Rio Conference did and as almost everyone does when summer comes. ☺

# Mercados, Refinación y Comercialización Globales de Petróleo en los Años Noventa

*N. Foster Mellen\**



## 1. INTRODUCCION

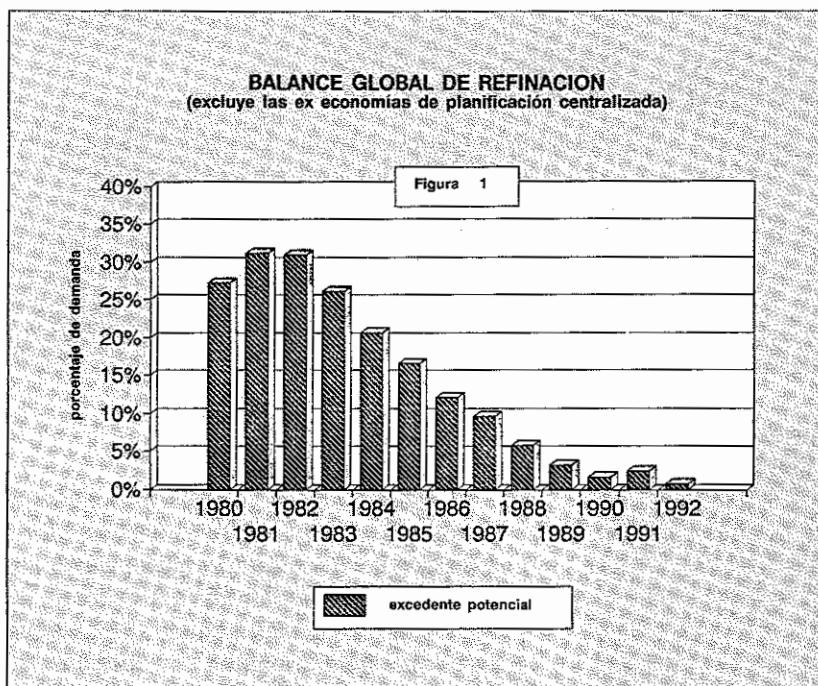
Más allá de la evolución geopolítica del petróleo y los aspectos relacionados con la formación de los precios del crudo, uno de los enfoques fundamentales del trabajo de Petroleum Economics Limited (PEL) es un área que denominamos "problemas de equipamiento". Más específicamente, en su amplio enfoque para el análisis del mercado de petróleo, el PEL examina muy cuidadosamente a la capacidad del sistema global de refinación para satisfacer la demanda de derivados. Las características claves de este diagnóstico son la construcción o el desarrollo de "balances conceptuales" o, más precisamente, potenciales de destilación de crudo y de derivados. Mediante tales balances, podemos decir algo sobre:

- las presiones sobre el sistema de refinación en su conjunto, que generalmente se manifiestan en los márgenes de refinación, así como sobre los precios relativos de las fracciones individuales de los derivados;
- el comercio interregional; y
- las ventajas comparativas interregionales.

## 2. EL BALANCE DE REFINACION: LA PERSPECTIVA HISTORICA

A fines de los años setenta y a principios de los ochenta, con la llamada segunda crisis petrolera, los precios se duplicaron y en algunos casos se triplicaron. Estos choques de precios a su vez provocaron considerables reducciones en la demanda de petróleo, especialmente en los países

\* Petroleum Economics Limited North America, Houston, Texas, EE.UU.



industrializados, a medida que se ejecutaron programas y políticas de sustitución y conservación. Desde su máximo en 1979 de alrededor de 52 millones de barriles por día, el consumo en las economías de mercado<sup>1</sup> declinaron en más de 6 millones de barriles por día durante los siguientes cuatro años.

Esta declinación en la demanda, especialmente para los combustibles más pesados, hizo que una gran parte de la capacidad de refinación global se volviera redundante y anti-económica y, a su vez, provocó una racionalización masiva de la capacidad. Durante el quinquenio 1980-1985, casi 10 millones de barriles por día de capacidad de destilación de crudo se suspendieron definitivamente. Sin embargo, a medida que se estabilizó la demanda y que se reactivó a mediados de los años ochenta, también se moderó este proceso de racionalización y la capacidad global de destilación mostró aumentos continuos a fines de los ochenta y en los noventa.

Al preparar el balance de destilación de PEL, se estima el potencial de refinación mediante el

ajuste de la capacidad nominal promedio del año, utilizándose para el efecto una tasa de operación de 85% (máximo histórico de largo plazo). A esa producción potencial se agrega el rubro otro suministro (es decir, líquidos de gas natural—LGN, ganancias del procesamiento, oxigenados, alcohol y otros hidrocarburos, y petróleo crudo quemado como combustible) para llegar a una medida del suministro potencial total. Luego se compara el suministro potencial con la demanda, permitiendo desarrollar una medida del excedente o déficit potencial. Cuando se expresa este excedente/ déficit potencial como porcentaje de la demanda, la magnitud del problema que enfrentaban los refinadores a principios de los años ochenta es inmediatamente aparente. (Véase la Figura 1. Los datos históricos para los balances de destilación se presentan en el Cuadro A al final del artículo.)

La consecuencia más directa del excedente a inicios y mediados de los años ochenta fue los márgenes generalmente reducidos de la refinación. Pero, a medida que se

erosionó el excedente debido a la racionalización, los márgenes mejoraron considerablemente. Los excedentes potenciales relativamente pequeños, tales como aquellos observados en los últimos años, significan que las presiones de demanda estacional o pérdidas transitorias de la capacidad de refinación pueden producir márgenes espectaculares a corto plazo. Por ejemplo, en el primer trimestre de 1991, las presiones de demanda (tanto reales como proyectadas) se asociaron con la pérdida de las refinerías de Kuwait e Iraq para producir márgenes tan altos como US\$8 por barril en Europa noroccidental y tan altos como US\$13 por barril en Singapur.

Durante los años ochenta, se produjeron cambios considerables en la estructura de la demanda de derivados (en 1980 se redujo a la mitad el consumo del fuel oil residual y en 1991 sólo representó el 15% de las ventas totales). La racionalización masiva de la capacidad de destilación en los años ochenta y principios de los noventa se acompañó de una creciente sofisticación en la industria de refinación. En contraste con la evolución que se observa en la capacidad de destilación atmosférica, la expansión de las unidades de cracking se difundió consistentemente durante los años ochenta, otorgando a la industria una mayor flexibilidad para romper las fracciones de destilados pesados en productos livianos, principalmente en gasolinas y destilados medianos.

La capacidad total de cracking, expresada en términos de unidades equivalentes de cracking catalítico,<sup>2</sup> aumentó en casi 50% durante el período 1980-1992, mientras que la capacidad de cracking en relación con la capacidad de destilación atmosférica subió de aproximadamente 20% en 1980 a casi 35% en 1992. Como se podía

prever, las considerables inversiones en la capacidad de cracking a principios de los años ochenta erosionó algunos de los beneficios imprevistos del cracking. El aspecto económico del cracking mejoró dramáticamente a fines de los años ochenta a medida que aumentos en la capacidad desaceleraron y la demanda de productos livianos aceleró, principalmente estimulada por el crecimiento en la región Asia-Pacífico.

### 3. EL MERCADO DE PETROLEO EN LOS AÑOS NOVENTA: LA SITUACION

Con la perspectiva de aumentos sostenidos en la demanda de petróleo en el futuro, ¿los cambios en los aspectos económicos de refinación en los recientes años han desatado una nueva ola de planes de expansión de capacidad? ¿Cómo esos cambios en la capacidad afectarán el balance de refinación? ¿Las expansiones son suficientes para mantener el mismo ritmo que la demanda o puede ser que la tendencia de la industria a sobrereaccionar empuje otra vez el balance decididamente hacia un excedente? Aún más importante, ¿ha habido un giro en el cómo y/o cuándo los refinadores harán sus inversiones bajo una óptica que tome en cuenta los aspectos económicos involucrados? Antes de abordar esos temas, deberíamos primero discutir brevemente los supuestos subyacentes para, o si prefiere, el contexto de, las perspectivas a mediano y largo plazo para los mercados de petróleo en términos de crecimiento económico, demanda de petróleo y formación de los precios de crudo.

El supuesto económico subyacente de PEL es que la actividad económica mundial se recuperará de sus recientes tasas bastante bajas y alcanzará un promedio cercano al 3% en los años noventa. Se especifican esos supuestos de crecimiento del PIB en el Cuadro 1.

**Cuadro 1**  
Actividad Económica Mundial  
Crecimiento Promedio del PIB por Año

|                         | 1992-1995 | 1995-2000 |
|-------------------------|-----------|-----------|
| Países OCDE             | +2,7%     | +2,9%     |
| Ex EPCs                 | +3,9%     | +6,4%     |
| Otros no OCDE           | +3,4%     | +3,8%     |
| Mundo                   | +2,9%     | +3,2%     |
| Mundo (excluyendo EPCs) | +2,8%     | +3,0%     |

Se proyecta que la demanda global de petróleo aumentará a más de 69,2 millones de barriles por día para el año 1995, en comparación con una estimación de 66,9 millones de barriles por día en 1992 (excluyendo las antiguas economías de planificación centralizada—EPCs, un aumento de 56 millones de barriles por día en 1992 a 58,5 millones de barriles por día en 1995). La proyección del escenario de base de PEL estima que la demanda global alcanzará los 75,8 millones de barriles por día para el año 2000 (63,4 millones de barriles por día si se excluyen las antiguas EPCs). Al preparar su más reciente evaluación a largo plazo,<sup>3</sup> PEL también consideró un caso "verde", es decir de baja demanda, un escenario en el cual se restringió el crecimiento de demanda de petróleo (principalmente en los países industrializados) mediante y/o como resultado de una acción gubernamental, una acción que podría incluir una política tributaria (impuestos sobre el carbono, impuestos sobre combustibles para motores, subsidios para combustibles alter-

nativos, etc.) y normas más estrictas de eficiencia, así como otras restricciones ambientales. Los efectos sobre la demanda de un caso verde se harían sentir principalmente después del año 2000; sin embargo, la demanda de petróleo en el año 2000 podría bajar en hasta 2,2 millones de barriles por día bajo un escenario verde. El Cuadro B al final del artículo proporciona detalles sobre la proyección de demanda de petróleo de PEL. Las tasas implicadas de crecimiento se presentan en forma resumida en el Cuadro 2.

Por mucho tiempo, PEL ha opinado que no habrá cambios significativos en el precio básico del crudo durante los años noventa en términos reales. Eso no significa que no habrá volatilidad de precios; al contrario, los accidentes u otras condiciones naturales (tales como el clima), así como las agitaciones o trastornos políticos, continuarán afectando los precios, a menudo en forma dramática. En efecto, se puede inferir que la volatilidad de los precios aumentará, especialmente en el corto plazo, a medida que el Iraq se

**Cuadro 2**  
Demanda Global de Petróleo  
Crecimiento Promedio por Año

|                         | 1988-1992 | 1992-1995 | 1995-2000 | 1995-2000<br>Base | 1995-2000<br>Verde |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-------------------|--------------------|
| Países OCDE             | +0,6%     | +0,8%     | +0,8%     | -0,1%             |                    |
| Ex EPCs                 | -2,1%     | -0,6%     | +3,0%     | +2,7%             |                    |
| Otros no OCDE           | +4,0%     | +2,9%     | +3,3%     | +2,9%             |                    |
| Mundo                   | +0,9%     | +1,1%     | +1,8%     | +1,2%             |                    |
| Mundo (excluyendo EPCs) | +1,6%     | +1,5%     | +1,6%     | +0,9%             |                    |

reintegra al mercado y hasta que se estabilizan las condiciones en la antigua Unión Soviética. La creencia del PEL se radica primero en el reconocimiento que la base de recursos es ciertamente suficiente, cualquiera que sea el escenario de demanda durante este período. Más importante, la reciente historia ha mostrado que los miembros de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) han estado preparándose para permitir que su producción satisfaga la demanda con los precios prevalecientes, ya que:

- OPEP es una organización efectiva para defender los precios pero no es un cártel agresivo en términos de precios. Las tensiones internas dentro de la Organización son tales que puedan impedir cualquier cambio sostenido en esta situación fundamental.
- Aquellos miembros que disponen de recursos que durarán por muchas décadas en el futuro están interesados más en controlar el tope de los precios que en establecer su creciente nivel, para poder proteger su participación del mercado. Básicamente, eso les impide permitir que el mercado se quede desabastecido por cualquier período sostenido. (En un mercado corto, el mercado mismo determina el tope de precios, no el productor.)

Aunque la capacidad mundial de producción de excedente se redujo considerablemente a inicios de los años noventa, principalmente como resultado de la Guerra del Golfo Pérsico, ese excedente una vez más se está ampliando. Además, los miembros de la OPEP siguen invirtiendo en capacidad adicional, inversiones que en algunos casos se realizan solamente para asegurar que se siga teniendo un margen de capacidad sobrante, mientras que se realizan otras para maximizar el ingreso por volumen ya que parece poco probable que se maximice por el valor. La magnitud de ese excedente potencial se resume en el Cuadro 3.

A pesar de este creciente excedente, continuamos pensando que la OPEP será capaz de sostener la unión defensiva necesaria en esos períodos de competencia intensiva de precios. Como resultado, los períodos de gran debilidad en los precios serán de poco duración. Además, el nivel de demanda del crudo de la OPEP (es decir, los requerimientos sobre el crudo producido por OPEP) es suficientemente alta para que sea manejable, aún bajo un escenario de demanda de bajo crecimiento, es decir, suficientemente alta para permitir que todos los miembros estén razonablemente satisfechos cuando se les solicita apoyar a los precios. En el pasado (1986 en particular), la OPEP no tenía la

cohesión necesaria cuando el requerimiento sobre su crudo estaba demasiado bajo para que se asigne esa demanda adecuadamente entre los miembros. Sin embargo, una demanda muy por encima de los 25 millones de barriles por día está, según nuestro punto de vista, suficientemente alta para permitir un manejo efectivo y defensivo del precio.

#### 4. BALANCE DE DESTILACION EN LOS AÑOS NOVENTA

Nuestra evaluación del balance de destilación hasta el año 1995, con base en nuestra evaluación de la demanda y los planes de expansión que están en proceso de realizarse y/o que se consideran probables en el período 1992-1995, indica que el excedente potencial permanecerá relativamente pequeño -es decir, aproximadamente la misma magnitud que en 1992- implicando que la expansión de capacidad apenas podrá mantenerse al mismo ritmo que el crecimiento de la demanda. Más allá de 1995, otra vez con base en nuestras evaluaciones de la demanda (escenario de base) y de los planes anunciados de expansión que consideramos probables, el excedente potencial bien podría desaparecer para el año 2000, posiblemente entrando en un déficit potencial.

Nuestra evaluación del balance de destilación hasta el año 2000 se presenta en el Cuadro 4. Al examinar este balance, se deben plantear varias advertencias:

- Hasta cierto punto, el año 2000 está más allá del horizonte de planificación. Una capacidad mucho mayor de lo que indica la evaluación de los actuales planes probables podría empezar a funcionar para esa fecha.
- Más importante, se debe poner en relieve las palabras excedente o déficit potencial. Esos términos no necesariamente implican

Cuadro 3  
Suministro, Demanda y Capacidad Globales de Crudo  
(millones de barriles por día)

|                            | 1992 | 1995 | 2000<br>Base | 2000<br>Verde |
|----------------------------|------|------|--------------|---------------|
| Demanda global de petróleo | 66,9 | 69,2 | 75,8         | 73,6          |
| Suministro no OPEP         | 39,0 | 39,5 | 42,0         | 42,0          |
| Otro suministro*           | 3,8  | 4,0  | 4,7          | 4,7           |
| Demandas de crudo OPEP     | 24,1 | 25,7 | 29,1         | 26,9          |
| Capacidad OPEP             | 25,8 | 32,2 | 35,9         | 35,9          |
| Capacidad excedente        | 1,4  | 6,5  | 6,8          | 9,0           |

\* Incluye LGNs, condensados y ganancias de procesamiento de OPEP.

| Año  | Capacidad<br>Destilación<br>de Crudo | Producción<br>Potencial<br>Refinería | Otro<br>Suministro | Suministro<br>Potencial<br>Total | Excedente/<br>(Déficit)<br>Demanda Potencial |
|------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|----------------------------------|--|
|      | (a)                                  | (b)                                  |                    |                                  |  |
| 1990 | 56,8                                 | 48,4                                 | 6,6                | 54,9                             | 54,0 0,9                                     |
| 1991 | 57,6                                 | 49,0                                 | 6,7                | 55,7                             | 54,4 1,3                                     |
| 1992 | 58,2                                 | 49,4                                 | 6,9                | 56,3                             | 55,9 0,4                                     |
| 1995 | 60,6                                 | 51,5                                 | 7,7                | 59,2                             | 58,5 0,6                                     |
| 2000 | 63,1                                 | 53,6                                 | 8,4                | 62,0                             | 63,5 (1,4)                                   |

(a) Basada en una capacidad de año mediano operando con una tasa supuesta de operación de 85%.

(b) Incluye LGNs, alcohol y otros hidrocarburos, crudo utilizado para combustible y ganancias de procesamiento.

un excedente o faltante físico sino reflejan las presiones probables sobre el sistema de refinación y sirven de posible indicador de la fuerza proyectada o la falta de fuerza en los márgenes de refinación.

Los datos proyectados del balance de destilación indican que, en comparación con los mercados de crudo, el balance a corto plazo (es decir, hasta 1995) no está avanzando decididamente hacia un excedente. Así, podemos anticipar que los márgenes brutos de refinería en 1995 probablemente no serán peores que los que estaban en 1992 y muy posiblemente podrían ser considerablemente mejores ya que los márgenes de 1992 (¡o falta de ellos!) fueron negativamente afectados por varios factores, cada uno de los cuales tal vez no seguirá en el futuro o no necesariamente se presentará de nuevo:

- Inventarios de derivados excepcionalmente altos, especialmente para el derivado estacional. Se puede observar un excedente del stock de derivados al igual que una capacidad excesiva de refinación.
- Tres inviernos templados sucesivos en el hemisferio norte contribuyeron a los altos niveles de

stock de gas oil/destilados y que permitió a los refinadores producir un mayor rendimiento de gasolina de lo que se podría anticipar de otra manera.

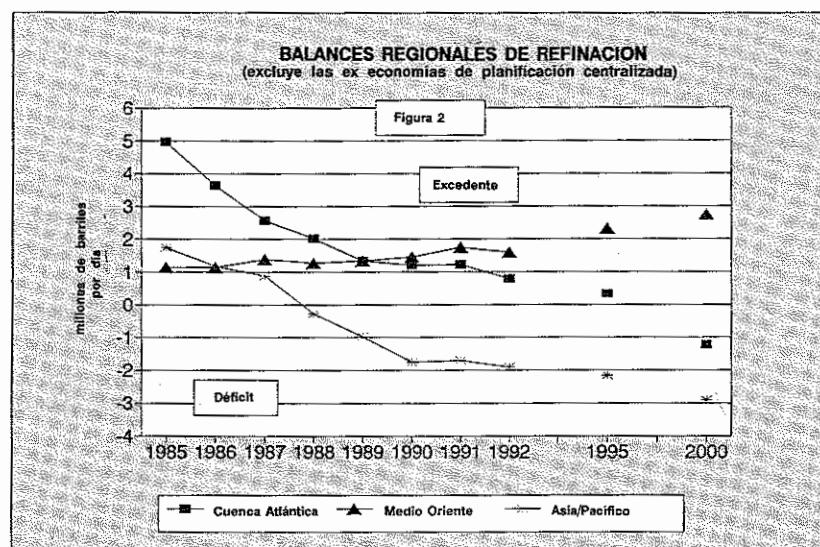
- Altos rendimientos de gasolina (anterior) en combinación con una demanda lenta de gasolina en los países industrializados, con la demanda que parecía postergada por las condiciones económicas generales.
- Aumentos sustanciales de la capacidad productiva de la gasolina para motores en forma de una capacidad de oxigenados como resultado de las modificaciones a la Ley de Aire Limpio en los Estados Unidos. Si bien se proyectaban aumentos en la capacidad, la velocidad con la cual esa capacidad empezó a funcionar no estaba prevista.

Para el más largo plazo hasta el año 2000, esos datos proporcionan poca evidencia de un sector de refinación endémicamente débil. Por el contrario, existe una buena posibilidad de que el sector esté muy fuerte, ya que la industria petrolera se enfrenta a una enorme inversión defensiva en los años noventa, es decir inversiones realizadas esencialmente para permanecer en el negocio

y para responder a limitaciones ambientales. Los refinadores probablemente estarán muy en contra de efectuar inversiones de expansión por adelantado o en anticipo de los márgenes. Más bien es probable que tales inversiones se realizarán solamente como resultado de, o en respuesta a, márgenes más altos.

La sensibilidad de este análisis a supuestos alternativos, tanto para la demanda como para la capacidad de refinación, apoya en forma abrumadora el punto de vista que los márgenes podrían estar muy fuertes para el año 1995 y ciertamente para el año 2000. Se llega a la conclusión que es posible que la legislación de la Ley del Aire Limpio en los Estados Unidos, con su sumamente alto costo, resulte en el amplio cierre de refinerías después de 1995 y al inicio de la era de la gasolina reformulada. Estimaciones de cierres de capacidad como resultado de la incapacidad de manufacturar productos limpios (o alternativamente, una incapacidad o falta de voluntad de realizar las inversiones necesarias para manufacturar tales productos) se elevan a hasta 2 millones de barriles por día de capacidad para fines de los años noventa. Al preparar supuestos de capacidad alternativa, se supuso que estos cierres debido a la Ley del Aire Limpio en los Estados Unidos llegarían a 750.000 barriles por día para 1995 y 1,5 millones de barriles por día para el año 2000.

Además, existe suficiente (y creciente) evidencia para pensar que algunos de los planes firmes para una expansión de capacidad fuera de los Estados Unidos se postergarán, o en algunos casos completamente cancelados, con atrasos y/o cancelaciones generalmente como resultado de problemas de financiamiento, problemas que se agravan aún más con los actuales niveles bajos de márgenes. Así, es razonable considerar la posibilidad de menos



capacidad fuera de los Estados Unidos también, tanto en el período de 1995 como en el del año 2000.

En términos de sensibilidad a supuestos de demanda de petróleo, se consideró un escenario de baja demanda, o verde, ya que una demanda inferior teóricamente resultaría en un excedente potencial mayor (o menor déficit), en vista de la capacidad. El efecto de esos supuestos alternativos para la demanda y la capacidad sobre el excedente y déficit potencial se resume en el Cuadro 5. (Se presentan datos detallados para esos balances en el Cuadro C al final del artículo.)

## 5. EL BALANCE DE DESTILACION: IMPLICACIONES REGIONALES

Tendencias similares se observan cuando se desagregan los datos del balance global de destilación en tres regiones bastante aproximadas: la Cuenca Atlántica (Europa Occidental, América del Norte -menos PADD V en los EE.UU., América Central y del Sur, el Caribe y África); el Medio Oriente; y la región Asia-Pacífico (que incluye PADD V de los EE.UU.). Los datos agregados, sin embargo, ocultan la situación que ha surgido en la región de Asia-Pacífico en recientes años ya que esa región, impulsada por una fuerte demanda, ha avanzado hacia un déficit sustancial (véase la Figura 2). Pese a los considerables aumentos planificados en la capacidad en la región Asia-Pacífico, el déficit potencial probablemente aumentará en el mediano plazo y no es probable que mejore notablemente en el largo plazo. Estos datos regionales se resumen en el Cuadro 6.

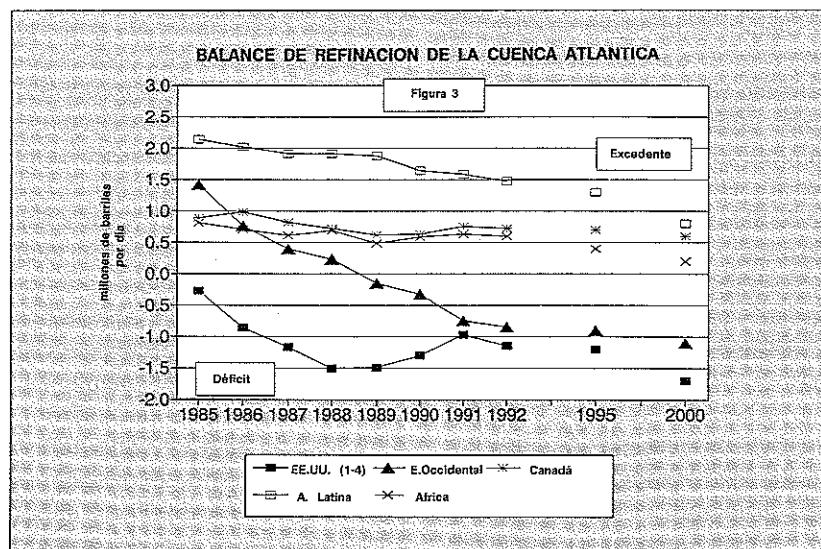
Se debe reiterar que el concepto de déficit no indica una

deficiencia; más bien señala que existe un desbalance regional de refinación y que el producto debe trasladarse desde fuera de la región hacia dentro de la región y/o que las refinerías en esa región deben funcionar con niveles de operación que sean significativamente superiores al promedio. En todo caso, ambas condiciones tienden a conducir a márgenes regionales superiores. Esos datos indican que es probable que las presiones sobre la refinación en la región de Asia-Pacífico se intensifiquen. Las presiones en la Cuenca Atlántica igualmente pueden intensificarse, pero ciertamente menos que en la región Asia-Pacífico.

Desagregando esos datos aún más, podemos observar el papel clave que la refinación de la Cuenca de América Latina y El Caribe está desempeñando en la Cuenca Atlántica. Tal como se muestra en el Cuadro 7 y en la Figura 3, esa subregión históricamente ha proporcionado el mayor excedente potencial en la Cuenca Atlántica, una tendencia que se prevé continuará aún cuando el excedente potencial en la subregión de América Latina y El Caribe en sí declina en los años noventa.

Cuadro 5  
(millones de barriles por día)

|                     | 1995  | 2000  |
|---------------------|-------|-------|
| Capacidad           |       |       |
| Base                | 60,6  | 63,1  |
| Baja                | 59,2  | 59,1  |
| Demanda             |       |       |
| Base                | 58,5  | 63,5  |
| Verde               | 58,1  | 61,4  |
| Excedente/(déficit) |       |       |
| Base                | +0,6  | (1,4) |
| Bajo/verde          | (0,3) | (3,1) |



## 6. BALANCE DE DERIVADOS EN LOS AÑOS NOVENTA

Aumentos sustanciales en la modernización de la capacidad de refinería están en proceso y/o están planeados en cada región. Para poder analizar cómo esos cambios en la capacidad se armonizan con los cambios proyectados en la demanda de derivados durante los años noventa y para evaluar las implicaciones para los aspectos económicos de la modernización, PEL utiliza un enfoque similar al enfoque utilizado para examinar el desarrollo de la capacidad de destilación de crudo. El enfoque PEL es de construir balances de derivados y observar el surgimiento/desarrollo de excedentes o déficit en amplias agrupaciones de productos para formar nuestra visión general de los márgenes de refinería y precios relativos de derivados. Nuestro enfoque "balance de derivados" se concentra en los cambios en la demanda, capacidad, y producción que contribuyen al cambio en el excedente o déficit para las agrupaciones individuales de producto.

Durante el corto a mediano plazo hasta 1995, como se muestra en

| Year   | Excedente/(Déficit) |               |               | (porcentaje de demanda) |               |               |
|--------|---------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|
|        | Cuenca Atlántica    | Medio Oriente | Asia-Pacífico | Cuenca Atlántica        | Medio Oriente | Asia-Pacífico |
| 1985   | 5,0                 | 1,1           | 1,7           | 15                      | 38            | 15            |
| 1986   | 3,6                 | 1,1           | 1,2           | 11                      | 37            | 10            |
| 1987   | 2,6                 | 1,4           | 0,9           | 7                       | 46            | 7             |
| 1988   | 2,0                 | 1,3           | (0,3)         | 6                       | 40            | (2)           |
| 1989   | 1,3                 | 1,3           | (1,0)         | 4                       | 41            | (7)           |
| 1990   | 1,2                 | 1,4           | (1,8)         | 3                       | 44            | (12)          |
| 1991   | 1,2                 | 1,8           | (1,7)         | 3                       | 53            | (12)          |
| 1992   | 0,8                 | 1,6           | (1,9)         | 2                       | 45            | (13)          |
| 1995*  | 0,4                 | 2,3           | (2,2)         | 1                       | 61            | (13)          |
| 1995** | 0,0                 | 2,1           | (2,4)         | 0                       | 56            | (15)          |
| 2000*  | (1,2)               | 2,8           | (2,9)         | (3)                     | 61            | (16)          |
| 2000** | (1,4)               | 2,0           | (3,7)         | (4)                     | 45            | (21)          |

\* Supuestos del escenario de base.  
\*\* Supuestos de demanda de baja capacidad/verde.

| Excedente/(Déficit) de Destilación en la Cuenca Atlántica<br>(millones de barriles por día) |        |                   |        |        |                |       |
|---|--------|-------------------|--------|--------|----------------|-------|
|   | EE.UU. | Europa Occidental | Canadá | Africa | América Latina |       |
| 1985  | (0,3)  | 1,4               | 0,9    | 0,8    | 2,1            | 5,0   |
| 1986  | (0,9)  | 0,8               | 1,0    | 0,7    | 2,0            | 3,6   |
| 1987  | (1,2)  | 0,4               | 0,8    | 0,6    | 1,9            | 2,6   |
| 1988  | (1,5)  | 0,2               | 0,7    | 0,7    | 1,9            | 2,0   |
| 1989  | (1,5)  | (0,1)             | 0,6    | 0,5    | 1,9            | 1,3   |
| 1990  | (1,3)  | (0,3)             | 0,6    | 0,6    | 1,6            | 1,2   |
| 1991  | (1,0)  | (0,8)             | 0,7    | 0,6    | 1,6            | 1,2   |
| 1992  | (1,1)  | (0,9)             | 0,7    | 0,6    | 1,5            | 0,8   |
| 1995*   | (1,2)  | (0,9)             | 0,7    | 0,4    | 1,3            | 0,3   |
| 1995**  | (1,6)  | (0,7)             | 0,7    | 0,4    | 1,2            | 0,0   |
| 2000*   | (1,7)  | (1,1)             | 0,6    | 0,2    | 0,8            | (1,2) |
| 2000**  | (2,2)  | (0,6)             | 0,6    | 0,2    | 0,6            | (1,4) |

\* Supuestos del escenario de base.  
\*\* Supuestos de la demanda de baja capacidad/verde.

el Cuadro 8, los datos indican que esperamos que la demanda de petróleo (excluyendo el GLP y el crudo utilizado como combustible) aumente en casi 4 millones de barriles por día. De ese aumento, la demanda de destilados livianos, principalmente gasolinas, se aumentará en aproximadamente 1,4 millones de barriles por día y se proyecta que la demanda de destilados medianos aumentará en más de 1,7 millones de barriles por día, mientras que el resto del aumento total de la demanda es para los destilados livianos, principalmente fuel oil residual. Como resultado de los cambios proyectados en la modernización de la capacidad, podemos anticipar incrementos en la refinación de destilados livianos y medianos, tal como se muestra en el Cuadro 8. Esos mismos cambios orientados a modernizar la capacidad, sin embargo, resultarían en una eliminación neta de aproximadamente 1,3 millones de barriles por día de destilados pesados (es decir, utilizadas para alimentar las unidades de cracking y convertidas en productos más livianos). Si los refinadores incre-

mentaran ciclos de crudo para las unidades existentes para poder equilibrar la demanda total, la producción de cada una de los destilados se incrementaría como se indica en el Cuadro 8.

Sumando los cambios a los suministros y comparando ese total con el cambio proyectado en la demanda, se obtiene el cambio proyectado en el excedente potencial o déficit para cada destilado. Tal como se muestra en el Cuadro 8, anticipamos que, en vista de los planes existentes de expansión de capacidad, los refinadores serán capaces de satisfacer la demanda de los destilados livianos, tal como lo indica el desarrollo de un pequeño excedente potencial. (En el caso de las gasolinas para motores, el excedente potencial se atribuye principalmente a la expansión de la capacidad de oxigenados y la utilización creciente de oxigenados, otra vez principalmente en los Estados Unidos.) En el caso de los destilados medianos, podemos observar que se proyecta que los suministros y demandas aumentados estarán relati-

vamente equilibrados. En contraste con la situación de años anteriores, el excedente endémico en la fracción pesada del barril no debería acumularse notablemente.

Otra vez, esos excedentes o déficit potenciales no son indicadores de excedentes o deficiencias físicas inminentes de derivados sino indicadores de las presiones previstas sobre los mercados para esos derivados. Esos balances de derivados nos llevarían a concluir, sin embargo, que en el corto a mediano plazo, los retornos sobre el cracking probablemente permanecerán cerca de los recientes niveles, posiblemente declinando levemente por la falta de proyecciones con respecto a una creciente limitación en el suministro de refinados livianos y una declinación en el excedente crónico del fuel oil residual que caracterizó los mercados de productos durante todos los años ochenta.

En el más largo plazo, esos desequilibrios no son especialmente significativos ya que planes firmes para modernizar la expansión de capacidad más allá de mediados de los noventa son muy limitados. Los datos en el Cuadro 8 para el período 1996-2000 indican que, si las adiciones de capacidad estuvieran limitadas a los planes firmes actualmente anunciados, una considerable presión sobre el sistema de refinación provendría de los derivados livianos, tal como se indica en los déficit potenciales que están surgiendo. Aunque en el período 1996-2000 una capacidad modernizada considerablemente mayor de lo que se indica aquí podría empezar a funcionar, la probable ausencia de una presión considerable sobre el sistema de refinación a mediados de los noventa bien podría postergar una modernización adicional de capacidad de tal forma que las presiones se aumentarían a fines de los años noventa, fortaleciendo así las economías de refinación.

**Cuadro 8**  
Balances Globales de Productos  
(millones de barriles por día)

| Cambio en Demanda  | Cambios en Producción Debido a Adicional |                   |       | Cambio en Excedente/ (Déficit) Potencial |
|--|--|-------------------|-------|--|
|  | Moderniz. de Capacidad (a)               | Procesa. de Crudo |       |  |
| <b>1991-1995</b>   |  |                   |       |  |
| Destilados livianos  | +1,43                                    | +0,89             | +0,79 | +0,25                                    |
| Destilados medianos  | +1,74                                    | +0,54             | +1,21 | +0,01                                    |
| Fuel oil   | +0,29                                    | -1,31             | +1,66 | +0,07                                    |
| Otros productos  | +0,43                                    | +0,06             | +0,04 | (0,33)                                   |
| Total(b)   | +3,89                                    | +0,12             | +3,77 | -  |
| <b>1996-2000</b>   |  |                   |       |  |
| Destilados livianos  | +1,61                                    | +0,10             | +0,88 | (0,63)                                   |
| Destilados medianos  | +1,92                                    | +0,12             | +1,34 | (0,46)                                   |
| Fuel oil   | +0,36                                    | -0,23             | +1,86 | +1,27                                    |
| Otros productos  | +0,29                                    | +0,01             | +0,10 | (0,18)                                   |
| Total(b)   | +4,18                                    | +0,00             | +4,18 | -  |
| (a) Incluye oxigenados y ganancias de procesamiento.                     |  |                   |       |  |
| (b) Excluye GLP y el crudo utilizado en el proceso (combustión directa). |  |                   |       |  |

El cierre posible de una capacidad sustancial de refinación en los Estados Unidos como consecuencia de la legislación de la Ley de Aire Limpio limitaría los balances de los derivados para el año 1995, ampliando así los márgenes. Si bien la mayor parte de la capacidad que se eliminaría sería la parte menos sofisticada, es también probable que alguna capacidad modernizada desaparezca, provocando una escasez potencial, especialmente en la fracción de los destilados medianos.

Ya que la gasolina para motores representa aproximadamente una tercera parte de la demanda total de petróleo en la región de la Cuenca Atlántica (y la región en sí representa casi dos terceras partes de la demanda mundial de gasolina), los balances de derivados son notables para la región, puesto que no existe evidencia que podría llevar a pensar que se necesita más capacidad de manufactura de gasolina en el corto plazo. Como se explica a continuación, existen ciertamente importantes consideraciones de calidad, pero no necesariamente consideraciones de cantidad.

## 7. CALIDAD DE LOS REFINADORES: LA CONSIDERACIÓN PRIMORDIAL

El tema subyacente que determinará los mercados de petróleo durante los años noventa es la calidad de los refinados. Las consideraciones de calidad de los derivados probablemente afectarán tanto la inversión de refinación y la rentabilidad como el comercio. En una gran parte del sector de refinación, especialmente los Estados Unidos, esas consideraciones de calidad están determinando la mayoría de las decisiones de inversión, haciendo que muchas de las inversiones se vuelvan estrictamente defensivas, realizadas solamente para permanecer en el negocio. Adicionalmente, los costos asociados al cumplimiento amenazan no sólo la rentabilidad de muchos refinadores, sino su viabilidad.

Un mayor control sobre normas de calidad de los derivados no se limitan a los Estados Unidos. Europa Occidental y mucho del Lejano Oriente están tomando acciones muy rápidamente para eliminar el plomo de las gasolinas para motores y reducir dramáticamente el azufre en el petróleo diesel y el fuel oil residual. Aunque solamente los Estados Unidos se ha comprometido para la gasolina reformulada en el futuro inmediato, se prevé que otros países no están demasiado atrás. Si bien no llevarían la reformulación tan lejos como los Estados Unidos, es probable que se imitarán muchos aspectos del modelo de los Estados Unidos.

Los temas de calidad afectarán al comercio de los derivados en varias maneras. Más obviamente, las regiones, países y/o refinerías que ya tienen una capacidad con mejoramiento de calidad (especialmente capacidad de desulfurización) se encontrarán con una ventaja competitiva comparativa. Segundo, normas diferentes de calidad entre regiones/países reducen la homogeneidad y fungibilidad del producto y reduce la flexibilidad de intercambio comercial. Las diferencias en normas y estándares de calidad generan nichos y oportunidades mercantiles entre productores y distribuidores.

Un aspecto del programa de gasolina reformulada de la Ley del Aire Limpio de los Estados Unidos que se prevé tendrá unas repercusiones comerciales notables es la disposición "anti-dumping". Esta disposición impide que los refinadores de los Estados Unidos satisfagan las normas de gasolina reformulada en una parte de su "pool" (es decir, aumentando la calidad de esa parte del pool) en detrimento de la otra parte del pool (es decir, permitiendo que decline la calidad del producto a esa parte del pool). En términos de reglamentos, la calidad futura de la gasolina de un refinador en las áreas de cumplimiento (es decir, aquellas áreas que

no están requeridas utilizar la gasolina reformulada) no puede deteriorarse con respecto a la calidad de base suministrada en 1990-1991. En términos aún más sencillos, no se puede agregar a la gasolina convencional (no reformulada) el benceno, butano y/o sustancias aromáticas que se han eliminado de la gasolina reformulada. Los refinadores estadounidenses sostienen que la disposición anti-dumping los coloca en una situación de desventaja comparativa con los refinadores de costa afuera, quienes teóricamente no se encuentran tan limitados. La disposición también podría aumentar las exportaciones potenciales de ciertos componentes de los Estados Unidos, especialmente reformados de mayor octanaje/mayor contenido de aromáticos.

## 8. CONCLUSIONES

Nuestra evaluación de la refinación hasta el año 1995 requiere un mercado más fortalecido para la capacidad existente, especialmente capacidad para manufacturar un derivado de mayor calidad. El balance de destilación permanecerá relativamente limitado en comparación con estándares históricos. Se puede esperar que los márgenes brutos estén similares a los de 1991, es decir levemente superiores a los de 1992, que creemos fueron afectados negativamente por factores que muy probablemente no continuarán o no se repetirán.

En vista de los planes actuales de expansión de capacidad y las expectativas razonables de demanda, existe poca evidencia para sostener un argumento en el sentido de que los márgenes serán considerablemente más fuertes o más débiles en 1995 que en recientes años. Un factor posible, sin embargo, amenaza de restringir el balance significativamente con márgenes de refinación que resultan más fuertes, es decir, el cierre potencial de importantes partes de la capacidad de refinación de los

Estados Unidos como resultado de los costos provenientes del cumplimiento con las disposiciones de la Ley del Aire Limpio. Más allá de 1995, los cierres potenciales en los Estados Unidos se vuelven cada vez más probables.

Del punto de vista regional, el excedente histórico potencial en la Cuenca Atlántica debería desaparecer casi completamente para el año 1995, lo que incrementaría la probabilidad de que aumente la utilización de refinerías y/o los productos importados desde fuera de la región. El déficit potencial en la región Asia-Pacífico debería continuar su tendencia ascendente pese al aumento sustancial en la capacidad. El papel del Medio Oriente como equilibrador del mercado tan-

to para el Oriente como para el Occidente crecerá con su excedente potencial.

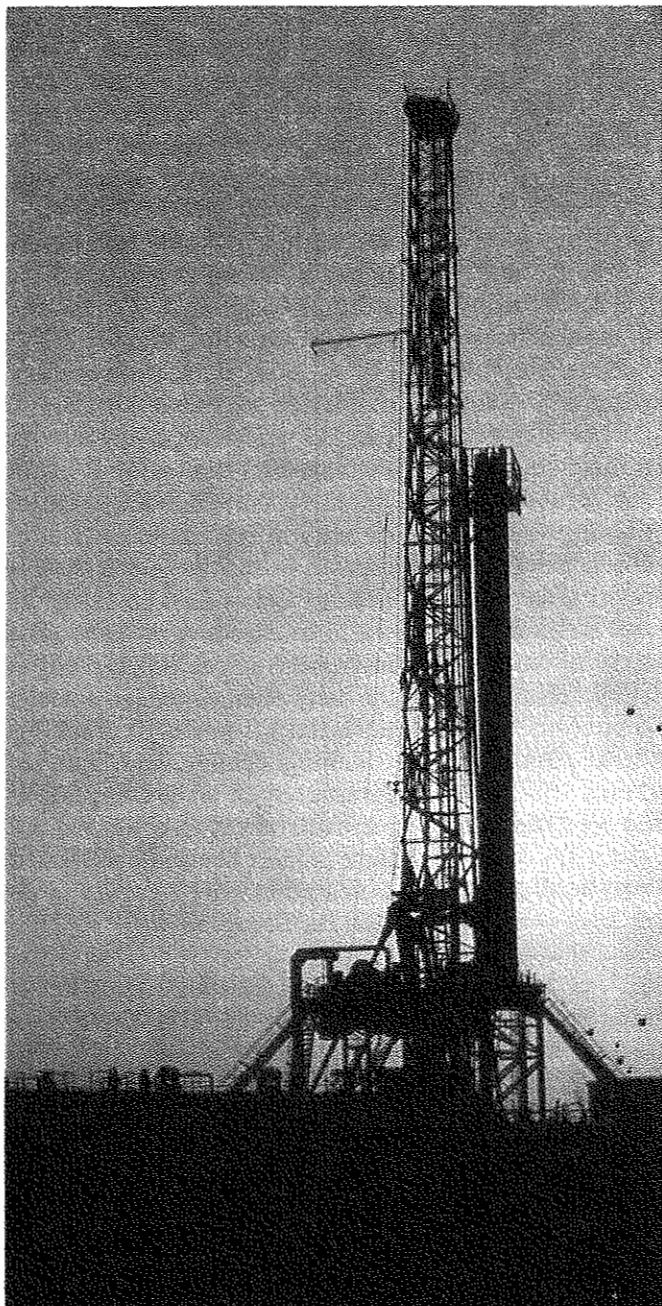
La subregión América Latina y El Caribe permanecerá en un excedente potencial y su papel como suministrador potencial dentro de la Cuenca Atlántica, así como en la región Asia-Pacífico, debería aumentar. Los refinadores latinoamericanos y caribeños, con una capacidad para satisfacer especificaciones de derivados de mayor calidad en los Estados Unidos y Europa Occidental, estarán bien colocados en términos competitivos para captar algo de la renta económica que acompañará implícitamente la restricción del balance de refinación en esas dos subregiones. ☐

#### NOTAS

1. En el presente artículo, a no ser que se haya indicado lo contrario, todos los datos y análisis se refieren a lo que anteriormente se denominaban las economías de mercado, es decir, excluyendo las economías de planificación centralizada (EPC).
2. La equivalencia de cracking catalítico se calcula utilizando los siguientes factores: cracking catalítico = 1,0; hidrocracking = 1,3; coqueficación = 2,0; y reducción de viscosidad/cracking térmico = 0,5.
3. Petroleum Economics Limited, "The World Long-Term Oil and Energy Outlook to 2010", diciembre de 1992.

# Global Oil Markets, Refining, and Trading in the Nineties

*N. Foster Mellen\**



## 1. INTRODUCTION

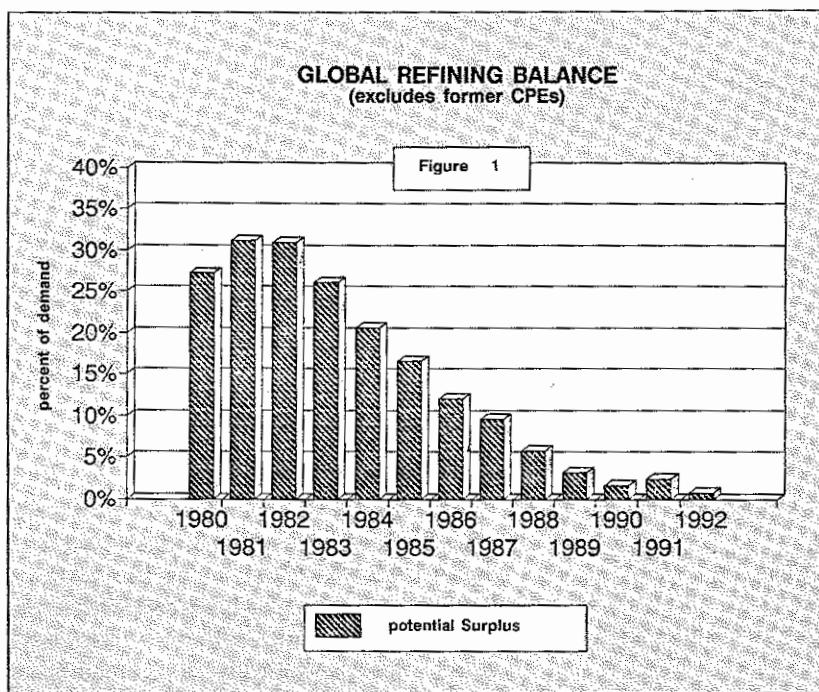
Beyond the geopolitics of oil and the related issues of crude oil price formation, one of the basic focuses of the work of Petroleum Economics Limited (PEL) is an area that we would call real "hardware issues". More specifically, in its broad-based approach to oil market analysis, PEL looks very carefully at the adequacy of the global refining system to meet product demand. The key features of such an assessment are the construction or development of notional or, more accurately, potential crude distillation and product balances. Through such balances, we can say something about:

- the pressures on the refining system as a whole, pressures that generally are manifested in refining margins, as well as on the relative prices of individual product fractions;
- inter-regional trade; and
- inter-regional comparative advantages.

## 2. THE REFINING BALANCE: THE HISTORICAL PERSPECTIVE

In the late seventies and early eighties, with the so-called second oil crisis, oil prices doubled and in some cases tripled. These price shocks in turn triggered substantial reductions in oil demand, particularly in the industrialized countries, as substitution and conservation programs and policies were implemented. From its peak in 1979 at about 52 million barrels per day, oil consumption in the market economies<sup>1</sup> fell by more than 6

\* Petroleum Economics Limited North America (PEL), Houston, Texas, U.S.A.



million barrels per day over the next four years.

This decline in demand, particularly for the heavier fuels, made much of the global refining capacity redundant and uneconomical and, in turn, triggered a massive rationalization of capacity. Over the five-year period 1980-1985, almost 10 million barrels per day of crude distillation capacity were permanently closed or mothballed. As oil demand stabilized and started back up in the mid-eighties, however, so too did this rationalization process moderate, with global distillation capacity showing consistent increases in the late eighties and into the nineties.

In developing PEL's distillation balance, the mean-year distillation capacity is adjusted by an 85% utilization rate (the long-term historical maximum) to estimate potential refinery output. To this potential output is added other supply (that is, natural gas liquids—NGLs, processing gain, oxygenates, alcohol and other hydrocarbons, and crude oil burned as fuel) to derive a measure of total

potential supply. Potential supply is then compared to demand, allowing a measure of potential surplus or deficit to be developed. When this potential surplus/deficit is expressed as a percentage of demand, the magnitude of the problem that confronted refiners in the early eighties is readily apparent. (See Figure 1. The historical data for the distillation balances are presented in Table A at the end of the article.)

The most direct consequence of the surplus in the early to mid-eighties was the generally poor margins on refining. But, as the surplus was eroded by rationalization, margins improved considerably. The relatively small potential surpluses, such as those observed in recent years, mean that seasonal demand pressures or temporary losses of refining capacity can produce spectacular short-term margins. For example, in the first quarter of 1991, demand pressures (both real and anticipated) combined with the loss of Kuwaiti and Iraqi refineries to produce margins as high as US\$8 per barrel in northwestern Europe and as high

as US\$13 per barrel in Singapore.

As implied earlier, the eighties saw a substantial change in the mix of the product demand barrel (for example, the heavy end of the barrel, mainly residual fuel oil, saw its share halved since 1980, accounting in 1991 for only about 15% of oil consumption). The massive rationalization of distillation capacity in the eighties and early nineties has been accompanied by the increasing sophistication of the refining industry. In contrast to the trend in distillation capacity, the refining industry's ability to meet light product demand, measured in terms of cracking capacity (essentially the ability to break or "crack" the heavy distillation fractions into lighter products, principally gasoline and middle distillates), increased steadily over the eighties.

Total cracking capacity, expressed in terms of units of catalytic cracking equivalence,<sup>2</sup> increased by almost 50% in the period 1980-1992, while cracking capacity in relation to distillation capacity rose from about 20% in 1980 to almost 35% in 1992. As would be expected, the substantial investments in cracking capacity in the early eighties eroded some of the windfall profit to cracking. Cracking economics improved dramatically in the late eighties, as increases in capacity slowed and light product demand accelerated, fueled primarily by growth in the Asia-Pacific region.

### 3. THE OIL MARKET IN THE NINETIES: THE CONTEXT

Have the changes in refining economics in recent years, along with the prospect of sustained increases in oil demand in the future, triggered a new wave of capacity expansion plans? How will these capacity changes affect

the refining balance? Are the expansions sufficient to keep pace with demand, or might industry's tendency to overreact once again move the balance decidedly into surplus? More important, has there been a shift in how and/or when refiners invest in relation to refining economics? Before addressing these issues, we must first briefly discuss the underlying assumptions for or, if you will, the context of our medium-to-long-term outlook for the oil markets in terms of economic growth, oil demand, and crude oil price formation.

The underlying PEL economic assumption is that world economic activity will recover from the rather low recent growth rates and average close to 3% in the nineties. These gross domestic product (GDP) growth assumptions are specified in Table 1.

Global oil demand is expected to rise to more than 69.2 million barrels per day by 1995, compared to an estimated 66.9 million barrels per day in 1992 (excluding the former CPEs, an increase from 56.0 million barrels per day in 1992 to 58.5 million barrels per day in 1995). The PEL Base Case forecast calls for global demand to reach 75.8 million barrels per day by the year 2000 (63.4 million barrels per day if the former CPEs are excluded). In preparing its most recent long-term assessment,<sup>3</sup> PEL also considered a "green" or low-demand case, a case in which oil demand growth was restrained (principally in the industrialized countries) by and/or as a result of governmental action, action that could include tax policy (carbon taxes, motor fuel taxes, alternative fuel subsidies, etc.) and higher efficiency standards, as well as other environmental restrictions. The demand effects of a green case would be primarily felt after the year 2000; however, oil demand in

**Table 1**  
**World Economic Activity**  
**Average GDP Growth per Year**

|                        | 1992-1995 | 1995-2000 |
|------------------------|-----------|-----------|
| OECD countries         | +2.7%     | +2.9%     |
| Former CPEs            | +3.9%     | +6.4%     |
| Other non-OECD         | +3.4%     | +3.8%     |
| World                  | +2.9%     | +3.2%     |
| World (excluding CPEs) | +2.8%     | +3.0%     |

the year 2000 could be as much as 2.2 million barrels per day lower under a green case. The PEL oil demand forecast is detailed in Table B at the end of the article, while the implied growth rates are summarized in Table 2.

It is a view long held by PEL that there will be no significant changes in the underlying crude oil price over the course of the nineties in real terms. This is not to say that there will be no price volatility; on the contrary, accidents or other natural conditions (such as the weather), as well as political upheavals/disruptions will continue to move prices, often sharply. Indeed, a valid argument can be made that price volatility will increase, particularly in the shorter term as Iraq is reintegrated into the market and until conditions in the former Soviet Union are stabilized. PEL's belief is rooted first in a recognition that the resource base is certainly sufficient under any

reasonable demand scenario in this time-frame. More important, recent history has shown that the members of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) have been prepared to allow their output to meet demand at prevailing prices as:

- OPEC is an effective price-defensive organization, not a price-aggressive cartel. The internal tensions within the Organization are such as to preclude any sustained change in that underlying condition.
- Those members with oil resources that will last for many decades to come are more interested in controlling the ceiling on prices than in establishing its rising level, in order to protect market share. Essentially, this prevents them from allowing the market to be kept short for any sustained period of time. (In a short market, the market itself determines the price ceiling, not the producer.)

**Table 2**  
**Global Oil Demand**  
**Average Growth per Year**

|                        | 1988-1992 | 1992-1995 | 1995-2000<br>Base | 1995-2000<br>Green |
|------------------------|-----------|-----------|-------------------|--------------------|
| OECD countries         | +0.6%     | +0.8%     | +0.8%             | -0.1%              |
| Former CPEs            | -2.1%     | -0.6%     | +3.0%             | +2.7%              |
| Other non-OECD         | +4.0%     | +2.9%     | +3.3%             | +2.9%              |
| World                  | +0.9%     | +1.1%     | +1.8%             | +1.2%              |
| World (excluding CPEs) | +1.6%     | +1.5%     | +1.6%             | +0.9%              |

Although the world's surplus productive capacity tightened substantially in the early nineties, principally as a result of the Persian Gulf War, that surplus is now rapidly widening once again. Moreover, OPEC members continue to invest in additional capacity, investments that in some cases are only being made to ensure that there continues to be a margin of spare capacity, while others are being made to maximize income by volume as it seems unlikely to be done by value. The magnitude of this potential surplus is summarized in Table 3.

Despite this growing surplus, we continue to believe that OPEC will be able to sustain the necessary defensive cohesion in those periods of intensive price competition. As a result, periods of substantial price weakness will be very short-lived. Moreover, the level of demand on OPEC crude (that is, the "call" on OPEC) is sufficiently high so that, even under a low-growth demand scenario, it is manageable, that is, high enough to allow all members to be reasonably satisfied when allocated to support prices. In the past (1986 in particular), OPEC has lacked the necessary cohesion when the call was too low to be suitably allocated between members. However, a call well in excess of 25 million barrels per day is, in our view, high enough to allow effective, defensive management of the price.

#### 4. THE DISTILLATION BALANCE IN THE NINETIES

Our assessment of the distillation balance through the year 1995, based on our assessment of demand and the expansion plans that are under way and/or considered likely in the 1992-1995 time-frame, is that the potential surplus will remain relatively small—that is, roughly the same magnitude as in 1992—implying that capacity expansion will just barely keep pace with demand growth. Beyond 1995, again based on our assessments of demand (base case) and of the announced expansion plans that we consider probable, the potential surplus could well disappear by the year 2000, possibly even moving into potential deficit.

Our assessment of the distillation balance through the year 2000 is presented in Table 4. In viewing the balance, several cautions should be raised:

- To some extent, the year 2000 is beyond the planning horizon. Substantially more capacity could be brought on-line by that date than an assessment of the current probable plans indicates.
- More important, emphasis should be placed on the words potential surplus or deficit. These terms are not necessarily meant to imply a physical surplus or short-
- Unusually high product inventories, particularly for the seasonal product. An overhang of product stock can be seen the same as excess refining capacity.
- Three successive warm winters in the northern hemisphere, which contributed to the high gas oil/distillate stock levels, and which allowed refiners to produce a higher yield of gasoline than otherwise might have been expected.
- High gasoline yields (above) in conjunction with sluggish demand for gasoline in the industrialized countries, with demand seemingly retarded by general economic conditions.
- Substantial increases to motor gasoline productive capacity in the form of oxygenate capacity as a result of the Clean Air Act Amendments in the U.S. While increases in capacity were expected, the speed with which this capacity was brought on-line was not.

age, but rather reflect the likely pressures on the refining system and serve as a possible indicator of the expected strength or lack thereof in refining margins.

The forecasted distillation balance data indicate that, in contrast to the crude markets, the balance in the short term (that is, through 1995) is not moving decidedly towards surplus. Thus, we can expect that gross refinery margins in 1995 will probably not be worse than they were in 1992, and very possibly could be substantially better, in that the 1992 margins (or lack thereof!) were adversely influenced by several factors, each of which may not continue or necessarily recur:

| Table 3<br>Global Crude Supply, Demand, and Capacity<br>(million barrels per day) |      |              |               |
|---|------|--------------|---------------|
| 1992  | 1995 | 2000<br>Base | 2000<br>Green |
| Global oil demand   | 66.9 | 69.2         | 75.8          |
| Non-OPEC supply   | 39.0 | 39.5         | 42.0          |
| Other supply*   | 3.8  | 4.0          | 4.7           |
| Call on OPEC crude  | 24.1 | 25.7         | 29.1          |
| OPEC capacity   | 25.8 | 32.2         | 35.9          |
| Surplus capacity  | 1.4  | 6.5          | 6.8           |
| Includes OPEC NGLs, condensates, and processing gain.                             |      |              |               |

Over the longer term to the year 2000, these data provide little evidence for an endemically weak

**Table 4**  
**Global Distillation Balance**  
(million barrels per day)

| Year | Crude Distillation Capacity | Potential Refinery Output<br>(a) | Other Supply<br>(b) | Total Potential Supply | Demand | Potential Surplus/<br>(Deficit) |
|------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------|------------------------|--------|---------------------------------|
| 1990 | 56.8                        | 48.4                             | 6.6                 | 4.9                    | 54.0   | 0.9                             |
| 1991 | 57.6                        | 49.0                             | 6.7                 | 55.7                   | 54.4   | 1.3                             |
| 1992 | 58.2                        | 49.4                             | 6.9                 | 56.3                   | 55.9   | 0.4                             |
| 1995 | 60.6                        | 51.5                             | 7.7                 | 59.2                   | 58.5   | 0.6                             |
| 2000 | 63.1                        | 53.6                             | 8.4                 | 62.0                   | 63.5   | (1.4)                           |

(a) Based on mean-year capacity operated at an assumed 85% utilization rate.

(b) Includes NGLs, alcohol and other hydrocarbons, crude oil used as fuel, and processing gain.

**Table 5**  
(million barrels per day)

|                   | 1995  | 2000  |
|-------------------|-------|-------|
| Capacity          |       |       |
| Base              | 60.6  | 63.1  |
| Low               | 59.2  | 59.1  |
| Demand            |       |       |
| Base              | 58.5  | 63.5  |
| Green             | 58.1  | 61.4  |
| Surplus/(deficit) |       |       |
| Base              | +0.6  | (1.4) |
| Low/green         | (0.3) | (3.1) |

refining sector. On the contrary, there is a good possibility that the sector could be very strong. This is particularly true given that the oil industry faces tremendous defensive investment in the nineties, that is, investments made essentially to stay in business and primarily in response to environmental constraints. Refiners will probably be very averse to making expansionary investments in advance or in anticipation of margins. Rather, it is likely such investments will only be made as a result of or in response to higher margins.

The sensitivity of this analysis to alternative assumptions, both for demand and refining capacity, is overwhelmingly in support of a view that refining margins could well be very strong by 1995, and certainly by 2000. That conclusion is reached as a result of considering the possibility that the Clean Air Act legislation in the U.S., with its extremely high price tag, will result in extensive refinery closures after 1995 and the start of the reformulated-gasoline era. Estimates of capacity closures as a result of an inability to make the clean products (or alternatively, an inability or unwillingness to

make the necessary investments to make such products) range as high as 2 million barrels per day of capacity by the late nineties. In developing alternative capacity assumptions, it was assumed that these Clean Air Act closures in the U.S. would be 750,000 barrels per day by 1995 and 1.5 million barrels per day by the year 2000.

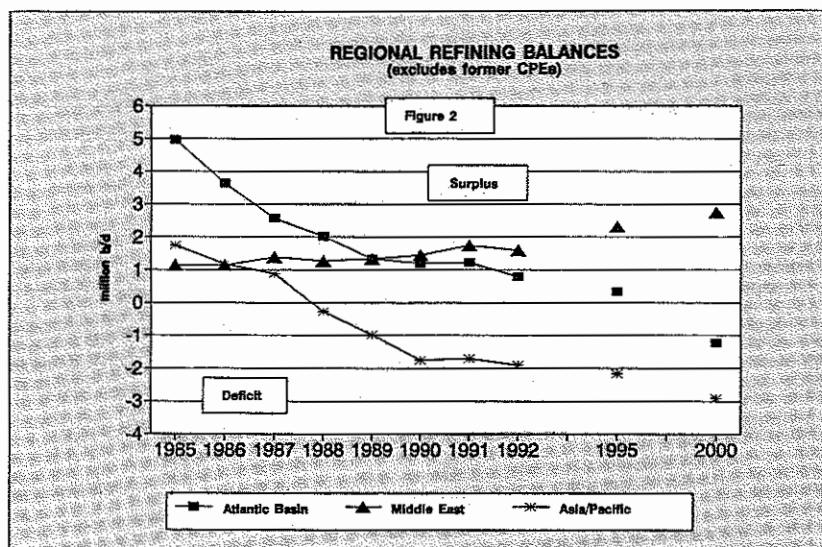
In addition, there is sufficient (and increasing) evidence to believe that some of the firm plans for capacity expansion outside the U.S. will be delayed, or in some cases canceled altogether, with delays and/or cancellations generally a result of financing problems, problems that are only worsened by the current low levels of margins. Thus, it is reasonable to consider the possibility of less capacity outside the U.S. as well, both in the 1995 and 2000 time-frame.

In terms of sensitivity to oil demand assumptions, a low-demand or green scenario was considered, since lower demand would theoretically result in a larger potential surplus (or smaller deficit), given capacity. The effect of these alternative assumptions for demand and capacity on the potential surplus or deficit are

summarized in Table 5. (Detailed data for these balances are presented in Table C at the end of the article.)

## 5. THE DISTILLATION BALANCE: REGIONAL IMPLICATIONS

Similar trends are apparent when disaggregating the global distillation balance data into three very gross regions: the Atlantic Basin (which is comprised of Western Europe, North America—except for PADD V in the U.S.—, Central and South America, the Caribbean, and Africa); the Middle East; and the Asia-Pacific region (which includes PADD V of the U.S.). The aggregated data, however, conceal the situation that has occurred in the Asia-Pacific region in recent years as that region, driven by strong demand, has moved into substantial deficit (Figure 2). Despite substantial planned increases in capacity in the Asia-Pacific, the potential deficit is likely to increase in the medium term and unlikely to improve appreciably in the longer term. These regional data are summarized in Table 6.



It needs to be repeated that deficit does not indicate a shortage, but rather indicates that there is a regional refining imbalance and that product must move into the region from outside the region and/or the refineries in that region must operate at significantly higher than average utilization rates—both conditions tending to lead to higher regional margins. These data do indicate that it is likely that the pressures on refining in the Asia-Pacific region will intensify. Pressures in the Atlantic Basin similarly may intensify, but certainly less so than in the Asia-Pacific region.

Disaggregating these data even further, we can see the key role that Latin American-Caribbean Basin refining plays in the Atlantic Basin. As shown in Table 7 and in Figure 3, that subregion has historically provided the largest potential surplus in the Atlantic Basin, a trend that is expected to continue even as the potential surplus in the Latin American and Caribbean subregion itself declines in the nineties.

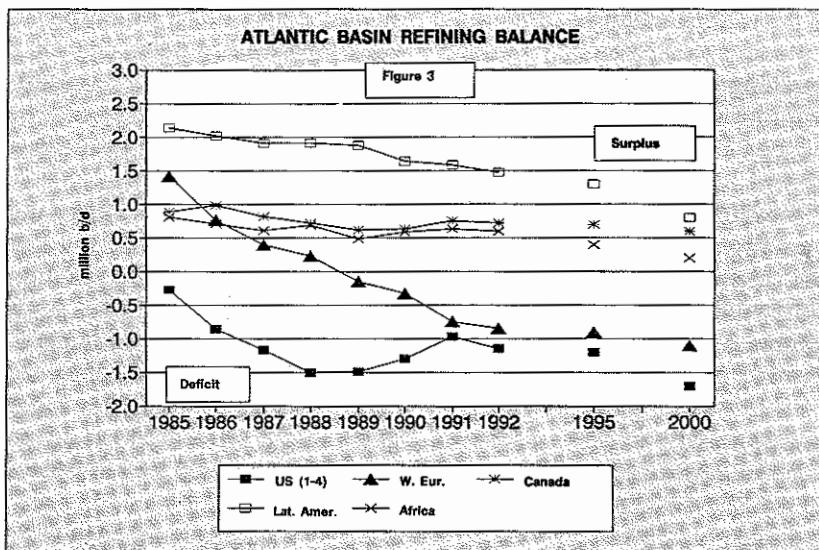
## 6. THE PRODUCT BALANCE IN THE NINETIES

Looking forward in terms of refinery upgrading capacity, substantial increases are currently under way and/or planned in every region. In order to analyze how these changes in capacity match up with the expected changes in product demand over the nineties, and to assess the implications for upgrading economics, PEL uses an approach similar to that used in looking at the development of crude distillation capacity. The PEL approach is to construct product balances and to look at the emergence/development of surpluses or deficits in broad product groupings to shape our general view of refining margins and relative product prices. Our "products balance" approach focuses on the changes in demand, capacity, and output that contribute to the change in potential surplus or deficit for the individual product groups.

Over the short to medium term to 1995, as shown in Table 8, the data show that we expect oil demand (exclusive of LPG and crude used as fuel) to increase by almost 4 million barrels per day. Of this

increase, demand for light ends, principally gasoline, will increase by about 1.4 million barrels per day and demand for middle distillates is expected to increase by more than 1.7 million barrels per day, with the remainder of the total demand increase for the heavy ends, principally residual fuel oil. From the expected changes to upgrading capacity, we can expect increases in refinery output of light ends and middle distillates as shown; these same changes to upgrading capacity, however, will result in a net destruction of about 1.3 million barrels per day of heavy ends (that is, used as feed in cracking units and converted to lighter products). If refiners were to increase crude runs to existing units in order to balance total demand, output of each of the fractions would be increased as shown in Table 8.

Adding the changes to supplies and comparing that total to the expected change in demand yields the expected change in potential surplus or deficit for each fraction. As shown in Table 8, we expect that, given existing capacity expansion plans, refiners will potentially be able to meet the



**Table 6**  
**Regional Distillation Balances**

| Year   | Surplus/(Deficit)<br>(million barrels per day) |                |                  |                   | (percent of demand) |                  |  |
|--------|--|----------------|------------------|-------------------|---------------------|------------------|--|
|        | Atlantic<br>Basin                              | Middle<br>East | Asia-<br>Pacific | Atlantic<br>Basin | Middle<br>East      | Asia-<br>Pacific |  |
| 1985   | 5.0  | 1.1            | 1.7              | 15                | 38                  | 15               |  |
| 1986   | 3.6  | 1.1            | 1.2              | 11                | 37                  | 10               |  |
| 1987   | 2.6  | 1.4            | 0.9              | 7                 | 46                  | 7                |  |
| 1988   | 2.0  | 1.3            | (0.3)            | 6                 | 40                  | (2)              |  |
| 1989   | 1.3  | 1.3            | (1.0)            | 4                 | 41                  | (7)              |  |
| 1990   | 1.2  | 1.4            | (1.8)            | 3                 | 44                  | (12)             |  |
| 1991   | 1.2  | 1.8            | (1.7)            | 3                 | 53                  | (12)             |  |
| 1992   | 0.8  | 1.6            | (1.9)            | 2                 | 45                  | (13)             |  |
| 1995*  | 0.4  | 2.3            | (2.2)            | 1                 | 61                  | (13)             |  |
| 1995** | 0.0  | 2.1            | (2.4)            | 0                 | 56                  | (15)             |  |
| 2000*  | (1.2)  | 2.8            | (2.9)            | (3)               | 61                  | (16)             |  |
| 2000** | (1.4)  | 2.0            | (3.7)            | (4)               | 45                  | (21)             |  |

\* Base-case assumptions.

\*\* Low-capacity/green demand assumptions.

**Table 7**  
**Distillation Surplus/(Deficit) in the Atlantic Basin  
(million barrels per day)**

|        | U.S.A | Western<br>Europe | Canada | Africa | Latin<br>America | Total |
|--------|-------|-------------------|--------|--------|------------------|-------|
| 1985   | (0.3) | 1.4               | 0.9    | 0.8    | 2.1              | 5.0   |
| 1986   | (0.9) | 0.8               | 1.0    | 0.7    | 2.0              | 3.6   |
| 1987   | (1.2) | 0.4               | 0.8    | 0.6    | 1.9              | 2.6   |
| 1988   | (1.5) | 0.2               | 0.7    | 0.7    | 1.9              | 2.0   |
| 1989   | (1.5) | (0.1)             | 0.6    | 0.5    | 1.9              | 1.3   |
| 1990   | (1.3) | (0.3)             | 0.6    | 0.6    | 1.6              | 1.2   |
| 1991   | (1.0) | (0.8)             | 0.7    | 0.6    | 1.6              | 1.2   |
| 1992   | (1.1) | (0.9)             | 0.7    | 0.6    | 1.5              | 0.8   |
| 1995*  | (1.2) | (0.9)             | 0.7    | 0.4    | 1.3              | 0.3   |
| 1995** | (1.6) | (0.7)             | 0.7    | 0.4    | 1.2              | 0.0   |
| 2000*  | (1.7) | (1.1)             | 0.6    | 0.2    | 0.8              | (1.2) |
| 2000** | (2.2) | (0.6)             | 0.6    | 0.2    | 0.6              | (1.4) |

\* Base-case assumptions.

\*\* Low-capacity/green demand assumptions.

expected light-end demand, as indicated by the development of a small potential surplus. (In the case of motor gasoline, the potential surplus is principally attributable to the expansion of oxygenate capacity and the increasing use of oxygenates, again primarily in the U.S.) In the case of middle distillates, we see that increased supplies and demand are expected to be relatively balanced. In contrast to the situation in earlier years, the endemic surplus at the heavy end of the barrel should not build appreciably.

Again, these expected potential surpluses or deficits are not indicators of impending physical surpluses or shortages of product, but rather are indicators of the expected pressures on the markets for those products. These product balances would lead us to conclude, however, that in the short to medium term, the returns to cracking will likely remain near recent levels, possibly declining slightly as a result of the absence of expectations of increasing tightness in light product supply and the lessening of the chronic residual fuel oil surplus that characterized product markets throughout the eighties.

Over the longer term, these balances are not particularly meaningful in that firm plans for upgrading capacity expansion beyond the mid-nineties are very limited. The data in Table 8 for the 1996-2000 period show that, if capacity additions were limited to the currently announced firm plans, substantial pressure on the refining system would come from the light products, as indicated by the emerging potential deficits. While substantially more upgrading capacity could easily come on-line in the 1996-2000 time-frame than is indicated here, the likely absence of substantial pressure on the refining system in the mid-nineties may well delay additional upgrading capacity so that such pressures do develop in the late nineties, thereby strengthening refiner economics.

The possible closure of substantial refining capacity in the U.S. as a consequence of the Clean Air Act legislation would tighten the product balances by 1995, thereby freeing margins. While the largest portion of the capacity that

might be shut down would be the least sophisticated, some upgrading capacity is also likely to disappear, causing some potential tightness, particularly in the middle distillate fraction.

With motor gasoline accounting for about one third of total oil demand in the Atlantic Basin region (and the region itself accounting for almost two thirds of the world's gasoline demand), the product balances are noteworthy for the region, in that there is no evidence that would lead to believe that more gasoline manufacturing capacity is needed in the short term. As discussed below, there are certainly some important quality considerations, but not necessarily quantity ones.

## 7. PRODUCT QUALITY: THE OVERRIDING CONSIDERATION

If the oil markets of the nineties are to be shaped by one underlying issue, that issue is product quality. Product quality

considerations are likely to influence both refining investment and profitability, as well as trade. In a large portion of the refining sector, the U.S. in particular, these quality considerations are determining most of the investment decisions, rendering much of the investment strictly as "defensive", made only to stay in business. Additionally, the associated costs of compliance threaten not only the profitability of many refiners, but also their viability.

The tightening of product quality standards is not confined to the U.S. Western Europe and much of the Far East are moving rapidly to phase out lead in motor gasoline and to dramatically reduce the sulfur in diesel and residual fuel oils. Although only the U.S. is committed to reformulated gasoline in the immediate future, other countries are not expected to be too far behind. And while they may not take reformulation as far as the U.S. will, it is likely that much of the U.S. model will be copied.

The quality issues will affect product trade in several ways. Most obviously, regions, countries, and/or refiners with existing quality-upgrading capacity (desulfurization capacity in particular) will be at a comparative competitive advantage. Second, differing quality standards between regions/countries lessens the homogeneity and fungibility of the product and reduces trading flexibility. The changing standards also create some opportunities for "niche markets" and create increased incentives for supplier-outlet ties.

One aspect of the U.S. Clean Air Act reformulated gasoline program that is expected to have substantial trade repercussions is the so-called anti-dumping provision. That provision prevents U.S. refiners from meeting reformulated gasoline standards in one part of

Table 8  
Global Product Balances  
(million barrels per day)

|                    | Change in Demand | Changes in Output from Additional Upgrading Capacity (a) | Crude Thruput | Change in Potential Surplus/(Deficit) |
|--------------------|------------------|--|---------------|---------------------------------------|
| <b>1991-1995</b>   |                  |  |               |                                       |
| Light Ends         | +1.43            | +0.89  | +0.79         | +0.25                                 |
| Middle Distillates | +1.74            | +0.54  | +1.21         | +0.01                                 |
| Fuel Oil           | +0.29            | -1.31  | +1.66         | +0.07                                 |
| Other Products     | +0.43            | +0.06  | +0.04         | (0.33)                                |
| Total(b)           | +3.89            | +0.12  | +3.77         |                                       |
| <b>1996-2000</b>   |                  |  |               |                                       |
| Light Ends         | +1.61            | +0.10  | +0.88         | (0.63)                                |
| Middle Distillates | +1.92            | +0.12  | +1.34         | (0.46)                                |
| Fuel Oil           | +0.36            | -0.23  | +1.86         | +1.27                                 |
| Other Products     | +0.29            | +0.01  | +0.10         | (0.18)                                |
| Total(b)           | +4.18            | +0.00  | +4.18         |                                       |

(a) Includes oxygenates and processing gain.  
(b) Excludes LPG and crude oil used for direct burning.

their pool (that is, increasing the quality to that part of the pool) at the expense of another part of the pool (that is, allowing the quality of the product to that part of the pool to decline). In terms of the regulations, a refiner's future gasoline quality in attainment areas (that is, areas not required to use reformulated gasoline) cannot deteriorate from the baseline quality supplied in 1990-1991. In even simpler terms, the benzene, butane, and/or aromatics removed from reformulated gasoline cannot be added to conventional (non-reformulated) gasoline. U.S. refiners contend that the anti-dumping provision puts them at a comparative disadvantage with offshore refiners, who in theory are not so constrained. The provision could also increase potential exports of certain components from the U.S., in particular higher-octane/higher-aromatic reformate.

## 8. CONCLUSIONS

Our assessment for refining through the year 1995 calls for a strengthening market for existing capacity, particularly capacity to make higher quality product. The distillation balance will remain

relatively tight by historical standards, and gross margins can be expected to be roughly in line with those in 1991, that is slightly higher than those in 1992, which we believe were adversely influenced by factors not likely to continue or recur.

Given current capacity expansion plans and reasonable demand expectations, there is little evidence to support a contention that margins will either be substantially stronger or weaker in 1995 than in recent years. One possible factor, however, does threaten to tighten the balance substantially with resultingly stronger refinery margins—that is, the potential closure of substantial portions of U.S. refining capacity as a result of costs stemming from compliance with the Clean Air Act provisions. Beyond 1995, potential closures in the U.S. become increasingly likely.

On a regional basis, the historical potential surplus in the Atlantic Basin should all but disappear by 1995, enhancing the likelihood that refinery utilization and/or product imported from outside the region will increase. The potential deficit in the Asia-Pacific region should continue to

grow despite substantial increase in capacity. The Middle East's role as the swing supplier both east and west should grow with its potential surplus.

The Latin American and Caribbean subregion will remain in potential surplus, and its role as a potential supplier within the Atlantic Basin, as well as into the Asia-Pacific region, should increase. Latin American and Caribbean refiners with the capability to meet higher-quality product specifications in the U.S. and Western Europe will be competitively well placed to capture some of the economic rent that implicitly will accompany the tightening of the refining balance in those two subregions. ♦

## NOTES

1. Throughout this paper, unless otherwise noted, all data and analysis refer to what were formerly known as the market economies, that is, the world excluding the centrally planned economies (CPEs).
2. Catalytic cracker equivalence is calculated using the following factors: catalytic cracking = 1.0; hydrocracking = 1.3; coking = 2.0; and visbreaking/thermal cracking = 0.5.
3. "The World Long-Term Oil and Energy Outlook to 2010," Petroleum Economics Limited, December 1992.

| Year | Table A<br>Global Crude Distillation Balance*<br>(million barrels per day) |                               |                  |                        |        |                             |
|------|--|-------------------------------|------------------|------------------------|--------|-----------------------------|
|      | Crude Distillation Capacity  | Potential Refinery Output (a) | Other Supply (b) | Total Potential Supply | Demand | Potential Surplus/(Deficit) |
| 1980 | 66.4   | 56.4                          | 6.2              | 62.6                   | 49.2   | 13.4                        |
| 1981 | 65.8   | 56.2                          | 6.3              | 62.5                   | 47.4   | 15.1                        |
| 1982 | 63.0   | 54.7                          | 6.4              | 61.1                   | 45.8   | 15.3                        |
| 1983 | 60.0   | 52.3                          | 6.4              | 58.7                   | 45.5   | 13.2                        |
| 1984 | 58.2   | 50.2                          | 6.6              | 56.8                   | 46.5   | 10.3                        |
| 1985 | 57.1   | 48.5                          | 6.5              | 55.0                   | 47.2   | 7.8                         |
| 1986 | 56.6   | 48.1                          | 6.5              | 54.6                   | 48.7   | 5.9                         |
| 1987 | 56.7   | 48.2                          | 6.5              | 54.7                   | 49.9   | 4.8                         |
| 1988 | 56.8   | 48.3                          | 6.4              | 54.7                   | 51.7   | 3.0                         |
| 1989 | 56.8   | 48.3                          | 6.6              | 54.9                   | 53.2   | 1.7                         |
| 1990 | 56.8   | 48.4                          | 6.6              | 54.9                   | 54.0   | 0.9                         |
| 1991 | 57.6   | 49.0                          | 6.7              | 55.7                   | 54.4   | 1.3                         |
| 1992 | 58.2   | 49.4                          | 6.9              | 56.3                   | 55.9   | 0.4                         |

\* Excludes the former centrally planned economies.  
(a) Based on mean-year capacity operated at an assumed 85% utilization rate.  
(b) Includes NGLs, alcohol and other hydrocarbons, crude oil used as fuel, and processing gain.

**Table B**  
**Global Oil Demand**  
(million barrels per day)

|                       | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1995 | 2000 | — Base — | — Green — |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|----------|-----------|
|                       | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1995 | 2000 | 1995     | 2000      |
| <b>OECD</b>           |      |      |      |      |      |      |          |           |
| U.S.A.                | 17.0 | 16.7 | 17.0 | 17.3 | 17.5 | 18.2 | 17.2     | 17.6      |
| West Europe           | 13.1 | 13.4 | 13.6 | 13.7 | 13.8 | 14.2 | 13.6     | 13.5      |
| Japan                 | 5.2  | 5.3  | 5.4  | 5.5  | 5.7  | 5.9  | 5.7      | 5.7       |
| Other                 | 2.5  | 2.3  | 2.4  | 2.4  | 2.4  | 2.6  | 2.4      | 2.4       |
| Subtotal              | 37.8 | 37.8 | 38.4 | 38.9 | 39.3 | 40.8 | 38.9     | 39.1      |
| <b>Former CPEs</b>    |      |      |      |      |      |      |          |           |
| Ex U.S.S.R.           | 8.4  | 8.2  | 7.2  | 6.3  | 6.5  | 7.5  | 6.5      | 7.4       |
| East Europe           | 1.3  | 1.2  | 1.1  | 1.1  | 1.2  | 1.4  | 1.2      | 1.4       |
| China                 | 2.4  | 2.5  | 2.6  | 2.7  | 3.0  | 3.5  | 3.0      | 3.5       |
| Subtotal              | 12.0 | 11.9 | 10.9 | 10.1 | 10.7 | 12.4 | 10.7     | 12.3      |
| <b>Other Non-OECD</b> |      |      |      |      |      |      |          |           |
| Latin America         | 5.3  | 5.4  | 5.5  | 5.7  | 5.9  | 6.8  | 5.9      | 6.7       |
| Africa                | 2.1  | 2.1  | 2.2  | 2.2  | 2.4  | 2.8  | 2.4      | 2.8       |
| Middle East           | 3.3  | 3.3  | 3.6  | 3.7  | 3.8  | 4.5  | 3.8      | 4.4       |
| Asia-Pacific          | 5.6  | 5.8  | 6.3  | 6.7  | 7.1  | 8.5  | 7.1      | 8.3       |
| Subtotal              | 16.3 | 16.6 | 17.6 | 18.3 | 19.2 | 22.6 | 19.2     | 22.2      |
| <b>WORLD</b>          |      |      |      |      |      |      |          |           |
| 66.1                  | 66.3 | 66.9 | 67.3 | 69.2 | 75.8 | 68.8 | 73.6     |           |
| (excluding CPEs) 54.1 | 54.4 | 56.0 | 57.2 | 58.5 | 63.4 | 58.1 | 61.3     |           |

**TABLE C**  
**THE GLOBAL DISTILLATION BALANCE**  
(million barrels per day)

|  | 1985 | 1986 | 1987 | 1988  | 1989  | 1990  | 1991  | 1992  | Base  | Alternative* |
|--|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
|  |      |      |      |       |       |       |       |       | 1995  | 2000         |
| <b>Capacity</b>                              |      |      |      |       |       |       |       |       |       |              |
| Atlantic Basin                               | 39.5 | 39.2 | 39.0 | 39.2  | 39.1  | 38.7  | 38.9  | 39.0  | 39.5  | 39.9         |
| Middle East                                  | 3.8  | 3.9  | 4.2  | 4.3   | 4.5   | 4.8   | 5.0   | 5.1   | 6.0   | 7.0          |
| Asia/Pacific                                 | 13.8 | 13.5 | 13.5 | 13.3  | 13.2  | 13.3  | 13.7  | 14.1  | 15.1  | 16.2         |
| Total  | 57.1 | 56.6 | 56.7 | 56.8  | 56.8  | 56.8  | 57.6  | 58.2  | 60.6  | 63.1         |
| <b>Potential Output (at 85% utilization)</b> |      |      |      |       |       |       |       |       |       |              |
| Atlantic Basin                               | 33.6 | 33.3 | 33.2 | 33.3  | 33.2  | 32.9  | 33.0  | 33.2  | 33.5  | 33.9         |
| Middle East                                  | 3.2  | 3.3  | 3.6  | 3.7   | 3.8   | 4.0   | 4.3   | 4.3   | 5.1   | 6.0          |
| Asia/Pacific                                 | 11.7 | 11.5 | 11.5 | 11.3  | 11.2  | 11.3  | 11.7  | 11.9  | 12.8  | 13.8         |
| Total  | 48.5 | 48.1 | 48.2 | 48.3  | 48.3  | 48.3  | 49.0  | 49.4  | 51.5  | 53.6         |
| <b>Other Supply**</b>                        |      |      |      |       |       |       |       |       |       |              |
| Atlantic Basin                               | 4.4  | 4.5  | 4.5  | 4.6   | 4.7   | 4.7   | 4.7   | 4.8   | 5.2   | 5.6          |
| Middle East                                  | 0.9  | 0.8  | 0.8  | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.8   | 0.8   | 1.0   | 1.3          |
| Asia/Pacific                                 | 1.2  | 1.2  | 1.2  | 1.1   | 1.2   | 1.2   | 1.2   | 1.3   | 1.5   | 1.5          |
| Total  | 6.5  | 6.5  | 6.5  | 6.4   | 6.6   | 6.6   | 6.7   | 6.9   | 7.7   | 8.4          |
| <b>Total Supply</b>                          |      |      |      |       |       |       |       |       |       |              |
| Atlantic Basin                               | 38.0 | 37.8 | 37.7 | 37.9  | 37.9  | 37.6  | 37.7  | 38.0  | 38.7  | 39.5         |
| Middle East                                  | 4.1  | 4.1  | 4.4  | 4.4   | 4.5   | 4.7   | 5.1   | 5.1   | 6.1   | 7.3          |
| Asia/Pacific                                 | 12.9 | 12.7 | 12.7 | 12.4  | 12.4  | 12.5  | 12.9  | 13.2  | 14.3  | 15.3         |
| Total  | 55.0 | 54.6 | 54.7 | 54.7  | 54.9  | 54.9  | 55.7  | 56.3  | 59.2  | 62.0         |
| <b>Demand</b>                                |      |      |      |       |       |       |       |       |       |              |
| Atlantic Basin                               | 33.0 | 34.2 | 35.1 | 35.9  | 36.6  | 36.4  | 36.5  | 37.2  | 38.4  | 40.8         |
| Middle East                                  | 3.0  | 3.0  | 3.0  | 3.1   | 3.2   | 3.3   | 3.3   | 3.6   | 3.8   | 4.5          |
| Asia/Pacific                                 | 11.2 | 11.5 | 11.8 | 12.7  | 13.4  | 14.3  | 14.6  | 15.2  | 16.5  | 18.2         |
| Total  | 47.2 | 48.7 | 49.9 | 51.7  | 53.2  | 54.0  | 54.4  | 55.9  | 58.5  | 63.5         |
| <b>Surplus/ (Deficit)</b>                    |      |      |      |       |       |       |       |       |       |              |
| Atlantic Basin                               | 5.0  | 3.6  | 2.6  | 2.0   | 1.3   | 1.2   | 1.2   | 0.8   | 0.3   | (1.2)        |
| Middle East                                  | 1.1  | 1.1  | 1.4  | 1.3   | 1.3   | 1.4   | 1.8   | 1.6   | 2.3   | 2.8          |
| Asia/Pacific                                 | 1.7  | 1.2  | 0.9  | (0.3) | (1.0) | (1.8) | (1.7) | (1.9) | (2.2) | (2.9)        |
| Total  | 7.8  | 5.9  | 4.8  | 3.0   | 1.7   | 0.9   | 1.3   | 0.4   | 0.5   | (1.4)        |

\* The alternative scenario implies "low" refining capacity and other supply, along with low or "green" demand assumptions.

\*\* Includes NGLs from gas processing plants, oxygenates and other hydrocarbons, crude oil used as fuel, and processing gain.

# Prospectiva Eléctrica en el MERCOSUR\*

Graciela Díaz de Hasson\*\*

## 1. LA CONFORMACION DEL MERCOSUR Y LA INTEGRACION ELECTRICA DE LA REGION

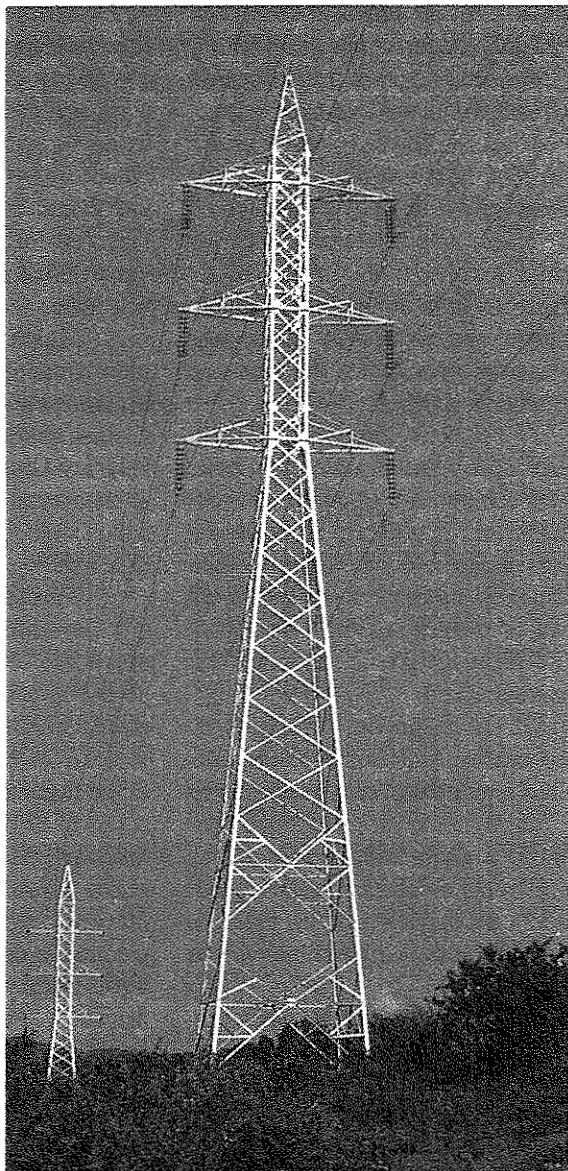
El nacimiento de los estados nacionales en América Latina fue acompañado desde sus orígenes por la concepción integracionista de los líderes de la independencia. En el presente siglo, una serie de organizaciones de naturaleza y propósito muy diversos aportaron a la integración continental.<sup>1</sup>

Sin embargo, las dificultades en el proceso de integración económica se profundizaron en la década de los sesenta y llevaron a los países a buscar otras modalidades de integración: cubriendo áreas geográficas más reducidas o a partir de esfuerzos sectoriales. Como resultado de esta estrategia surgieron nuevas organizaciones: el Pacto Andino, la Asociación de Libre Comercio del Caribe (CARIFTA) y luego el la Comunidad del Caribe (CARICOM) y el Sistema Económico Latinoamericano (SELA).

En el área energética, el acercamiento de los países latinoamericanos ha sido creciente desde mediados de la década de los sesenta, promoviendo la constitución de entes específicos de cooperación y coordinación, como son la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL).

Con esos antecedentes y en este contexto se sellaron los acuerdos para la constitución del Mercado Común del Sur (MERCOSUR), con la firma del Tratado de Asunción en marzo de 1991 por los presidentes de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. En él se establece que el 1ro de enero de 1995 deberá encontrarse definitivamente conformado un Mercado Común que integrará los espacios económicos de los cuatro países del sur americano.

El espíritu que anima a los países signatarios del Tratado es potenciar el desarrollo de sus propias economías, acoger la incorporación de otros países de la región y mejorar su inserción internacional. En particular, este proceso posibilitará una mayor cooperación con otros bloques de países, ya sean regionales o extrarregionales.



\* Trabajo basado en el "Estudio Prospectivo de la Demanda y Oferta de Energía Eléctrica en el MERCOSUR", realizado por el IDEE/FB en el marco del Proyecto ARG/87/014 entre el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto de la República Argentina y el PNUD, con la participación de D. Bouille, G. Hasson, H. Pistonesi, R.A. Hasson, F. Groisman, C. Suárez y H. Dubrovsky.

\*\* Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche, Argentina

La integración económica en MERCOSUR requerirá una adecuación de sus sistemas energéticos y especialmente de los subsistemas de energía eléctrica. Es precisamente en el área eléctrica donde los países del MERCOSUR tienen importantes antecedentes de cooperación.

La integración de sus sistemas eléctricos ha sido persistente y merece destacarse junto con otros esfuerzos realizados en América Latina, como el Proyecto Energético del Istmo Centroamericano (PEICA) y los estudios para la interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano.

Las primeras interconexiones entre los sistemas eléctricos de los países del MERCOSUR surgieron de negociaciones bilaterales encaminadas a solucionar problemas de abastecimiento en áreas de frontera, generalmente aisladas de los sistemas eléctricos principales del país que presentaba el déficit.

Por la tensión en la que fueron realizadas y por su ubicación, estas interconexiones no pueden considerarse como el primer paso hacia una real integración de los sistemas eléctricos troncales de los países del área, no obstante su importancia para solucionar los problemas locales de abastecimiento.

Este tipo de vínculo y de cooperación entre los sistemas eléctricos seguramente se acrecentarán en el futuro, como un mecanismo adecuado para la resolución de los problemas de abastecimiento eléctrico a ambos lados de las extensas fronteras entre los países miembros del MERCOSUR.

Históricamente, las interconexiones en extra alta tensión entre los sistemas troncales de la región estuvieron subordinadas a la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos compartidos. Por este motivo puede afirmarse que las centrales binacionales constituyen los antecedentes más significativos de integración eléctrica en el MERCOSUR.

Los cuatro países comparten, junto con Bolivia, la Cuenca del Plata, una de las más extensas y caudalosas de América del Sur.<sup>2</sup> Esta cuenca incluye el 38% de la superficie continental de Argentina, el 17% del territorio brasileño, el 80% de la superficie de Uruguay y el 100% del territorio paraguayo. Los dos ríos más caudalosos de la cuenca, el Paraná y el Uruguay, constituyen parte de sus fronteras.

El interés en aprovechar económicamente las posibilidades que ofrecen estos cursos de agua se eleva a principios de siglo. Desde entonces se han hecho numerosos estudios, inicialmente encarados individualmente por los países y luego en forma conjunta a medida que se avanzaba en los acuerdos bilaterales.

Hasta el momento se han identificado, a partir de estudios binacionales, nueve aprovechamientos hidroeléctricos sobre los ríos Paraná y Uruguay, de los cuales dos se encuentran en operación (Itaipú<sup>3</sup> y Salto Grande<sup>4</sup>) y uno en construcción (Yacyretá<sup>5</sup>).

Parece interesante destacar que las centrales actualmente en operación representan el 53% del potencial compartido, cifra que se elevará al 66% a partir de la entrada en servicio comercial de Yacyretá. Desde el punto de vista de su impacto sobre el abastecimiento eléctrico nacional, en 1973 -cuando se firmaron los Acuerdos y Tratados que dieron origen a las obras- la producción esperada de las centrales binacionales a la que cada país tenía derecho<sup>6</sup> representaban el 62% de la generación eléctrica total de Argentina y Brasil, el 140% de la de Uruguay y 142 veces la generación total de Paraguay en ese momento.

En el largo proceso de negociaciones que emprendieron los países para el aprovechamiento de los cursos de agua compartidos, la estrategia elegida fue privilegiar los

acuerdos bilaterales a los multilaterales, en un marco de cooperación y buena voluntad de los restantes países de la cuenca directa o indirectamente afectados por la realización de las obras.

La conformación del MERCOSUR permite la revisión de esta estrategia en un marco de acuerdos multilaterales. La integración de los sistemas eléctricos nacionales avanzará, seguramente, en un espectro más amplio, no viéndose restringida al aprovechamiento de los recursos compartidos y permitiendo la cooperación entre países no limítrofes.

Como resultado del proceso histórico, actualmente los sistemas troncales argentino y uruguayo, por un lado, y el brasileño y paraguayo, por otro, se encuentran interconectados en muy alta tensión, permitiendo una operación coordinada de los parques de generación. Sin embargo, las asimetrías en el tamaño y las características del equipamiento limitan el alcance de la ayuda mutua frente a emergencias de los sistemas nacionales.

Los sistemas eléctricos brasileño y argentino aún no están interconectados, si bien ambos países han analizado esta posibilidad, primero en vinculación con la construcción de los aprovechamientos hidroeléctricos del Alto Uruguay (Garabí, Roncador y San Pedro) y más recientemente el anticipo de la interconexión a la construcción de las centrales compartidas.

El proceso de constitución del MERCOSUR permitiría cambiar el enfoque tradicional con el que se analizaron históricamente estas obras. En primer lugar, podría profundizarse la integración eléctrica con la coordinación de la operación de los embalses en la región, lo cual redundaría en un incremento de la energía hidroeléctrica firme, beneficio importante en una región

donde el 86% de la producción eléctrica corresponde a centrales hidráulicas. En segundo lugar, el proceso de integración podría favorecer una mayor coordinación de la expansión de los sistemas, permitiendo eventualmente el desplazamiento de inversiones. Finalmente, y no menos importante, la coordinación de las políticas energéticas en el MERCOSUR podría reducir el requerimiento de inversiones en el sector eléctrico, promoviendo un uso más racional de los recursos energéticos regionales.

Dado lo reciente del proceso de integración del MERCOSUR, los planes nacionales para el sector eléctrico no incluyen, en general, los impactos que este proceso tendrá tanto sobre la demanda como sobre el abastecimiento eléctrico. Por lo tanto, parece oportuno analizar prospectivamente los efectos de la constitución del Mercado Común del Sur sobre la evolución de los sistemas eléctricos nacionales.

Desde el punto de vista de la demanda eléctrica importa analizar:

- los efectos de la mera interconexión de los sistemas eléctricos debidos a la diversidad de cargas;
- los impactos de la constitución del MERCOSUR sobre el nivel de actividad económica de los países miembros y, consecuentemente, sobre la demanda de electricidad; y
- el cambio en el papel asignado a la electricidad en la satisfacción de los requerimientos energéticos, que el mercado común podría facilitar.

En lo que se refiere al abastecimiento eléctrico, el grado de complementariedad hidrológica y tecnológica de la oferta prevista por los países tendrá un importante efecto sobre el posible intercambio de electricidad entre los sistemas nacionales.

Un elemento que resulta de especial interés en este análisis es que el proceso de integración se superpone a la reestructuración institucional y regulatoria de los sistemas energéticos, especialmente en Argentina. Bajo las nuevas reglas de juego, los aspectos institucionales pueden afectar el aprovechamiento integral de los beneficios potenciales que presenta a las partes la integración eléctrica, y su influencia debería ser especialmente contemplada en el diseño del proceso de integración eléctrica.

***La integración económica en MERCOSUR requerirá una adecuación de sus sistemas energéticos y especialmente de los subsistemas de energía eléctrica. Es precisamente en el área eléctrica donde los países del MERCOSUR tienen importantes antecedentes de cooperación***

Argentina como en Brasil, un proceso de planeamiento eléctrico centralizado a pesar de la compleja estructura institucional que caracterizaba ambos sistemas, con participación de numerosos entes con diferente dependencia jurisdiccional.

Al margen de los problemas surgidos en los últimos años para enfrentar las inversiones del programa de obras y las consiguientes demoras en su habilitación, el proceso de planeamiento en ambos países culminó con la realización de la mayor parte

de las obras previstas. Este proceso condujo al MERCOSUR a basar su abastecimiento eléctrico fundamentalmente en la hidroelectricidad, lo cual le confiere una característica claramente diferenciada con respecto a otras regiones del mundo.

Uruguay y Paraguay, por su parte, han mantenido también la tradición del planeamiento eléctrico centralizado, si bien el abastecimiento de sus respectivas demandas se vio fuertemente impactado por la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales (Salto Grande, Itaipú y Yacyretá).

En la actualidad, los cuatro países enfrentan situaciones muy diferenciadas en cuanto a las perspectivas de sus respectivos sistemas eléctricos.

En lo que se refiere a Argentina, los recientes cambios institucionales introducidos en el sector eléctrico en particular y en el sector energético en general

## 2 LOS PLANES NACIONALES PARA EL SECTOR ELECTRICO

Los cuatro países del MERCOSUR tienen una larga experiencia en la realización de planes eléctricos, que en el pasado han signado la evolución de sus respectivos sistemas y sirvieron de base a las negociaciones entre los países para los estudios y construcción de obras eléctricas binacionales en el área del MERCOSUR.

Sin embargo, las características propias de cada uno de los sistemas eléctricos, su dotación de recursos energéticos y últimamente los cambios institucionales y regulatorios han afectado en forma diferencial al planeamiento eléctrico.

En el pasado, la disponibilidad de recursos hidroeléctricos y la firme política estatal de incrementar su uso indujeron, tanto en

modifican sustancialmente el proceso de planeamiento y la previsibilidad sobre la evolución futura de la oferta eléctrica.

La delegación de la responsabilidad de incrementar la oferta eléctrica a actores privados invalida totalmente el planeamiento normativo tradicional y obliga a revisar criterios anteriormente aceptados para la elección de las obras, incluyendo el diseño de las centrales hidroeléctricas, la actitud frente al riesgo de no abastecer la demanda y la aparición de objetivos conflictivos en el interior de la propia cadena eléctrica.

sus fases, aún en el muy largo plazo, encontrándose en desarrollo y pronto a su aparición el Plano 2015.

En este contexto del planeamiento eléctrico de los países del MERCOSUR se inserta este análisis prospectivo de los impactos de la integración de la región sobre la evolución de sus sistemas eléctricos.

La evolución del parque de generación eléctrica en el mediano plazo (hasta el año 2000) está fuertemente condicionada por las obras actualmente en ejecución, especialmente obras hidroeléctricas que constituyen el grueso de las incorporaciones previstas en Argentina.

cuatro países de la región en el último quinquenio afectaron tanto la evolución de la demanda eléctrica como la situación económico-financiera de las empresas del sector.

El único país de la región que mantuvo un alto ritmo de crecimiento durante los últimos años es Paraguay, debido a la importante expansión en la cobertura del servicio.

La incertidumbre creciente sobre la evolución de los consumos eléctricos en el futuro llevó a que cada país hiciera frecuentes reajustes en sus proyecciones y programas de obras.

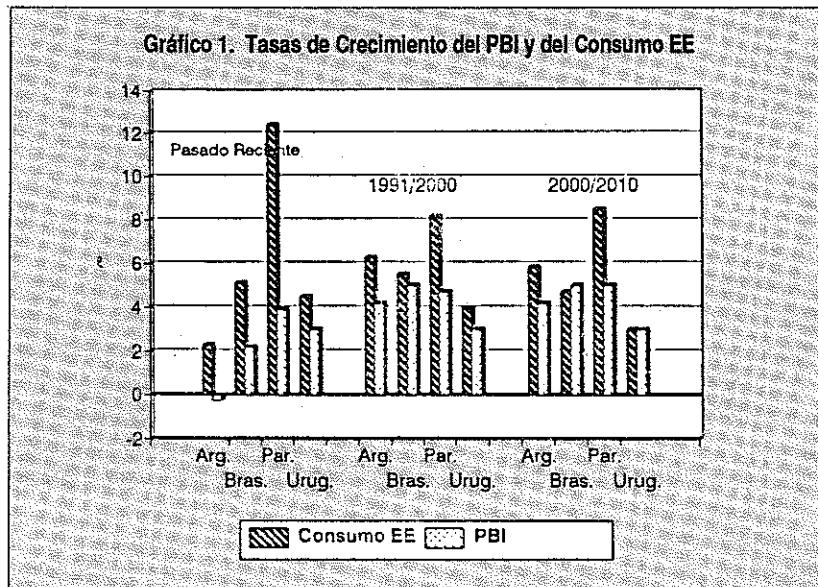
Las previsiones más actualizadas realizadas en cada país hasta el fin de la década fueron intercambiadas en el marco del Grupo Mercosur (Subgrupo de Trabajo No. 9) y se presentan el Gráfico 1.

Los valores consignados para el período 2000-2010 en el Gráfico 1 corresponden a proyecciones provistas por los países en el caso de Argentina y Uruguay, y estimadas para Brasil y Paraguay sobre la base de planes anteriores o extrapolando la tendencia prevista para el período 1995-2000.

Como puede observarse, todos los países suponen una recuperación del crecimiento económico después del período récesivo sufrido en los últimos años, con el consiguiente incremento en los consumos eléctricos. La recuperación prevista por Argentina es superior a la esperada por los restantes países del área e implica revertir la tendencia observada durante toda la década de los ochenta y retomar la senda de crecimiento del comienzo de los años setenta.

Pero el Gráfico 1 refleja también algunas de las estrategias definidas por los países con respecto a sus sistemas eléctricos. Tanto en Brasil como en Uruguay se evidencia la intención de reducir la intensidad eléctrica de la actividad económica. En ambos casos, se hace hincapié en

Gráfico 1. Tasas de Crecimiento del PBI y del Consumo EE



Esta nueva organización del sector eléctrico argentino incrementa la incertidumbre sobre su evolución futura y muy especialmente en lo que se refiere a la estructura de la oferta más allá del año 2000, una vez que entren en servicio las obras actualmente en construcción.

En el caso de Brasil, si bien existen propuestas de reestructuración institucional, aún no están totalmente definidos ni su alcance ni su impacto sobre las políticas energéticas y sobre la estructura de oferta eléctrica en el futuro. El proceso de planeamiento se mantiene en todas

tina, Brasil y Paraguay. Este no es exactamente el caso de Uruguay donde el programa de incorporación de centrales térmicas previsto en el Plan de Referencia 1991/2000 podría sufrir modificaciones dependiendo de la evolución de la demanda eléctrica y de las oportunidades que le brinde la integración con el resto de los sistemas del MERCOSUR.

La mayoría de las obras actualmente en ejecución fueron iniciadas bajo previsiones optimistas sobre el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica. Pero los vaivenes que sufrieron las economías de los

los programas de conservación y uso racional de la energía (URE), a lo cual se adiciona, en el caso brasileño, una menor expansión que en el pasado de las industrias electrointensivas.

Paraguay también ha definido una política de promoción de URE, pero la necesidad de continuar expandiendo la cobertura del servicio y de promover la sustitución de otras fuentes por hidroelectricidad, que dispone en abundancia, lo llevan a prever altas tasas de crecimiento del consumo y convierten a su sistema eléctrico en el de más alto crecimiento previsto en la región.

Si bien Argentina también tiene un programa de URE, su impacto no se refleja en las proyecciones oficiales del consumo.

En lo que se refiere a la oferta, Brasil ha definido su intención de continuar utilizando los abundantes recursos hidroeléctricos que dispone; de incrementar progresivamente la participación de la generación térmica convencional para avanzar en el dominio tecnológico e industrial de esta tecnología y a la vez desarrollar sus reservas de carbón mineral en el sur del país; y de reducir el ritmo de su programa nuclear.

La oferta de Paraguay está totalmente definida con las centrales hidroeléctricas binacionales (en operación y en construcción). Los excedentes del sistema paraguayo provenientes de estas obras, que en el año 2000 superarán en casi siete veces a su demanda interna, lo convierten en el sistema exportador por excelencia dentro de la región. Estos excedentes, tal como está convenido en los respectivos tratados binacionales que dieron origen a las obras, resultan importantes y están previstos en el abastecimiento de las demandas de los países copropietarios (Brasil y Argentina).

El abastecimiento del sistema uruguayo seguirá manteniendo la preponderancia hidroeléctrica,

especialmente hasta el año 2000, con el incremento de sus derechos sobre la generación de Salto Grande en 1995. Pero la variabilidad de los aportes hidráulicos, tanto en Salto Grande como en las centrales nacionales, lo obliga a contar con un equipamiento térmico que garantice el abastecimiento en años hidrológicos magros. En la próxima década, ya se requerirá un aporte adicional de energía bajo cualquier condición hidrológica. Si bien se continúan los estudios para analizar el potencial hidroeléctrico disponible, sea este estrictamente nacional o compartido, las soluciones más probables serían la instalación de centrales térmicas, a menos que la integración en el MERCOSUR permita acordar una solución más conveniente.

En el caso de Argentina la evolución de la oferta hasta el año 2000 está totalmente definida por las obras actualmente en construcción (Piedra del Águila, Yacyretá, Pichi Picún Leufú y Atucha II). Con posterioridad al año 2000, la expansión del sistema resultará del funcionamiento bajo el nuevo régimen institucional y regulatorio, es decir dependerá exclusivamente de las decisiones que adopten los inversionistas privados ante el retiro del Estado de la industria eléctrica.

Como consecuencia de la inexistencia de planes oficiales a largo plazo, se analizó la probable evolución del parque en función de la competitividad de los distintos tipos de equipamiento para atender el incremento previsto de la demanda - incluyendo centrales hidroeléctricas y térmicas convencionales-, bajo las condiciones que impone el nuevo régimen institucional y regulatorio del sector.

Evidentemente, la competitividad de los aprovechamientos hidroeléctricos depende fuertemente de la rentabilidad esperada por los generadores (tasa de descuento) y del

precio futuro de los combustibles para centrales eléctricas.

Con respecto a los precios de los combustibles, es esperable que los precios internos en el futuro se alineen con los internacionales como resultado de la "desregulación" del sector, aún cuando el combustible utilizado sea el gas natural. En consecuencia, se supuso para el gas un precio equivalente al 80% del crudo y se hicieron hipótesis sobre la probable evolución del precio internacional del crudo.

De las alternativas de precio de combustible analizadas (entre US\$16 y US\$24 por barril), la primera corresponde a valores similares a los actualmente vigentes en el país, en tanto que las otras dos reflejan estimaciones conservadoras sobre los probables precios del petróleo en la próxima década.<sup>7</sup>

No se supuso ningún tipo de limitación sobre la oferta interna de combustible, en el supuesto que, frente a déficits de producción local, se recurriría a la importación. Esto podría darse tanto en el gas natural (importación desde Bolivia) como en el fuel oil, que actualmente los generadores privados están importando desde Perú. En el caso de recurrir a combustible importado, su precio para las centrales eléctricas sería superior al previsto ya que deberían tomarse precios CIF en lugar de FOB y considerar adicionalmente los costos de internalizarlos (transporte, impuestos, etc.).

Pero el punto más crítico en la definición de las centrales hidroeléctricas lo constituye, sin lugar a dudas, la tasa de descuento utilizada. Si bien se analizaron distintas variantes (entre el 8% y el 24%) se optó por una tasa del 12%, que por tratarse de un análisis sin escalamiento de costos corresponde a una rentabilidad alta con respecto a los costos internacionales actuales del dinero y supera en un 50% la rentabilidad que históricamente el

Estado Argentino garantizó a las empresas eléctricas en las respectivas concesiones, sean éstas públicas o privadas.

Los resultados de este análisis muestran que, tal como fueron proyectados, pocos aprovechamientos hidroeléctricos mantienen su competitividad frente a la opción térmica (ciclo combinado o turbinas de gas dependiendo de los factores de utilización ya que las turbinas a vapor no pueden competir con los ciclos combinados).

Las obras hidroeléctricas han sido proyectadas para su inserción en un sistema con diferentes normas de funcionamiento (regulación de las transacciones en el mercado mayorista) y con unicidad en el criterio de decisión a lo largo de la cadena eléctrica.

Bajo las condiciones históricas el diseño de los aprovechamientos hidroeléctricos tendía a maximizar el aprovechamiento del recurso hidráulico, sustituyendo combustible mientras el costo de generación hidroeléctrica fuera menor al costo de la energía térmica sustituida. Estos criterios de diseño, que se basaban en el interés de las empresas integradas en reducir sus costos totales para abastecer la demanda final, indujeron el empuntamiento de las centrales hidroeléctricas hasta el punto de garantizar el turbinado de agua en años hidrológicamente ricos.

La consecuencia directa de estos criterios de diseño es que la generación hidroeléctrica real puede variar sensiblemente de un año a otro en función de las condiciones hidrológicas, siendo compensadas las diferencias con generación térmica que actúa como "pulmón".

A partir de los recientes cambios institucionales y regulatorios introducidos en el sector eléctrico, estos criterios de decisión ya no mantienen su validez.

En primer lugar, ya no existe unicidad de criterio a lo largo de la cadena eléctrica, en la medida en que los intereses de los generadores se oponen a los de los distribuidores (maximización del precio mayorista vs. su minimización).

En segundo lugar y en la medida en que una porción importante de las transacciones mayoristas se canalicen a través del mercado "spot", las variaciones en la disponibilidad hidroeléctrica inducirán fuertes oscilaciones en los precios en ese mercado afectando los ingresos de todos los generadores, incluidos los hidroeléctricos.

El generador hidráulico, al tender a maximizar su beneficio, y por lo tanto sus ingresos ya que sus costos son prácticamente fijos, estará dispuesto a aprovechar energía secundaria en la medida en que su impacto sobre los costos térmicos no reduzca sus ingresos totales esperados en el largo plazo. De esta forma, el principio de máxima utilización de los recursos hidráulicos puede ser severamente cuestionado, dependiendo del impacto que el aprovechamiento tenga sobre el conjunto del mercado mayorista.

En consecuencia, con la nueva organización del sector, el diseño de todos los proyectos hidroeléctricos debería ser revisado para realizar una evaluación más realista de su posible inserción en el sistema.

Este análisis fue parcialmente realizado para la central binacional de Corpus,<sup>8</sup> pero aún queda por hacerlo para el resto de los proyectos. Esto afecta especialmente a centrales de gran porte como las del Paraná Medio, que en la comparación realizada a los fines de este trabajo aparecen con un diseño claramente desactualizado y para las cuales no se ha hecho una apropiación de los costos comunes a otros propósitos.

Pero más allá de los necesarios ajustes en el diseño de los proyectos, aparecen en el largo plazo

dos elementos que hacen a la viabilidad misma de la construcción de centrales hidroeléctricas en el futuro.

La participación de inversionistas privados en el sector eléctrico argentino hasta el momento se ha limitado a la adquisición de activos existentes y, por lo tanto, no existe aún indicación sobre su predisposición a hundir grandes capitales en el negocio eléctrico. Pero sí existen elementos de juicio a nivel internacional sobre las conductas de los inversionistas privados a este respecto. Las decisiones adoptadas en los Estados Unidos, Inglaterra y otros países europeos muestran con claridad que los inversionistas prefieren reducir la inversión inicial, aún a costa de mayores costos operativos, si esto disminuye el riesgo en el largo plazo. En este marco, es probable que se requiera algún tipo de acción especial por parte del Estado para promover la construcción de centrales hidroeléctricas en el futuro.

El otro elemento importante que deberá tenerse en cuenta en el análisis y diseño de instrumentos para incentivar la construcción de centrales hidroeléctricas, si es que se mantiene la política de promover el uso de los recursos hidroeléctricos por sobre los recursos no renovables, se refiere a la rentabilidad esperada por los inversionistas privados y al período de recuperación de capital.

Tratándose de obras de larga vida útil, se requiere reducir la incertidumbre sobre el futuro del negocio eléctrico para atraer inversionistas que acepten tasas razonables de rentabilidad y por tanto un período de recuperación del capital acorde con la duración de las instalaciones.

A partir de estas consideraciones puede afirmarse que la selección de obras de generación realizada en el presente trabajo para atender los incrementos de demanda del sistema argentino constituyen una alternativa razonable para el alcance

**Cuadro 1**  
**Evolución Prevista de los Sistemas Eléctricos del MERCOSUR**

|                        | Argentina |     | Brasil |     | Paraguay |     | Uruguay |     | MERCOSUR |     |
|------------------------|-----------|-----|--------|-----|----------|-----|---------|-----|----------|-----|
|                        | GWh       | %   | GWh    | %   | GWh      | %   | GWh     | %   | GWh      | %   |
| <b>1990</b>            |           |     |        |     |          |     |         |     |          |     |
| Consumo-Generación     | 43063     | 100 | 188979 | 100 | 2260     | 8   | 4712    | 99  | 239013   | 100 |
| • Hidroeléctrico       | 15730     | 37  | 158591 | 84  | 27051    | 100 | 4413    | 93  | 205785   | 86  |
| • Térmico convencional | 19983     | 46  | 3495   | 2   | 5        |     | 347     | 7   | 23829    | 10  |
| • Nuclear              | 7280      | 17  | 2237   | 1   |          |     |         |     | 9517     | 4   |
| Intercambio            | 70        | -   | 24656  | 13  | -24796   | 92  | -48     | 1   | -118     | -   |
| <b>2000</b>            |           |     |        |     |          |     |         |     |          |     |
| Consumo-Generación     | 79430     | 100 | 308343 | 100 | 5093     | 13  | 7067    | 100 | 399933   | 100 |
| • Hidroeléctrico       | 33468     | 42  | 237530 | 77  | 39120    | 100 | 5730    | 81  | 315849   | 79  |
| • Térmico Convencional | 22970     | 29  | 33771  | 11  | 5        |     | 1337    | 19  | 58082    | 15  |
| • Nuclear              | 13223     | 17  | 12780  | 4   |          |     |         |     | 26002    | 6   |
| Intercambio            | 9770      | 12  | 24262  | 8   | -34032   | 87  |         |     | -        |     |
| <b>2010</b>            |           |     |        |     |          |     |         |     |          |     |
| Consumo-Generación     | 150538    | 100 | 640849 | 100 | 10808    | 22  | 9497    | 100 | 811692   | 100 |
| • Hidroeléctrico       | 52943     | 35  | 503264 | 79  | 48770    | 100 | 6130    | 65  | 611113   | 75  |
| • Térmico Convencional | 67955     | 45  | 86234  | 13  | 4        |     | 3367    | 35  | 157560   | 20  |
| • Nuclear              | 13223     | 9   | 29797  | 5   |          |     |         |     | 43019    | 5   |
| Intercambio            | 16412     | 11  | 21554  | 3   | -37966   | 78  |         |     | -        |     |

del estudio, pero que requeriría un análisis profundo de las condiciones de funcionamiento del sistema en la próxima década para corroborar su viabilidad en el nuevo contexto institucional y regulatorio.

Por simple adición de las previsiones nacionales, la evolución esperada del MERCOSUR es la que se presenta en el Cuadro 1, donde los intercambios de energía entre los países corresponden exclusivamente al reparto de la generación de los aprovechamientos binacionales.

### 3. IMPACTOS DE LA INTEGRACION SOBRE LA DEMANDA ELECTRICA

Se analizaron tres tipos de efectos: a) el proveniente de la

interconexión eléctrica, que al contemplar la simultaneidad de las cargas impacta sobre las necesidades de reserva y la calidad del servicio; b) el impacto sobre las estrategias energéticas de los países, que podría modificar el papel asignado a la electricidad en la satisfacción de las necesidades energéticas; y c) el impacto sobre el nivel de actividad económica en cada país y su efecto sobre los consumos eléctricos.

#### a. Efectos de la Interconexión

El análisis de la influencia sobre la demanda máxima de potencia se realizó teniendo en cuenta los siguientes factores: diversidad estacional de cargas; diversidad horaria, a partir de la forma de las

curvas de carga típicas; y reducción de la carga simultánea a partir de la baja probabilidad de coincidencia en mes y día de las cargas máximas.

Desde el punto de vista estacional, en todos los países salvo Paraguay la demanda máxima de potencia se registra en el invierno, por lo cual puede afirmarse que la diversidad estacional es prácticamente despreciable (0,1% de la carga total) entre los cuatro países.

A pesar de la extensión del área geográfica que cubre el MERCOSUR y probablemente por el relativo menor ancho Este-Oeste de su franja de actividad económica principal, el análisis de la forma de las curvas de carga diarias típicas demostró que los picos de carga nocturna cotidiana en invierno se

*Las características actuales y futuras del equipamiento eléctrico en los países del MERCOSUR ofrecen grandes posibilidades de complementación y coordinación en el manejo de sus sistemas eléctricos*

presentan a la misma hora. Por ello no se acusaría ahorro por diversidad horaria en los diagramas cotidianos normales para la estación más cargada del año. La situación es diferente en el verano, donde sí hay diversidad horaria.

No obstante, la improbable simultaneidad (mensual, diaria y horaria) de las cargas máximas anuales permitió estimar en 1,3% la diferencia entre la suma de cargas máximas anuales nacionales y la simultánea esperada. Este porcentaje, aún siendo reducido, permite prever un ahorro de la reserva conjunta del orden de los 1.000 MW en el 2000 y de 1.900 MW en el 2010. El ahorro conjunto total de inversiones por este concepto estaría alrededor de los US\$360 millones y US\$660 millones en esos mismos años, valorizando la potencia de reserva a costo de turbinas de gas.

La calidad de servicio aumentaría por efectos de la interconexión mucho más de lo que parecen indicar estas cifras, ya que la forma de las curvas de carga no es exactamente igual en todos los países y la ganancia por diversidad es muy superior fuera de la hora del pico nocturno y en otras estaciones del año. Adicionalmente, el aumento de escala del parque generador le daría al conjunto una mayor estabilidad en caso de fallas intempestivas por la menor incidencia del tamaño de cada unidad sobre la demanda simultánea.

**b. Efectos de las Estrategias Energéticas**

Los países han definido sus propias estrategias energéticas en función de su dotación de recursos nacionales. Se ha analizado si la revisión de estas estrategias nacionales en el marco de un proceso de integración de las características del MERCOSUR tendría consecuencias importantes con respecto a las

previsiones nacionales de consumo eléctrico futuro.

La disponibilidad de hidroelectricidad y la dependencia en el abastecimiento de petróleo y sus derivados llevaron a Brasil, Paraguay y Uruguay a promover la utilización de la electricidad en usos calóricos. Por el contrario, la disponibilidad de gas natural en Argentina y los programas de expansión de las redes de transporte y distribución en los últimos 45 años condujeron al uso intensivo del gas con fines calóricos en las áreas donde está disponible, reservando la electricidad para usos prácticamente específicos.<sup>9</sup>

Los abundantes excedentes de hidroelectricidad de Paraguay provenientes de los aprovechamientos binacionales no permiten pensar en una modificación de esta estrategia en el futuro, sino más bien en su profundización.

Por el contrario, la intención de Brasil de expandir considerablemente la oferta bruta interna de gas natural, ya sea de producción local o complementado con importaciones, induce a pensar que la disponibilidad de gas afectaría el consumo eléctrico, desplazándolo probablemente de ciertos usos calóricos.

A partir de proyecciones del consumo final energético por sectores de consumo y teniendo en cuenta las características de la industria manufacturera brasileña, las velocidades de penetración normales de fuentes nuevas y la participación que actualmente tiene el gas en la Argentina y el MERCOSUR, y la oferta bruta interna del gas prevista oficialmente en el Brasil, se estimó la evolución de su penetración hasta el 2010 y la proporción del consumo eléctrico que podría ser sustituido en los sectores residencial, comercial y público e industrial.

Los resultados de este análisis indican que se espera una reducción del consumo eléctrico total del orden de los 26.000 GWh en el 2000 y de

68.000 GWh en el 2010, lo cual representa un 7,5% y un 12,6%, respectivamente, del consumo total eléctrico previsto para el servicio público.

La magnitud de estas estimaciones muestra con claridad la conveniencia de profundizar los estudios conjuntos de las demandas de electricidad y gas natural y evaluar con detalle la conveniencia de estas sustituciones, que modificarían sustancialmente las previsiones de evolución futura del sector eléctrico brasileño.

En el caso del Uruguay, la electricidad es utilizada con fines calóricos sólo en los sectores residencial, comercial y público. Estudios recientes han demostrado que el 38% de la electricidad consumida por el sector residencial se destina a calefacción y calentamiento de agua.

Sobre la base de esta información, estudios oficiales estimaron el potencial de sustitución de la electricidad por gas natural, si estuviera disponible, en 600 GWh para el año 2000 y 800 GWh para el 2010, que representa una reducción de 8,5% en el consumo eléctrico previsto en los planes.

#### c. Impacto Económico de la Integración

Las hipótesis de crecimiento económico contenidas en los planes eléctricos se basan en la historia de las respectivas economías y son anteriores a la iniciación del proceso de formación del mercado común. Por tanto, no incluyen ningún efecto por la integración económica.

A los efectos de determinar el impacto probable sobre la actividad económica en cada país miembro, se analizó con cierto detalle los cambios producidos en los últimos 20 años en las estructuras económicas de los países, especialmente en el sector industrial de Argentina y Brasil.

También se analizó la importancia relativa y la composición del comercio intrarregional para cada país, en el supuesto que el proceso de integración económica produzca un incremento del comercio intrarregional. El impacto sobre el nivel global de actividad económica de cada país dependerá de la importancia relativa de este comercio en cada economía nacional, definiendo factores multiplicadores diferentes para cada país.

El resultado de estos análisis muestra con claridad que, para las economías de Paraguay y Uruguay, el acceso a un mercado de mayor escala repercutirá mucho más fuertemente que en la economía brasileña, que tiene un importante comercio internacional interregional en el cual la industria manufacturera se ha insertado exitosamente. Argentina, por su parte, se encuentra en una situación intermedia y el flujo de su comercio en la región ha variado abismalmente dependiendo de las relaciones de las tasas de cambio. De cualquier manera, los productos agropecuarios y agro-industriales aportan el grueso de las exportaciones de Argentina a los países del MERCOSUR.

Para estimar el ritmo con el cual se producirán estos impactos, se examinaron los avances alcanzados en el proceso de integración y las dificultades encontradas desde la firma de los primeros Protocolos a partir de 1986.

Los resultados de estos análisis permiten prever que los efectos sobre el crecimiento económico de los países recién comenzarán a sentirse a fines de la presente década y que en la siguiente significarán un aumento en las tasas previstas de crecimiento económico del orden del 12% para Argentina, 5% para Brasil, 22% para Paraguay y 35% para Uruguay.

El efecto de este proceso sobre las demandas eléctricas previstas

sería un incremento de los consumos en el 2000 del orden del 2% para Argentina, 0,4% para Brasil, 6% para Paraguay y 6% para Uruguay. En el año 2010, estos porcentajes se elevarían a 9%, 2,6%, 24% y 17%, respectivamente.

#### 4. EFECTOS DE LA INTEGRACION SOBRE LA OFERTA ELECTRICA

Las características actuales y futuras del equipamiento eléctrico en los países del MERCOSUR ofrecen grandes posibilidades de complementación y coordinación en el manejo de sus sistemas eléctricos.

La composición predominantemente hidroeléctrica del equipamiento brasileño condujo a definir criterios de seguridad en el abastecimiento, frente a una falla en los aportes hidráulicos mucho más severa que en los demás países. A diferencia de lo ocurrido en Uruguay y Argentina, donde la reserva para enfrentar años hidrológicamente magros está constituida por centrales térmicas, en Brasil se previó la instalación de centrales hidroeléctricas en cantidad suficiente como para que el riesgo de no poder abastecer la demanda en condiciones hidrológicas adversas no superara el 5%.

La consecuencia natural de estos criterios es que, con relativa frecuencia, existen excedentes de generación hidroeléctrica (denominada energía hidroeléctrica secundaria) que sólo parcialmente encuentran un mercado a través de la aplicación de tarifas especiales para promover la sustitución de combustibles en usos térmicos (ETST).

Se ha estimado el potencial de oferta de energía secundaria que ofrecerían los planes de expansión brasileños dentro del período de análisis, sobre la base de estudios realizados en la Argentina para las cuencas del Paraná, Uruguay y

Limay. De acuerdo con estos estudios, la energía secundaria representaría alrededor del 30% de la energía firme (garantizada el 95% del tiempo).

Suponiendo una hipótesis conservadora, se ha estimado que la oferta potencial a los fines del intercambio con los demás países del MERCOSUR sería del 10% de la oferta hidroeléctrica brasileña, incluyendo Itaipú. Cabe aclarar que también Uruguay tiene excedentes de energía secundaria, que en los últimos años se los ha vendido a Argentina.

La posibilidad de aprovechar este potencial radica en la generación térmica prevista por Argentina y en menor medida por Uruguay. Ambos sistemas, pero en mayor medida el uruguayo, estarán en mejores condiciones para aprovechar la oferta de esta energía excedente en la medida en que no se superponga con años hidrológicos ricos en las cuencas donde se encuentran instaladas sus propias centrales hidráulicas.

Para verificar esta condición, se analizó la complementariedad de los regímenes hidrológicos de los ríos más importantes de la región, comprobándose la existencia de complementariedad anual y estacional entre los regímenes del Uruguay y del Paraná y en cierta medida con el Amazonas.

Esta comprobación tiene dos efectos importantes sobre la valorización de los beneficios de la interconexión eléctrica. En primer lugar, facilita el auxilio mutuo para enfrentar las situaciones críticas en cada sistema, con flujos en ambos sentidos. En segundo lugar, esta complementación de los regímenes hidrológicos permite prever que las condiciones de hidraulicidad crítica para el conjunto implicarán un riesgo de perder generación hidráulica menor que la suma de las pérdidas individuales de cada país.

Es claro que esta disminución en el riesgo de falla hidráulica tendría consecuencias sobre el programa de obras, permitiendo ahorros de inversión.

Adicionalmente, los niveles de energía hidroeléctrica firme podrían incrementarse, acordando una operación coordinada de los embalses, permitiendo a los países recomponer sus reservas hidráulicas embalsadas para hacer frente a contingencias hidrológicas en mejores condiciones.

Los análisis realizados muestran que tanto la oferta potencial de energía hidroeléctrica secundaria como las posibilidades de aprovecharla dependen del nivel de integración alcanzada.

Con la mera interconexión de los sistemas, la generación térmica capaz de ser sustituida está muy por debajo de la oferta potencial considerada y, recién en el 2010, podría ser totalmente aprovechada. De cualquier forma, la sustitución podría alcanzar cerca de los 14 TWh en el 2000 y casi 53 TWh en el 2010. Aún suponiendo costos de combustibles bajos (US\$2,3 por BTU) y centrales eficientes (2.100 Cal/kWh generado), los ahorros anuales por este concepto serían de US\$267 millones en el 2000 y alcanzarían a US\$1.02 mil millones en el 2010.

El impacto económico de la integración y el cambio en las estrategias energéticas reduciría en un 6% la oferta potencial de energía secundaria, por el desplazamiento de obras hidroeléctricas en el Brasil al disminuir su demanda eléctrica. Pero, simultáneamente, la redistribución espacial de la demanda que significa este escenario, incrementa la generación térmica en Argentina y Uruguay capaz de ser sustituida. En consecuencia, la sustitución alcanzaría 16,5 TWh en el 2000 y 49,6 TWh en el 2010, con ahorros de combustibles equivalentes a US\$320 millones y US\$960 millones, respectivamente.

Se deberían comparar éste y los demás beneficios de la interconexión con los costos adicionales enfrentados por los países vendedores y con los costos propios de la interconexión.

Para completar la vinculación entre los cuatro sistemas eléctricos, se requeriría interconectar los sistemas argentino y brasileño y el uruguayo con el brasileño. A partir de la configuración actual y prevista para el futuro de los sistemas de transmisión de los países, el nodo de interconexión de la futura central Garabí parece altamente interesante, ya que la transmisión de Yacyretá pasaría por él y por Salto Grande en su camino al Gran Buenos Aires. De esta forma, el sistema uruguayo quedaría vinculado con Brasil y Paraguay a través del sistema argentino.

Si bien ésta no es la única configuración posible, y su definición requerirá un análisis detallado por parte de los países a partir de la magnitud de los flujos de intercambio previstos, es conveniente recordar que esta interconexión fue analizada oficialmente por AyE, Eletrobrás/Eletrosul en 1988, estimando una inversión de US\$577 millones con una estación de conversión de 900 MW de capacidad.

Como puede apreciarse, esta inversión total equivale al doble de los ahorros en combustibles que podrían obtenerse en el 2000 y al 58% de los ahorros previstos para el 2010.

## 5. CONSIDERACIONES SOBRE ASPECTOS INSTITUCIONALES

Las importantes ventajas derivadas de la interconexión y mayor coordinación en el manejo de los sistemas eléctricos del MERCOSUR, sin embargo, podrán concretarse y repercutirán en beneficio de todos los consumidores eléctricos del área sólo

en la medida en que el proceso de integración sea adecuadamente conducido y regulado mediante acuerdos entre las partes. Se harán aquí algunas reflexiones sobre la influencia de los aspectos institucionales y regulatorios sobre este proceso.

El proceso de conformación del mercado común se superpone a una serie de cambios en el ordenamiento institucional y en las reglas del juego para la operación de los sistemas eléctricos en todos los países, aún cuando el grado de reforma que han alcanzado en la actualidad no sea exactamente el mismo.

Para ejemplificar el tipo de cuestiones a tener en cuenta en el diseño oficial de los acuerdos para la integración eléctrica del área, resulta interesante analizar el impacto que esta integración podría asumir sobre el funcionamiento del sistema argentino, que es el que más ha avanzado en los cambios institucionales y regulatorios y en un sentido quizás algo diferente al que se proponen concretar los demás países del MERCOSUR.

Como se ha visto, beneficios importantes de la integración eléctrica se refieren al aprovechamiento de la energía hidroeléctrica secundaria, para lo cual se requiere una interconexión "fuerte" entre los sistemas argentino y brasileño que pueda ser utilizada también por el Uruguay.

Esto requerirá la realización de inversiones específicas en transmisión en territorio argentino, que deberán ser lo suficientemente atractivas como para convocar a algún inversionista privado a realizarlas.

El atractivo económico de esta inversión dependerá de las condiciones en las cuales se pacte la comercialización de esta energía entre los países y su forma de inserción en el mercado eléctrico mayorista argentino.

De acuerdo con las normas vigentes, los intercambios internacionales son definidos por el Organismo Encargado del Despacho de Cargas en la medida que resulten convenientes por diferencia en los costos marginales de operación. Esto es, se insertan en el mercado "spot" argentino.

La posibilidad de alcanzar los niveles de sustitución previstos en este estudio dependerá de la proporción del mercado mayorista que se comercialice bajo esta modalidad. La reforma del sistema argentino es aún muy reciente como para prever la importancia de este mercado en el futuro. Sólo

puede decirse que los compradores de las centrales térmicas recientemente privatizadas en Buenos Aires han optado por la firma de contratos de provisión a mediano plazo (ocho años), antes que asumir los riesgos que implica ajustarse a las condiciones del mercado "spot".

El impacto previsible de estas compras de energía secundaria sobre los precios del mercado "spot" será despuntar los picos por utilización de equipos menos eficientes y/o riesgo de falla en el abastecimiento. Es probable que también tenga un efecto sobre el costo marginal mínimo, pero de mucho menor magnitud. Por lo tanto, cabe esperar que esta importante oferta hidroeléctrica adicional reduzca las oscilaciones en el precio mayorista de la electricidad.

Evidentemente, esto disminuye el riesgo de todos los actores que participan en este mercado y,

dado que tiende a reducir el precio medio, favorecerá claramente a los compradores: distribuidores y grandes consumidores. Por lo tanto, cabe esperar que ambos se conviertan en propulsores y defensores de la interconexión y de los intercambios resultantes.

*En segundo lugar, esta complementación de los regímenes hidrológicos permite prever que las condiciones de hidraulicidad crítica para el conjunto implicarán un riesgo de perder generación hidráulica menor que la suma de las pérdidas individuales de cada país*

par en la actividad.

Hasta el año 2000 la oferta potencial de energía secundaria podría ser muy significativa con respecto a la generación térmica convencional prevista. Si se mantiene el criterio de eliminar del cálculo del costo marginal del sistema todo costo proveniente de una restricción técnica, como podría ser el mantenimiento de un cierto piso de generación térmica local por razones de seguridad del abastecimiento, el precio al cual se adquiera la energía secundaria podría pasar a ser el costo marginal del sistema argentino y, por lo tanto, el precio del mercado "spot".

Bajo estas condiciones, no solamente los generadores térmicos verán restringida su competitividad, sino que también algunos generadores hidráulicos pueden convertirse en no competitivos.

Los generadores también verán reducida la incertidumbre sobre la evolución de sus ingresos futuros, pero simultáneamente tendrán la certeza de que su ingreso esperado será menor. A menos que sus instalaciones puedan competir económicamente con esos precios, se verán desalentados a partici-

---

*A partir de estas consideraciones, resulta claro que los generadores podrían verse seriamente afectados por la comercialización de la energía secundaria en el mercado eléctrico "spot"*

---

Evidentemente, el impacto de esta eventualidad dependerá de la permanencia del fenómeno, ya que los actores definirán sus conductas en función de los valores promedio esperados. En consecuencia parece altamente conveniente estudiar en detalle la probabilidad de ocurrencia y la permanencia en el tiempo de estos excedentes comercializables.

Una consecuencia adicional sobre las características que asumiría el mercado "spot" argentino a partir de la comercialización de la energía secundaria importada sería incrementar las fluctuaciones de la generación térmica argentina, que quedarían asociadas a la disponibilidad de agua en el resto del MERCOSUR, especialmente en Brasil.

Esta situación repercutiría sobre el mercado de combustibles. Dependiendo del tipo de contrato de provisión de combustible que firmen los generadores térmicos con sus proveedores, las consecuencias previsibles pueden ser:

- Un incremento en los costos de operación del generador térmico con contratos de provisión de combustible del tipo "pay or take", al verse obligado a pagar por un combustible no utilizado y no pudiendo recuperar estos mayores costos por reducción

simultánea de la electricidad vendida y del precio medio de comercialización en el mercado mayorista eléctrico "spot". En cuyo caso los proveedores de combustible se apropiarían de una parte de los beneficios de la interconexión en desmedro de los generadores térmicos.

Falta de garantía en la provisión de combustible al generador térmico cuando deba incrementar su generación por falta de excedentes hidráulicos, que podría expresarse tanto a través de desabastecimiento como de incremento en los precios del combustible. En ambos casos se produciría un incremento en los precios de la electricidad en el mercado mayorista, produciendo un perjuicio a los consumidores.

A partir de estas consideraciones, resulta claro que los generadores podrían verse seriamente afectados por la comercialización de la energía secundaria en el mercado eléctrico "spot". Para evitar perjuicios que pongan en peligro el normal funcionamiento del sistema eléctrico argentino, habría que estudiar los límites de intercambio que, sin dejar de aprovechar los beneficios de la interconexión, resulten razonables para todos los actores involucrados.

Estos límites dependerán seguramente de la configuración que el sistema tenga en cada período de tiempo.

Parece difícil prever la posibilidad de que estos intercambios se comercialicen fuera del mercado "spot" mediante la firma de contratos a mediano plazo, en la medida en que no pueden constituir un abastecimiento garantizado. Por lo tanto, puede concluirse que, aún en este primer nivel de cooperación en el manejo de los sistemas interconectados, la partición vertical de la cadena eléctrica que instauró el nuevo régimen institucional argentino obliga a modificar el criterio tradicional de evaluación por simple minimización de costos y a contemplar los intereses contrapuestos de los distintos actores.

Avanzar al segundo nivel de cooperación, la coordinación de la política de operación de embalses, parecería ser más sencillo, en la medida en que el Organismo Encargado del Despacho de Cargas en la Argentina es el que planifica de manera centralizada la operación de los embalses nacionales y los acuerdos podrían efectuarse directamente a este nivel.

Estas reflexiones tienen por único objeto mostrar cómo los aspectos institucionales influyen en la

efectivización de los beneficios potenciales de la interconexión y progresiva integración de los sistemas eléctricos de MERCOSUR y alertar sobre la necesidad de tener presentes las condiciones de funcionamiento de los sistemas en los acuerdos entre los países miembros.

## 6. CONCLUSIONES

En síntesis, las características de los sistemas del MERCOSUR ofrecen importantes ventajas para la integración y complementación de sus sistemas eléctricos.

El desarrollo de los aprovechamientos binacionales, realizados en el pasado y los que se puedan acordar en el futuro, constituyen una base importante para facilitar la interconexión de los sistemas y avanzar en la coordinación de su operación.

Es previsible que el aprovechamiento de los importantes recursos hidroeléctricos con que cuenta la región se mantenga en los próximos 20 años. Esta previsión parte tanto de la política expresa del Brasil en continuar en la misma senda, como de la competitividad de algunos proyectos hidroeléctricos en el mercado argentino, aún bajo las actuales condiciones de funcionamiento.

Sin embargo, en el caso argentino se requiere una revisión profunda de los criterios de diseño de las centrales hidroeléctricas para adaptarlas al nuevo régimen institucional y regulatorio vigente.

Estudios preliminares realizados en este sentido para la Central Hidroeléctrica Corpus muestran que un menor nivel de empuntamiento de las centrales puede mejorar su competitividad frente a las opciones de generación térmica.

Parece conveniente profundizar los estudios de adaptación de Corpus que, en la medida en que el

sistema argentino retome la senda de crecimiento prevista por las autoridades puede jugar un rol importante en el abastecimiento eléctrico a partir del año 2003.

La central binacional Garabí, también aparece como de interés en el proceso de integración de los sistemas eléctricos de la región, ya que podría constituirse en el nodo principal de la interconexión entre Brasil y Argentina, permitiendo simultáneamente la vinculación de Uruguay con los sistemas brasileño y paraguayo a través del sistema de transmisión de Yacyretá por territorio argentino.

Desde el punto de vista estrictamente eléctrico y más allá de la mejora en la calidad de servicio y el consiguiente ahorro de reserva que aportaría la interconexión, el principal beneficio lo aporta la complementariedad de regímenes hidrológicos y la posibilidad de aprovechar energía hidroeléctrica secundaria, que de otra forma no encontraría un mercado donde comercializarse.

Si bien este tipo de intercambio significaría un importante ahorro de combustibles, la determinación de su verdadera potencialidad y beneficio, por lo menos en el caso argentino, no debería descuidar los impactos diferenciales sobre los diversos actores de la cadena eléctrica.

Finalmente debe señalarse la importancia que tendría la revisión de las estrategias energéticas de los países del área como consecuencia del avance del proceso de integración, sobre las perspectivas de los sectores eléctricos. En particular el papel de la electricidad en el abastecimiento de los requerimientos energéticos y su posible sustitución por otras fuentes competitivas, como el gas natural, podrían implicar importantes ahorros en la inversión del sector eléctrico. ●

## NOTAS

1. La Organización de los Estados Americanos (OEA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL), el Tratado General de Integración Centroamericano (ODECA), la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC), hoy ALADI, etc.
2. Tiene 3,2 millones de kilómetros cuadrados de superficie y 22.000 metros cúbicos por segundo de caudal en su desembocadura, según estimaciones de la CEPAL.
3. Compartido por Brasil y Paraguay.
4. Compartido por Argentina y Uruguay.
5. Emprendimiento binacional entre Argentina y Paraguay.
6. Reconociendo el 50% de la producción a cada país copropietario.
7. Cabe aclarar que los planes brasileños suponen un costo de US\$30 por barril y los uruguayos un costo creciente entre US\$30 por barril para el año 2000 y US\$39 por barril para el año 2010.
8. En el estudio "Construcción por Concesión de la Central Hidroeléctrica de Corpus", Fiel, julio de 1991.
9. Las empresas privadas, que recientemente han obtenido la concesión para la distribución de gas, han declarado su interés en analizar la competitividad del gas frente a la electricidad en la refrigeración ambiental, hasta ahora reservado caso con exclusividad a la energía eléctrica.

## REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. IDEE/FB, Estudio Prospectivo de la Demanda y Oferta de Energía Eléctrica en el MERCOSUR, julio de 1992.
2. SEE de la República Argentina, Plan Energético Nacional 1986-2000 y Plan Nacional de Equipamiento de Generación y Transmisión 1979/2000.
3. FIEL, Construcción por Concesión de la C.H. Corpus, julio de 1991.
4. Agua y Energía Eléctrica-ELETROBRAS-ELETROSUL, Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí en el Río Uruguay entre Brasil y Argentina: Resumen del Proyecto Básico, julio de 1988.
5. ELETROBRAS, Plano Nacional de Energía Eléctrica 1987/2000. Plano Decenal 1991-2000. Cadernos do Plano 2015 Nos. 1 a 5.
6. ANDE, Paraguay, Proyecciones Económico-Financieras 1991/2000, agosto de 1991.
7. UTE, Uruguay, Plan de Referencia 1991/2000, octubre de 1990.
8. SEE, Provincias del NEA e IDEE/FB, Estudio Energético Integral del Noreste Argentino, 1990.
9. Reexama da Matriz Energética Nacional, Comissão Decreto No. 99503, Brasil, noviembre de 1991.
10. Ministerio de Industria, Energía y Minería, Dirección Nacional de Energía, Uruguay, Análisis del Sector Energía para el Período 1991/2000, enero de 1991.
11. SELA, Una Experiencia de Integración, ED/1, setiembre de 1989.
12. Taurie, J., Automação e Competitividade: Una Valuaçao das Tendencias no Brasil, Universidad Federal de Rio de Janeiro, 1987.
13. CFI, Gasoducto Interprovincial del Noreste de la República Argentina para el Suministro de Gas Natural a las Provincias de la Sub-Región y Provisión a Paraguay y Estados Brasileños del SUR, abril de 1988.
14. BID-INTAL, Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil, julio de 1983.
15. BID-INTAL, Interconexiones Gasíferas en el Cono Sur, enero de 1984.
16. Index MERCOSUR, Argentina-Brasil, Año 1, Nos. 1-4, octubre, noviembre y diciembre de 1991 y enero de 1992, Buenos Aires, Argentina.
17. ELETROBRAS, América Latina. Países do Cono Sul. Informações Estruturais, Boletim Tarifário do Fornecimento 001/91, Año III.
18. República Argentina, Ministerio de Economía y Obras Públicas, Secretaría de Energía Eléctrica, Secretaría de Hidrocarburos y Minería, Descripción del Sector Energético, marzo de 1992.
19. Presidencia de la República, Secretaría Técnica de Planificación, Proyecto PAR/85/003, PNUD/BIRF, Proyecciones Tendenciales del Consumo de Energía hasta 2005: Lineamientos de Política Energética y Escenarios de Desarrollo.
20. CERES, Los Efectos Económicos de la Regulación del Sistema Eléctrico: La Experiencia Uruguaya, marzo de 1991.
21. Ministerio das Minas y Energia, Brasil, Balanço Energético Nacional, 1989, Año Base 1988.
22. BID-INTAL, Weiger, M., Consultor, Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil.
23. Campos, Luis A. y Canese, Ricardo, El Sector Público en el Paraguay: La necesidad de su Reestructuración.
24. BID-INTAL (UPADI-CPI), Pub. No. 303, Experiencias de Integración Hidroeléctrica, Primer Encuentro sobre Aprovechamientos Hidroeléctricos Binacionales.
25. BID-INTAL, Pub. No. 324, Identificación, Preparación y Evaluación del Proyecto de Integración Fronteriza: Aspectos Metodológicos, y No. 329, La Distancia como Obstáculo a la Integración Regional.

# Electric Power Prospects in MERCOSUR\*

Graciela Díaz de Hasson\*\*

## 1. CREATION OF MERCOSUR AND THE REGION'S ELECTRIC POWER INTEGRATION

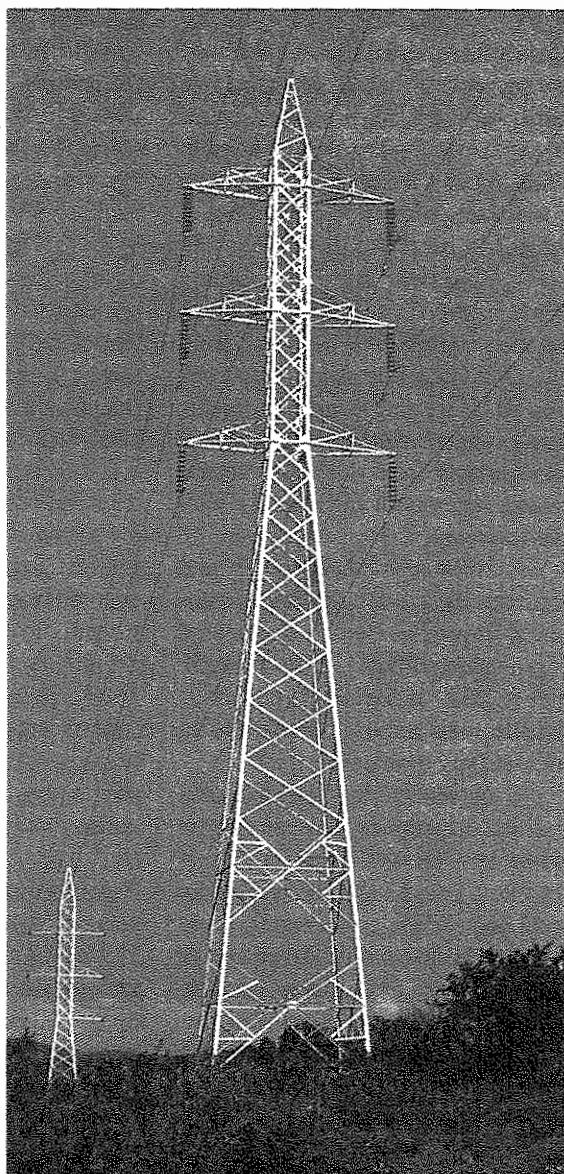
The leaders of Latin American independence have, from the very creation of nation-states in the Region, advocated integration concepts. Likewise, during the present century, a wide-ranging series of organizations with various aims have contributed to achieving continental integration.<sup>1</sup>

Nevertheless, barriers to economic integration became more entrenched during the sixties and encouraged countries to seek other integration modalities, covering smaller geographical areas or based on sectoral efforts. As a result of this strategy, new organizations emerged: the Andean Pact; the Caribbean Free Trade Association (CARIFTA) superseded by the Caribbean Community (CARICOM); and the Economic System of Latin America (SELA).

In the energy sector, Latin American countries have increasingly joined efforts since the mid-sixties in order to set up specific cooperation and coordination agencies, such as the Regional Electric Power Integration Commission (CIER), the Latin American Energy Organization (OLADE), and the Reciprocal Assistance of Latin American State Oil Companies (ARPEL).

On the basis of this background and within this context, in March 1991, the Presidents of Argentina, Brazil, Paraguay, and Uruguay signed the Asunción Treaty aimed at setting up the Southern Cone Common Market (MERCOSUR). The agreement provides that, by January 1, 1995, the above-mentioned Common Market will be definitely established and that it will integrate the economies of the four countries of the southern part of Latin America.

The signatory countries of the Treaty intend to enhance the development of their own economies, welcome the incorporation of other countries of the Region, and improve their insertion in international trade. This process will enable them to



\* Article based on the "Prospects of Electric Power Demand and Supply in MERCOSUR," conducted by IDEE/FB within the framework of the ARG/87/014 Project between the Ministry of Foreign and Religious Affairs of the Republic of Argentina and UNDP, with the participation of D. Bouille, G. Hasson, H. Pistonesi, R.A. Hasson, F. Groisman, C. Suárez, and H. Dubrovsky.

\*\* Energy Economics Institute, Bariloche Foundation, Argentina.

achieve wider cooperation with other blocs of countries, whether regional or extra-regional.

To achieve economic integration, the MERCOSUR countries will have to adapt their energy systems, especially their electric power subsystems. It is precisely in the electric power sector that the MERCOSUR countries have a wide range of cooperation experience.

Integration of their electric power systems has been evolving steadily and should be emphasized on par with other efforts made in Latin America, such as the Central American Isthmus Energy Program (PEICA) and the studies for electric power interconnection of the Central American Isthmus.

The first interconnections between the electric power systems of the MERCOSUR countries emerged from bilateral negotiations geared to solving supply problems along border areas, which are generally isolated from the main electric power systems of the country with the shortage.

Because of their voltage and location, these interconnections cannot be viewed as the first step toward a real integration of the electric power grids of the area's countries, despite their importance in solving local supply problems.

Nevertheless, this type of linkage and cooperation between electric power systems will surely increase in the future, as a suitable mechanism for resolving electric power supply problems on both sides of the extensive borders shared by the member countries of MERCOSUR.

Historically, the extra-high voltage interconnections between the region's trunk systems relied on the construction of shared hydropower facilities. In view of this, it can be asserted that the binational stations are the most significant precedents to electric power integration in MERCOSUR.

With Bolivia, the four countries share the Plate River Basin, one of the largest and mightiest in South America.<sup>2</sup> This basin covers 38% of the continental territory of Argentina, 17% of Brazil's territory, 80% of Uruguay's land surface, and 100% of the territory of Paraguay. The two largest rivers of this basin, the Paraná and Uruguay, cover part of their borders.

Interest in developing the economic potential of these waterways harks back to the beginning of the century. Since then, numerous studies have been conducted, initially by the individual countries and afterwards jointly as progress was made on bilateral agreements.

To date, on the basis of binational studies, nine hydropower developments have been identified on the Paraná and Uruguay Rivers, of which two have already been commissioned (Itaipú<sup>3</sup> and Salto Grande<sup>4</sup>) and one is being built (Yacyretá<sup>5</sup>).

It is interesting to note that the stations that are currently operating account for 53% of shared potential, a figure that will rise to 66% once the Yacyretá station is commissioned. In terms of impact on the countries' electric power supply, in 1973 when the agreements and treaties that were at the origin of the projects were signed, the expected production from the binational stations to which each country was entitled<sup>6</sup> accounted for 62% of Argentina's and Brazil's total power generation, 140% of Uruguay's, and 142 times the total generation of Paraguay at that time.

During the long negotiating process undertaken by the countries in order to develop their shared waterways, the strategy that was chosen granted preference to bilateral agreements instead of multilateral ones, within a framework of cooperation and good will on the part of the basin's other countries directly or indirectly affected by the projects.

With the creation of MERCOSUR, this strategy will be revised, bearing in mind the potential for multilateral agreements. Integration of national electric power systems will surely move ahead along a wider spectrum of possibilities, unrestricted by the development of shared resources and permitting cooperation between countries that do not share borders.

As a result of this historical process, currently the Argentine and Uruguayan trunk systems, on the one hand, and the Brazilian and Paraguayan systems, on the other, are interconnected by high-voltage lines, enabling the coordinated operation of generation facilities. Nevertheless, the asymmetries in magnitude and characteristics of the facilities limit the scope of mutual assistance in case of emergencies in national systems.

The Brazilian and Argentine electric power systems are not yet interconnected, although both countries have analyzed this possibility, first in connection with the construction of the hydropower facilities on the Upper Uruguay River (Garabí, Roncador, and San Pedro), and more recently, with the expected interconnection as a result of the construction of shared stations.

The process of creating MERCOSUR will enable changes to be made to the traditional approach that has historically been used to analyze these projects. First of all, electric power integration can be broadened by coordinating the operation of the region's reservoirs; this would contribute to increasing firm hydropower, a significant advantage in a region where 86% of electric power production comes from hydraulic stations. Second, the integration process could favor greater coordination of system expansions, eventually permitting the displacement of investments. Last but not least, coordination of energy policies

in MERCOSUR could reduce the power sector's investment requirements by promoting a more rational use of regional energy resources.

As the MERCOSUR integration process is very recent, national power sector plans do not, as a rule, include the impacts that this process will exert on either electric power demand or supply. Therefore, it seems timely to analyze what effects the creation of the Southern Cone Common Market will have on the evolution of national power systems.

From the standpoint of electricity demand, it is important to examine the following:

- the effects of the simple interconnection of the power grids owing to the diversity of loads;
- impacts of the establishment of MERCOSUR on the economic activity of member countries and, as a result, on electricity demand; and
- the change in the role assigned to electricity to meet energy requirements, which the common market could facilitate.

Regarding electric power supply, the degree of hydrological and technological complementarity of projected supply by the countries will have an important effect on the possible exchange of electricity between national systems.

One element of special interest in this analysis is that the integration process is overlapping an institutional and regulatory restructuring of energy systems, especially in Argentina. According to the new rules of the game, institutional aspects can affect the full development of the potential benefits that electric power integration can bring to the parties involved. Their influence should be taken into account when designing the power integration process.

## 2. NATIONAL PLANS FOR THE ELECTRIC POWER SECTOR

The four countries of MERCOSUR have a wealth of experience in the implementation of electric power plans. It has marked the evolution of their respective systems and has served as the basis for negotiations between countries for the study and construction of binational electric power projects in the MERCOSUR area.

Nevertheless, the intrinsic characteristics of each electric power system, its supply of energy resources, and finally institutional and regulatory changes have affected electric power planning differently.

In the past, the availability of hydropower resources and the State's firm policy to increase their use led, both in Argentina and Brazil, to a centralized power planning process despite the complex institutional structure that characterized both systems, with the participation of numerous agencies with different jurisdictions.

Despite the problems that have emerged in the last few years in order to deal with the investments needed to implement projects and the consequent delays in their commissioning, the planning process in both countries culminated with the implementation of most projects. Because of this, MERCOSUR has based its electric power supply essentially on hydropower. This

clearly differentiates it from other regions of the world.

Uruguay and Paraguay have also maintained the tradition of centralized power planning, although supplies for their respective demands were strongly affected by the construction of the binational hydropower stations (Salto Grande, Itaipú, and Yacyretá).

At present, the four countries are facing situations that are quite different in terms of the outlook for their respective electric power systems.

Regarding Argentina, the recent institutional changes intro-

duced into the electric power sector in particular and the energy sector in general have considerably modified its planning process and capacity to predict the future evolution of electric power supply.

Delegating responsibility for increasing electric power supply to private agents completely nullifies traditional normative planning and requires a revision of previous criteria for project selection, including the design of hydropower stations, the attitude to the risk of not meeting demand, and the appearance of conflicting objectives within the electric power chain itself.

This reorganization of the Argentine electric power sector increases the uncertainty over its future evolution, especially its supply structure beyond the year 2000, once the projects under construction are commissioned.

*To achieve economic integration, the MERCOSUR countries will have to adapt their energy systems, especially their electric power subsystems. It is precisely in the electric power sector that the MERCOSUR countries have a wide range of cooperation experience*

As for Brazil, although there are proposals for institutional restructuring, neither their scope nor their impact on energy policies and future electric supply structure have as yet been fully defined. The current planning process is being maintained in all its phases, even in the very long term, and Plan 2015 is being developed and will soon be issued.

The present prospective analysis of the impacts of the region's integration on the evolution of its electric power systems is part of this context of electric power planning in

vides to the rest of the MERCOSUR systems.

Most of the projects currently under construction were launched under optimistic forecasts for electric power supply growth. But the ups and downs experienced by the economies of the region's four countries in the last five years have affected both the evolution of electricity demand and the economic and financial situation of the sector's utilities.

The only country in the region that maintained a high rate of growth during the last few years is

and estimated for Brazil and Paraguay on the basis of previous plans and extrapolating the trend expected for the period 1995-2000.

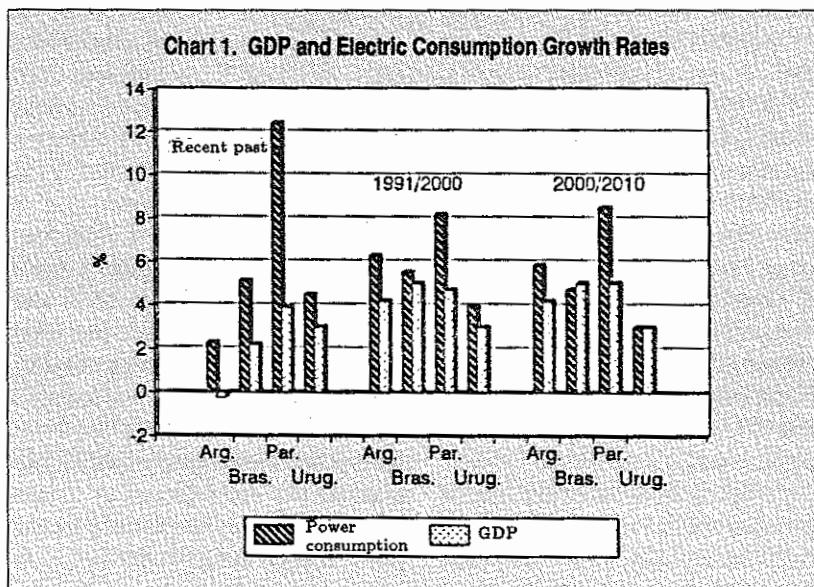
As it can be observed, all the countries assume a recovery of economic growth after the recessionary period of the last few years, with a concomitant increase in electric power consumption. The recovery forecast by Argentina is higher than the one expected by the other countries of the area and implies reverting the trend observed during the eighties and retaking the growth path of the early seventies.

Chart 1 also reflects some of the strategies defined by the countries for their electric power systems. Both in Brazil and Uruguay, the intention to reduce the electric intensity of economic activity is apparent. In both cases, energy conservation and rational use of energy (RUE) programs are being emphasized, but in the case of Brazil, lower expansion of power-intensive industries than in the past is also being envisaged.

Paraguay has also elaborated a policy for promoting the rational use of energy, but the need to continue expanding service coverage and to promote the substitution of other sources for hydropower, which it has in abundance, has led it to forecast high consumption growth and has converted its electric power system in the one with the highest expected growth in the region.

Although Argentina also has a rational use of energy program, its impact is not reflected in official consumption forecasts.

As for supply, Brazil has indicated its intention to continue using its wealth of available hydropower resources, to gradually increase the share of conventional thermoelectric generation in order to make progress in the technological and industrial mastery of this technology and, at the same time, to



the countries of MERCOSUR.

The medium-term evolution of the electric power generation infrastructure (up to the year 2000) depends heavily on the projects currently under construction, especially hydropower projects that comprise the majority of the incorporations envisaged in Argentina, Brazil, and Paraguay. This is not exactly the case of Uruguay where the program for incorporating thermal stations envisaged by the Reference Plan 1991/2000 could undergo modifications depending on the evolution of electric power demand and the opportunities that integration pro-

Paraguay, owing to its considerable expansion of service coverage.

The growing uncertainty about the evolution of electric power consumption led each country to make frequent adjustments in its forecast and projects.

The most up-to-date forecasts made in each country up to the end of the decade were exchanged within the framework of the MERCOSUR Group (Working Subgroup No. 9) and are presented in Chart 1.

The values for the period 2000-2010 in Chart 1 correspond to forecasts provided by countries in the cases of Argentina and Uruguay

develop its coal reserves in the southern part of the country and to reduce the pace of its nuclear program.

Paraguay's supply is totally determined by the binational hydropower stations (operating and under construction). The surpluses that these projects have created in the Paraguayan system are expected to be almost seven times greater than domestic demand by the year 2000, thus making this system the region's foremost exporter. These surpluses, as agreed upon in the respective binational treaties that were at the origin of the projects, have turned out to be quite important and are supplying the demands of the co-owning countries (Brazil and Argentina).

Supply of the Uruguayan system will maintain its bias for hydropower, especially until the year 2000, with the rise in its entitlement to the generation stemming from the Salto Grande project in 1995. But the variability of hydraulic contributions both in Salto Grande and the national stations, obliges the country to rely on thermoelectric facilities that can guarantee supply during low hydrological years. In the coming decade, an additional supply of energy will be required, regardless of hydrological conditions. Although studies to analyze the available hydropower potential, whether strictly national or shared, will continue, the most likely solution will be the installation of thermoelectric stations, unless MERCOSUR integration provides a more suitable solution.

In the case of Argentina, the evolution of supply up to the year 2000 is totally defined by the projects currently under construction (Piedra del Aguila, Yacyretá, Pichi Picún Leufú, and Atucha II). After the year 2000, the system will expand as a result of its operation under the new institutional and regu-

latory scheme; in other words, it will depend exclusively on the decisions adopted by the private investors as the State withdraws from the electric power industry.

As a result of the lack of official long-term plans, the likely evolution of the infrastructure was reviewed in terms of the competitiveness of the various types of installations for meeting the forecast increase in demand, including hydropower and conventional thermoelectric stations, under the conditions provided by the sector's new institutional and regulatory regime.

Evidently, the competitiveness of hydropower facilities depend heavily on the expected rate of return by the generators (discount rate) and the future price of fuels for thermoelectric stations.

Concerning fuel prices, it is expected that domestic prices in the future will be in line with international prices as a result of the sector's deregulation, even when the fuel used is natural gas. For gas, therefore, a price equivalent to 80% of crude oil was used, and assumptions were made on the probable evolution of the international price of crude oil.

Of the fuel price alternatives reviewed (between US\$16 and US\$24 per barrel), the first corresponds to the prices that currently prevail in the country whereas the other two prices reflect conservative estimates on the probable prices of oil in the coming decade.<sup>7</sup>

No constraint of any kind was assumed for the domestic supply of fuel, assuming that, in the face of local production shortages, imports would be resorted to. This could occur both for natural gas (imports from Bolivia) and for fuel oil, which is being imported from Peru by private generators. If imported fuels are resorted to, their prices for thermoelectric stations would be higher than those forecast since CIF prices

instead of FOB ones would have to be taken and the costs of internalizing them would have to be added (transport, taxes, etc.).

But the crucial factor in defining hydropower stations is undoubtedly the discount rate used. Although a range of variants (between 8% and 24%) were analyzed, a 12% rate was selected. This rate, as it involved an analysis without cost scaling, corresponds to a high return with respect to current international money costs and is 50% more than the profitability that the Argentine State has historically guaranteed to electric power enterprises in the respective concessions, whether public or private.

The results of this analysis show that, just as they were forecast, small hydropower developments maintain their competitiveness compared with the thermal option (combined cycle or gas turbines depending on the utilization factors since steam-driven turbines cannot compete with combined cycles).

Hydropower projects have been planned for insertion in a system with different operating standards (regulation of transactions on the bulk market) and homogeneous decision-making criteria throughout the electric power chain.

Historically, the design of hydropower developments tended to maximize the utilization of hydraulic resources by substituting fuel as long as the cost of hydropower generation was lower than the cost of the substituted thermal energy. These design criteria, based on the interest of integrated utilities to reduce their total costs to supply final demand, induced the peaking of hydropower stations especially aimed at ensuring hydropower generation during hydrologically high years.

The direct outcome of these design criteria is that real hydropower generation can fluctuate considerably from one year to the other

depending on hydrological conditions, with the differences being compensated for by thermoelectric generation, which acts as a backup.

On the basis of recent institutional and regulatory changes introduced in the electric power sector, these decision-making criteria are no longer valid.

First of all, there is no standardization throughout the electric power chain, since the interests of generators are contrary to those of the distributors (maximization of the bulk price versus its minimization).

Second, to the extent that a large share of bulk transactions is channeled through the spot market, the variations in hydropower availability will induce strong price fluctuations in this market, thus affecting the earnings of all the generators, including hydropower.

Since the hydraulic generator tends to maximize his profits and therefore his earnings as his costs are virtually fixed, he will be willing to take advantage of secondary energy to the extent that its impact on thermal costs does not reduce his expected total long-term earnings. Thus, the principal of maximum utilization of hydraulic resources can be severely questioned, depending on the impact that its development will have on the bulk market as a whole.

In keeping with the sector's new organization, the design of all the hydropower projects should be revised in order to conduct a more realistic assessment of its possible insertion in the system.

This analysis was partially conducted for the binational Corpus station,<sup>8</sup> but it remains to be carried out for the other projects. This especially affects large-scale stations such as the Middle Paraná, which in the comparison done at the end of the present paper appears with an obviously outdated design and for which no adjustment has been made for costs shared with other applications.

But beyond the necessary adjustments in project design, there are two factors that determine the feasibility of the construction of future hydropower stations.

The participation of private investors in Argentina's electric power sector to date has been limited to the purchase of existing assets and, therefore, there is no indication of its willingness to sink large amounts of capital in the electricity business. Nevertheless, there are international criteria that determine the behavior of private investors concerning this issue. The decisions adopted in the United States, England, and other European countries clearly show that investors prefer to reduce initial investments, even at the cost of higher operating costs, as long as this helps to diminish the long-term risk. Within this framework, it is likely that some type of special action is required on the part of the State to promote the construction of future hydropower stations.

The other important element that should be borne in mind when analyzing and designing instruments to provide incentives for the construction of hydropower stations, if the policy to promote the use of hydropower resources over nonrenewable resources is maintained, is the expected return for the private investors and the capital recovery period.

When dealing with projects with a long useful life, uncertainty on the electricity industry's future has to be reduced in order to attract investors who will accept reasonable rates of return and therefore a capital recovery period in keeping with the duration of the installations.

On the basis of these considerations, it can be asserted that, for the scope of this study, the present selection of generation projects to meet the Argentine system's growing demand is a reasonable alterna-

tive. Nevertheless, it requires an in-depth analysis of the system's operating conditions in the coming decade in order to test its feasibility in the new institutional and regulatory context.

National forecasts were added to obtain the expected evolution of MERCOSUR presented in Table 1. Energy exchanges between the countries correspond exclusively to the distribution of generation from the binational facilities.

### 3. IMPACT OF INTEGRATION ON ELECTRICITY DEMAND

Three types of effects were reviewed: a) stemming from electric power interconnection, which when considering load simultaneity exerts an impact on reserve and service quality needs; b) the impact on the countries' energy strategies, which could modify the role assigned to electricity to meet energy needs; and c) the impact on the level of economic activity in each country and its effect on electricity consumption.

#### a. Effects of Interconnection

The impact on peak demand for capacity was analyzed bearing in mind the following factors: seasonal load variation; hourly diversity, on the basis of the shape of typical load curves; and reduction of simultaneous load, based on low probability of monthly and daily coincidence of peak loads.

From a seasonal standpoint, in all the countries except Paraguay, peak demand for capacity occurs in the winter. It can therefore be asserted that seasonal diversity is virtually negligible (0.1% of total load) among the four countries.

Despite the broad geographical area covered by MERCOSUR and probably because of the relatively narrow breadth of the east-west strip where its major economic activi-

**Table 1**  
**Expected Evolution of the Electric Power Systems of MERCOSUR**

|                        | Argentina |     | Brazil |     | Paraguay |     | Uruguay |     | MERCOSUR |     |
|------------------------|-----------|-----|--------|-----|----------|-----|---------|-----|----------|-----|
|                        | GWh       | %   | GWh    | %   | GWh      | %   | GWh     | %   | GWh      | %   |
| <b>1990</b>            |           |     |        |     |          |     |         |     |          |     |
| Consumption-Generation | 43063     | 100 | 188979 | 100 | 2260     | 8   | 4712    | 99  | 239013   | 100 |
| • Hydro                | 15730     | 37  | 158591 | 84  | 27051    | 100 | 4413    | 93  | 205785   | 86  |
| • Conventional thermal | 19983     | 46  | 3495   | 2   | 5        |     | 347     | 7   | 23829    | 10  |
| • Nuclear              | 7280      | 17  | 2237   | 1   |          |     |         |     | 9517     | 4   |
| Exchange               | 70        | -   | 24656  | 13  | -24796   | 92  | -48     | 1   | -118     | -   |
| <b>2000</b>            |           |     |        |     |          |     |         |     |          |     |
| Consumption-Generation | 79430     | 100 | 308343 | 100 | 5093     | 13  | 7067    | 100 | 399933   | 100 |
| • Hydro                | 33468     | 42  | 237530 | 77  | 39120    | 100 | 5730    | 81  | 315849   | 79  |
| • Conventional thermal | 22970     | 29  | 33771  | 11  | 5        |     | 1337    | 19  | 58082    | 15  |
| • Nuclear              | 13223     | 17  | 12780  | 4   |          |     |         |     | 26002    | 6   |
| Exchange               | 9770      | 12  | 24262  | 8   | -34032   | 87  |         |     |          | -   |
| <b>2010</b>            |           |     |        |     |          |     |         |     |          |     |
| Consumption-Generation | 150538    | 100 | 640849 | 100 | 10808    | 22  | 9497    | 100 | 811692   | 100 |
| • Hydro                | 52943     | 35  | 503264 | 79  | 48770    | 100 | 6130    | 65  | 611113   | 75  |
| • Conventional thermal | 67955     | 45  | 86234  | 13  | 4        |     | 3367    | 35  | 157560   | 20  |
| • Nuclear              | 13223     | 9   | 29797  | 5   |          |     |         |     | 43019    | 5   |
| Exchange               | 16412     | 11  | 21554  | 3   | -37966   | 78  |         |     |          | -   |

ties are concentrated, analysis of typical daily load curves indicates that the daily night-time peak loads in winter occur at the same hour. Because of this, there would be no savings due to hourly diversity in the normal daily programming for the year's most heavily loaded season. In the summer, when there is hourly diversity, the situation is different.

Nevertheless, the unlikely simultaneity (monthly, daily, and hourly) of the annual peak loads enables the difference between the sum of the national annual peak loads and the expected simultaneous load to be estimated at 1.3%. This percentage, even if it is low, implies a joint reserve savings on the order

of 1,000 MW for the year 2000 and 1,900 MW for the year 2010. Total joint investment savings stemming from this would amount to between US\$360 million and US\$660 million for the years 2000 and 2010, respectively, with reserve capacity estimated on the basis of gas turbines.

As a result of the interconnection, service quality would increase far more than what these figures would seem to indicate, since the shape of the load curves is not exactly equal in all countries and the earnings stemming from diversity are much higher outside night-time peak hours and other seasons of the year. In addition, the much larger scale of the generating facilities

would provide greater stability to the system as a whole in the case of emergency outages due to the lower impact of each unit's size on simultaneous demand.

#### b. Effects of the Energy Strategies

Each country has defined its own energy strategy in terms of available national resources. The present study has queried if the revision of these national strategies within the framework of an integration process such as the one being undertaken by MERCOSUR would have significant effects on the national forecasts of future electricity consumption.

***The current and future characteristics of electric power installations on the MERCOSUR countries provide wide-ranging opportunities for complementation and coordination in the management of their electric power systems***

The availability of hydropower and dependence on the imported supply of oil and products led Brazil, Paraguay, and Uruguay to promote the use of electricity for heating purposes. By contrast, the availability of natural gas in Argentina and the expansion of its transport and distribution networks in the last 45 years have fostered the intensive utilization of gas for heating purposes in the areas where gas is available, with electricity being reserved for virtually specific uses.<sup>9</sup>

The large surpluses of hydropower in Paraguay stemming from the binational facilities provide no reason for modifying this strategy in the future; on the contrary, they justify an even broader development of hydropower.

By contrast, the intention of Brazil to considerably expand its gross domestic supply of natural gas, either through local production or complementary imports, leads us to think that the availability of gas will affect electricity consumption and that gas may replace electricity for certain heating uses.

On the basis of final energy consumption forecasts by consumption sector and bearing in mind the characteristics of Brazil's manufacturing industry, the normal speed of penetration of new sources and the current share of gas in Argentina and MERCOSUR, and the officially forecast gross domestic supply of gas in Brazil, penetration of gas up to 2010 was estimated and the share of electricity consumption that could be substituted in the residential, commercial and public, and industrial sectors was calculated.

The results of this analysis indicates that a reduction of total electricity consumption on the order of 26,000 GWh for the year 2000 and 68,000 GWh for the year 2010, which account for 7.5% and 12.6%, respectively, of total electricity consumption projected for public ser-

vices, can be expected.

The magnitude of these estimates clearly shows the advisability of conducting joint in-depth studies of electricity and natural gas demands and of assessing in great detail the appropriateness of these substitutions, which would considerably modify the forecasts of the Brazilian power sector's future evolution.

In the case of Uruguay, electricity is used for heating purposes only in the residential, commercial, and public sectors. Recent studies have shown that 38% of the electricity consumed by the residential sector is aimed at space and water heating.

On the basis of this information, official studies estimated that the substitution potential of electricity for natural gas, if it were available, would amount to 600 GWh for the year 2000 and 800 GWh for the year 2010, which would account for a reduction of 8.5% in the electricity consumption envisaged in the plans.

**c. Economic Impact of Integration**

The economic growth assumptions used in the electric power plans are based on the history of the respective economies and were made prior to the initiation of the common market. Therefore, they do not include any effect due to economic integration.

In order to determine the probable impact on economic activity in each member country, the changes occurring during the last 20 years in the economic structures of the countries, especially in the industrial sector of Argentina and Brazil, were analyzed in detail.

The relative importance and the composition of intra-regional trade for each country were also reviewed, on the assumption that economic integration would lead to greater intraregional trade. The

impact on each country's overall economic activity will depend on the relative importance of this trade in each national economy, in accordance with the definition of different multiplier factors for each country.

The outcome of these analyses clearly shows that, for the economies of Paraguay and Uruguay, access to large-scale markets would have much deeper repercussions than for the Brazilian economy, whose manufacturing industry is already successfully engaged in considerable international and inter-regional trade. Argentina, on the other hand, is placed in an intermediate position and the flow of trade within the region has fluctuated drastically, depending on exchange rate ratios. In any case, agricultural and livestock products, as well as agro-industrial goods, comprise the majority of Argentine exports to MERCOSUR countries.

In order to estimate the pace of these impacts, the achievements reached in the integration process and the difficulties encountered since the signature of the first protocols since 1986 were examined.

The results of these analyses enable us to forecast that the effects on the countries' economic growth will only begin to be felt at the end of the present decade; in the next decade, the effects will produce an increase in projected economic growth on the order of 12% for Argentina, 5% for Brazil, 22% for Paraguay, and 35% for Uruguay.

The impact of this process on electric power demand forecasts will be a rise in consumption in the year 2000 on the order of 2% for Argentina, 0.4% for Brazil, 6% for Paraguay, and 6% for Uruguay. In the year 2010, these percentages would increase to 9%, 2.6%, 24%, and 17%, respectively.

#### 4. EFFECTS OF INTEGRATION ON ELECTRICITY SUPPLY

The current and future characteristics of electric power installations on the MERCOSUR countries provide wide-ranging opportunities for complementation and coordination in the management of their electric power systems.

The predominantly hydroelectric composition of Brazilian facilities has led to the definition of supply security criteria that could respond to a much more severe breakdown of hydraulic intakes than in other countries. By contrast to Uruguay and Argentina, where the reserve for coping with low hydrological years is comprised of thermoelectric stations, in Brazil a sufficient number of hydropower stations was planned so that the risk of not supplying demand under hydrologically adverse conditions would not exceed 5%.

The natural consequence of these criteria is that, relatively frequently there are hydropower generation surpluses (referred to as secondary hydropower) which only partially find a market through the application of special tariffs in order to promote fuel substitution for heating purposes.

The secondary energy supply potential that Brazil's expansion plans would offer have been estimated for the period under review, on the basis of studies conducted in Argentina for the Paraná, Uruguay, and Limay river basins. According to these studies, secondary energy would account for about 30% of firm energy (guaranteed 95% of the time).

On the basis of a conservative assumption, it has been estimated that a potential supply for the purposes of the exchange with the other countries of MERCOSUR would be 10% of Brazil's hydropower supply, including Itaipú. It should be clarified that Uruguay also has secondary

energy surpluses, which in the last few years it has been selling to Argentina.

The possibility of taking advantage of this potential lies in the thermoelectric generation forecast by Argentina and, to a lesser extent, by Uruguay. Both systems, but to a greater extent the Uruguayan system, will be in a better position to take advantage of this surplus energy as long as it does not overlap hydrologically abundant years in the basins where their own hydraulic stations are located.

In order to test this condition, the complementariness of the hydrological schemes of the region's most important rivers was analyzed. It was confirmed that there is a potential annual and seasonal complementation capacity between the waterflows of the Uruguay and Paraná rivers and to a certain extent with the Amazon River.

This test review has exerted two important impacts on the valuation of the benefits of electric power interconnection. First of all, it facilitates mutual assistance to cope with critical situations in each system, with flows in both directions. Second, this complementation of hydrological regimes enables us to predict that critical hydraulic conditions for the whole will entail the risk of losing less hydraulic generation than would be lost through each country's individual losses.

It is clear that mitigation of the hydraulic outage risk would have consequences for project programming and would enable investment savings.

In addition, the levels of firm hydropower could increase by agreeing upon a coordinated operation of the reservoirs, permitting the countries to restructure their dammed hydraulic reserves in order to cope with hydrological contingencies under better conditions.

The analyses conducted show that both the potential supply of secondary hydropower and the possibilities of taking advantage of this supply depend on the level of integration attained.

With simply the interconnection of systems, the thermoelectric generation capable of being substituted is far below the estimated potential supply and only in the year 2010 can it be fully utilized. In any case, the substitution could attain close to 14 TWh in the year 2000 and almost 53 TWh in the year 2010. Even assuming low fuel costs (US\$2.3 per BTU) and efficient stations (2,100 calories per KWh generated), the annual savings stemming from this would amount to US\$267 million in the year 2000 and US\$1.02 billion in the year 2010.

The economic impact of integration and the change in energy strategies would reduce by 6% the potential secondary energy supply as a result of the displacement of hydropower projects in Brazil when it reduces its electricity demand. But at the same time, the spatial redistribution of demand that this scenario implies will enhance the amount of thermoelectric generation that can be substituted in Argentina and Uruguay. As a result, the substitution would amount to 16.5 TWh in the year 2000 and 49.6 TWh in the year 2010, with fuel savings equivalent to US\$320 million and US\$960 million, respectively.

This and other benefits of interconnection should be compared to the additional costs faced by selling countries and the costs of the interconnection itself.

In order to complete the linkage between the four electric power systems, the Argentine and Brazilian systems would have to be interconnected, as well as the Uruguayan with the Brazilian. On the basis of the current and projected configuration for the future of the countries'

transmission systems, the interconnection nexus of the future Garabí station seems highly interesting since the Yacyretá transmission would pass by Garabí and Salto Grande on its way to the larger metropolitan area of Buenos Aires. Thus, the Uruguayan system would be linked to Brazil and Paraguay through the Argentine system.

Although this is not the only possible configuration and its definition will require an in-depth review by the countries based on the magnitude of the projected exchange flows, it should be recalled that this interconnection was officially analyzed by AyE, ELETROBRAS/ELETROSUL in 1988, with an estimated investment of US\$577 million and a transformer station with a capacity of 900 MW.

It is apparent that this total investment is equivalent to twice the savings in fuels that could be obtained in the year 2000 and to 58% of the savings envisaged for 2010.

## 5. INSTITUTIONAL ASPECTS

The important advantages stemming from interconnection and broader coordination in the management of electric power systems of MERCOSUR, nevertheless, can materialize and will bring benefits for all electricity consumers of the area only to the extent that the integration process is adequately conducted and regulated by means of agreements between the parties involved. Some thoughts on the influence of institutional and regulatory aspects on this process will be presented here.

Establishment of the common market is concomitant with a series of changes in institutional structuring and in the rules of the game for operating the electric power systems in all the countries, even when the level of reform that each has attained

at present is not exactly the same.

In order to keep in mind the type of questions that will emerge when officially designing the area's electric power integration agreements, it would be interesting to analyze the impact that this integration would exert on the operation of Argentina's system, which has made the most progress in terms of institutional and regulatory changes and in a direction somewhat different from what the other MERCOSUR countries have proposed.

It is apparent that important benefits from electric power integration will stem from the utilization of secondary hydropower, for which a "strong" interconnection between the Argentine and Brazilian systems that could also be used by Uruguay is required.

This would require specific investments in transmission in Argentine territory, which should be sufficiently interesting to attract some private investor.

The economic attractiveness of this investment would depend on the conditions under which the marketing of this energy between the countries is agreed upon and the way of inserting it in Argentina's bulk power market.

According to current standards, international exchanges are decided on by the agency in charge of load dispatching to the extent that these exchanges are advantageous due to the difference in marginal operating costs. In other words, they would be inserted in the Argentine spot market.

The possibility of achieving the substitution levels projected in this study will depend on the share of the bulk market that is marketed under this modality. Reform of the Argentine system is still too recent to forecast this market's importance in the future. One can only say that the purchasers of recently privatized thermoelectric stations in Buenos

Aires have opted to sign medium-term (eight years) supply contracts rather than assuming the risks implied by adjusting to spot market conditions.

The foreseeable impact of these secondary energy purchases on spot market prices will be peak-shaving due to the use of less efficient equipment and/or the risk of supply outages. It is likely that it will also have an effect, although of a lesser magnitude, on the minimum marginal cost. It is therefore reasonable to expect that this important additional hydropower supply will reduce the fluctuations in the bulk electricity price.

Evidently, this will diminish the risk of all the agents involved in this market and, because it tends to reduce the average price, it will clearly favor the purchasers, that is, the distributors and large consumers. Therefore, it is expected that both will become promoters and advocates of interconnection and the resulting exchanges.

The generators will also observe that the uncertainty over the evolution of their future earnings will diminish. At the same time, however, they can be sure that their expected earnings will be lower. Unless their facilities can compete economically with these prices, they will be discouraged from participating in this activity.

Up to the year 2000, the potential supply of secondary energy could be quite significant, compared to expected conventional thermoelectric generation. If the criterion to eliminate from the estimate of the system's marginal cost all costs stemming from technical constraints, such as maintaining a certain minimum level (floor) of local thermoelectric generation for supply security reasons, is maintained, the price at which the secondary energy is purchased could become the marginal cost of the Argentine sys-

tem and, therefore, the spot market price.

Under these conditions, not only would the thermoelectric generators see their competitiveness restricted but also some hydraulic generators could also become noncompetitive.

Evidently, the impact of this eventuality would depend on the permanence of this phenomenon, since the agents will be defining their performance in terms of expected average values. As a result, it seems highly advisable to study in great detail the likelihood of the occurrence and permanence over time of these marketable surpluses.

An additional effect of the marketing of imported secondary energy on Argentina's spot market would be an increase in the fluctuations of Argentine thermoelectric generation, which would remain linked to the availability of water in the rest of MERCOSUR, especially in Brazil.

This situation will exert an impact on the fuels market. Depending on the type of fuel-supply contract signed by the thermoelectric generators with their suppliers, the foreseeable consequences are as follows:

- Increased operating costs for thermoelectric generators with pay-or-take fuel supply contracts, when they are obliged to pay for unused fuel and are unable to recover these higher costs by simultaneously reducing the electricity sold and the average marketing price on the spot bulk electricity market. In this case, the fuel suppliers would appropriate a part of the profits stemming from the interconnection, at the expense of the thermoelectric generators.
- Lack of fuel supply guarantees (supply shortages and/or price hikes) for the thermoelectric gen-

*Second, this complementation of hydrological regimes enables us to predict that critical hydraulic conditions for the whole will entail the risk of losing less hydraulic generation than would be lost through each country's individual losses*

erator when he has to increase his generation due to the lack of hydraulic surpluses. In both cases, electricity prices would increase on the bulk market, thus adversely affecting the consumers.

On the basis of these considerations, it is clear that the generators could be seriously affected by the marketing of secondary energy on the spot electricity market. In order to avoid damages that would jeopardize the normal operation of the Argentine electric power system, exchange ceilings that would end up by being reasonable for all the agents involved would have to be studied, without discounting the benefits of interconnection. These ceilings will surely depend on the configuration that the system has during each period of time.

It is difficult to envisage the possibility that these exchanges will be traded outside the spot market by means of medium-term contracts, since they cannot guarantee supply. Therefore, it can be concluded that, even at this incipient level of cooperation in the management of interconnected systems, the vertical division

---

***On the basis of these considerations, it is clear that the generators could be seriously affected by the marketing of secondary energy on the spot electricity market***

---

of the electric power chain established by Argentina's new institutional scheme requires changes in the traditional assessment approach, which simply involves minimizing costs, and consideration of the various opposing interests of the different agents involved.

Attaining the second level of cooperation, that is, the coordination of policies for operating the reservoirs, appears to be easier, to the extent that the agency in charge of load dispatching in Argentina is the one that centrally plans the operation of the national reservoirs, and therefore agreements could be directly entered into at this level.

The sole purpose of these reflections is to show how institutional factors influence the effective implementation of the potential benefits of interconnection and the progressive integration of the electric power systems of MERCOSUR and to call attention to the need to bear in mind the operating conditions of the systems in the agreements between the member countries.

## 6. CONCLUSIONS

In short, the characteristics of the MERCOSUR systems offer

important advantages for the integration and complementation of their electric power systems.

The development of binational projects, including both those already commissioned and those that can be agreed upon in the future, are an important base to facilitate the interconnection of systems and to advance in the coordination of their operation.

It is foreseeable that development of the substantial hydropower resources that the region has available will continue during the next 20 years. This forecast is based not only on Brazil's express policy to continue on the same course, but also on the competitiveness of several hydropower projects on the Argentine market, even under current operating conditions.

Nevertheless, in the case of Argentina, an in-depth revision of the design criteria for the hydropower stations is needed to adapt them to the new institutional and regulatory scheme that is in force.

Preliminary studies conducted in this direction for the Corpus hydropower station show that a lower peaking level of the stations could increase their competitiveness over thermoelectric generation options.

It is advisable to study more thoroughly the adaptation of Corpus, which could play a significant role in supplying electricity beginning in the year 2003 to the extent that the Argentine system retakes the road of growth planned by the authorities.

The Garabí binational station also appears to be of interest for the integration of the region's electric power systems since it could become the main nexus for interconnection between Brazil and Argentina, allowing at the same time for the linkage of Uruguay with the Brazilian and Paraguayan systems through the Yacyretá transmission system through Argentine territory.

From the strictly electricity standpoint and in addition to improvements in service quality and the consequent reserve savings that the interconnection would provide, the main benefit comes from the capacity for complementation of the hydrological regimes and the possibility of utilizing secondary hydropower, which otherwise would not find a market.

Although this kind of exchange would mean substantial fuel savings, the determination of its true potential and benefit, at least in Argentina, should not ignore the different impacts on the various agents of the electric power chain.

Finally, the importance that a revision of the energy strategies of the area's countries, as a result of progress made in integration, would have for the prospects of the power sectors should be underscored. The role of electricity in supplying energy requirements and its possible substitution by other competitive sources, such as natural gas, could entail significant investment savings for the power sector. ◊

## NOTES

1. The Organization of the American States (OAS), the Inter-American Development Bank (IDB), the Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC), the General Treaty on Central American Integration (ODECA), the Latin American Free Trade Association (ALALC) superseded by ALADI, etc.
2. Surface extension of 3.2 million square kilometers and 22,000 cubic meters per second of water flowing at its mouth, according to ECLAC estimates.
3. Shared by Brazil and Paraguay.
4. Shared by Argentina and Uruguay.
5. Binational undertaking between Argentina and Paraguay.
6. Acknowledging 50% of production to each co-owner country.
7. It should be clarified that Brazilian plans assume a cost of US\$30 per barrel and the Uruguayans assume a rising cost of between US\$30 per barrel for the year 2000 and US\$39 per barrel for the year 2010.
8. In the study entitled "Construcción por concesión de la central hidroeléctrica de Corpus," *Fiel*, July 1991.
9. Private enterprises, which have recently obtained licenses for gas distribution, have stated their interest in analyzing the competitiveness of gas compared to electricity in air conditioning, which has until now been almost exclusively restricted to electric power.

## REFERENCES

1. IDEE-FB, *Estudio Prospectivo de la Demanda y Oferta de Energía Eléctrica en el MERCOSUR*, July 1992.
2. SEE de la República Argentina, *Plan Energético Nacional 1986-2000 y Plan Nacional de Equipamiento de Generación y Transmisión 1979/2000*.
3. "Construcción por Concesión de la C.H. Corpus," *Fiel*, July 1991.
4. Agua y Energía Eléctrica-ELETROBRAS-ELETROSUL, *Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí en el Río Uruguay entre Brasil y Argentina: Resumen del Proyecto Básico*, July 1988.
5. ELETROBRAS, *Plano Nacional de Energía Eléctrica 1987-2000, Plano Decenal 1991-2000, Cadernos do Plano 2015*, Nos. 1-5.
6. ANDE, Paraguay, *Proyecciones Económico-Financieras 1991/2000*, August 1991.
7. UTE, Uruguay, *Plan de Referencia 1991/2000*, October 1990.
8. SEE, NEA Provinces and IDEE/FB, *Estudio Energético Integral del Noreste Argentino*, 1990.
9. Reexama da Matriz Energética Nacional, Comissão Decreto No. 99503, Brazil, November 1991.
10. National Energy Directorate, Ministry of Industry, Energy, and Mining, Uruguay, *Análisis del Sector Energía para el Período 1991/2000*, January 1991.
11. SELA, *Una Experiencia de Integración*, ED/1, September 1989.
12. Taurle, J., *Automação e Competitividade: Una Valuaçao das Tendências no Brasil*, Federal University of Rio de Janeiro, 1987.
13. CFI, *Gasoducto Interprovincial del Noreste de la República Argentina para el Suministro de Gas Natural a las Provincias de la Subregión y Provisión a Paraguay y Estados Brasileños del SUR*, April 1988.
14. BID-INTAL, *Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil*, July 1983.
15. BID-INTAL, *Interconexiones Gasiferas en el Cono Sur*, January 1984.
16. Index MERCOSUR, *Argentina-Brasil*, Year 1, Nos. 1-4, October, November, and December 1991 and January 1992, Buenos Aires, Argentina.
17. ELETROBRAS, *América Latina. Países do Cono Sul. Informações Estruturais*, Boletim Tarifário do Fornecimento 001/91, Year III.
18. Republic of Argentina, Ministry of Economy and Public Works, Electric Power Secretariat, Secretariat of Hydrocarbons and Mining, *Descripción del Sector Energético*, March 1992.
19. Office of the President of the Republic, Technical Planning Secretariat, Project PAR/85/003, UNDP-IBRD, *Proyecciones Tendenciales del Consumo de Energía hasta 2005: Lineamientos de Política Energética y Escenarios de Desarrollo*.
20. CERES, *Los Efectos Económicos de la Regulación del Sistema Eléctrico: La Experiencia Uruguaya*, March 1991.
21. Ministry of Mines and Energy, Brazil, *Balanço Energético Nacional*, 1989, Base Year 1988.
22. IDB-INTAL, Weiger, M., Consultant, *Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina y Brasil*.
23. Campos, Luis A. and Canese, Ricardo, *El Sector Público en el Paraguay: La necesidad de su Reestructuración*.
24. IDB-INTAL (UPADI-CPI), Pub. No. 303, *Experiencias de Integración Hidroeléctrica*, First Meeting of Binational Hydropower Developments.
25. IDB-INTAL, Pub. No. 324, *Identificación, Preparación y Evaluación del Proyecto de Integración Fronteriza: Aspectos Metodológicos*, and No. 329, *La Distancia como Obstáculo a la Integración Regional*.

# Las Implicaciones de los Nuevos Reglamentos Ambientales en los Países Consumidores para la Industria Petrolera de Venezuela\*

Juan Carlos Sánchez Martínez\*\*

## 1. INTRODUCCION

Existen pocos temas que susciten tanta preocupación para la industria del petróleo como la protección del medio ambiente. Casos de contaminación del aire urbano, grandes derrames de petróleo, lluvia ácida y más recientemente el temor de un posible aumento en el efecto invernadero son todos ejemplos vinculados al consumo del petróleo y otros combustibles fósiles, que hasta cierto punto han contribuido en los últimos años a conscientizar a la opinión pública en favor del medio ambiente. Como respuesta, se están promulgando nuevos y más estrictos reglamentos ambientales en los principales países consumidores de petróleo, lo cual ha llevado a una reformulación de las estrategias del comercio petrolero y de las operaciones en los países exportadores de petróleo. Las prioridades incluyen el control de la contaminación del aire y del agua, el manejo de los desechos, la conservación de los recursos naturales y el control de los derrames de petróleo, entre otros.

El presente artículo hace un resumen de los reglamentos más significativos en los Estados Unidos y Europa y sus objetivos, así como sus implicaciones para Petróleos de

Venezuela S.A. (PDVSA) en cuanto a la reducción en la demanda de petróleo, a inversiones para cumplir con las nuevas especificaciones para los derivados y programas de prevención de contaminación.

Los reglamentos ambientales de Venezuela también fueron revisados recientemente. Se estima que las inversiones que se necesitan para cumplir con las nuevas normas nacionales en las instalaciones existentes alcanzan los US\$500 millones para el período 1992-1996. Las inversiones en la protección ambiental local para las nuevas instalaciones en Venezuela para producir derivados más limpios, durante el mismo período, están incluidas en el monto arriba mencionado y se presentan en este artículo.

## 2 REGLAMENTOS DE LOS ESTADOS UNIDOS

Desarrollar leyes para el medio ambiente en los Estados Unidos implica un proceso sumamente laborioso y complejo. Grupos de interés público interactúan con asociaciones industriales para trabajar con líderes del Congreso Nacional con el objeto de elaborar una legislación. Antes que se desarrolle una ley, el Congreso debe percibir que existe una necesidad para esa

*El presente artículo hace un resumen de los reglamentos más significativos en los Estados Unidos y Europa y sus objetivos, así como sus implicaciones para Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) en cuanto a la reducción en la demanda de petróleo, a inversiones para cumplir con las nuevas especificaciones para los derivados y programas de prevención de contaminación*

\* Ponencia presentada en el Seminario sobre el Medio Ambiente de la OPEP en Viena, Austria, del 13 al 15 de abril de 1992.

\*\* Asesor para Asuntos del Medio Ambiente, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Venezuela.

legislación por parte de los votantes o grupos de interés especial. Una vez que se haya identificado esa necesidad, el Congreso realiza audiencias sobre el asunto, usualmente mediante una comisión parlamentaria apropiada, para recopilar datos y determinar el impacto de los diferentes enfoques legislativos. Durante esas sesiones, todos los grupos interesados presentan datos científicos y proporcionan testimonios.

Una vez que el Congreso se ponga de acuerdo con el nuevo estatuto ambiental y que el Presidente lo firme, se convierte en un mandato para el organismo regulador apropiado para que desarrolle reglamentos que logren alcanzar las metas y objetivos de la ley. Por ejemplo, decenas de reglamentos han sido desarrollados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (Environmental Protection Agency - EPA) para leyes tales como la Ley del Aire Limpio (Clean Air Act) y la Ley del Agua Limpia (Clean Water Act). El proceso para desarrollar reglamentos puede implicar varios y diferentes procedimientos que generalmente incluyen la recopilación de datos científicos, el desarrollo de métodos de ejecución, la realización de audiencias públicas sobre los reglamentos propuestos y la elaboración de los reglamentos finales.

Los programas de regulación ambiental usualmente adoptan dos perspectivas diferentes para controlar la contaminación: normas ambientales y el control en la fuente. Las normas ambientales examinan la presencia de contaminantes en el medio ambiente proveniente de todas las fuentes (sectores industrial, municipal, residencial y privado) para mantener la calidad ambiental de una cierta región o área. Los controles en la fuente estudian el efecto de introducir contaminantes en el medio ambiente a partir de una fuente

particular. En lugar de interesarse por la cantidad total de contaminantes de todas las fuentes (como en el caso de las normas ambientales), el control en la fuente se interesa por las cantidades de contaminantes emitidos por fuentes individuales. Una fuente puede ser toda una planta industrial o un tubo o válvula de descarga individual específico.

Actualmente, las normas ambientales usualmente sirven de guía para medir y controlar el impacto combinado de las emisiones de fuentes múltiples. Además, los niveles ambientales de contaminantes, a menudo, sirven de base para establecer límites de emisiones para fuentes individuales.

Se exigen y se hacen respetar las normas de desempeño para los controles en la fuente por medio de permisos. Los permisos se emiten generalmente para cada fuente. Se puede requerir solicitudes de permisos separadas para construir una fuente o modificar una fuente existente y operar una fuente. Los permisos de operación especifican las condiciones, límites y requerimientos de monitoreo para las operaciones en una instalación existente. Ejemplos de esos permisos y requerimientos son:

- Nuevos permisos de fuentes emitidos bajo la Ley del Aire Limpio.
- Permisos de descarga de aguas servidas emitidos bajo la Ley del Agua Limpia.
- Permisos para instalaciones que emiten desechos tóxicos peligrosos.
- Limitaciones específicas de emisiones.
- Requerimientos para mantener registros.
- Requerimientos para la manipulación de materiales.

## 2.1 Ley del Aire Limpio

El Congreso de los Estados Unidos promulgó la Ley del Aire Limpio (Clean Air Act - CAA) y sus

modificaciones como una respuesta al deterioro de la calidad del aire en muchas áreas industrializadas y urbanas. Su meta global es proteger la calidad del aire para promover la salud y el bienestar público. La Ley establece las normas ambientales para contaminantes específicos del aire, tales como el monóxido de carbono, los óxidos de nitrógeno, el dióxido de azufre, el plomo, las partículas en suspensión y el ozono; también regula las emisiones de los contaminantes a la atmósfera provenientes de varias fuentes. Normas de fuentes pueden incluir no sólo límites para la concentración y límites para el ritmo de emisión sino los requerimientos para monitorear, reportar y comprobar esos límites.

El 15 de noviembre de 1990, hubo una revisión importante en la CAA. Las modificaciones se debían al hecho de que, dos décadas después de la promulgación de la Ley en 1970, aproximadamente 100 áreas urbanas todavía violaban la norma para el ozono y 52 violaban la norma para el dióxido de carbono (CO). Entre otros temas, la CAA modificada introdujo nuevos requerimientos para los combustibles para motores y las emisiones de contaminantes tóxicos al aire, que representaron un impacto significativo para las actividades de la industria de refinación.

Las modificaciones a la CAA definen dos categorías de gasolina regulada: la oxigenada y la reformulada. Para las áreas que no lograron alcanzar los niveles aceptables de CO (CO nonattainment areas), se estipula el uso de la gasolina oxigenada, que se define como la gasolina con un contenido de oxígeno de 2,7% con respecto a su propio peso (wt%), durante los meses del invierno cuando las emisiones de CO son altas. Empezando a más tardar el 1ro de noviembre de 1992, se deben suministrar esas gasolinas a 41 ciudades que están violando severa o

**Cuadro 1**  
**Requerimientos para la Gasolina Reformulada**

1. Emisiones de NOx de un vehículo modelo año 1990 no mayores a aquellas producidas cuando se utiliza una gasolina de base representando el promedio de la gasolina estadounidense comercializado en 1990 (Cuadro 2).
2. Oxígeno, wt% ..... 2,0
3. Benceno, vol.% ..... 1,0
4. RVP verano (áreas más calurosas como Arizona, California), psi ..... 7,2  
RVP verano (áreas moderadas como Illinois), psi ..... 8,1
5. Metales pesados ..... nulo

**Cuadro 2**  
**Promedio Gasolina EE.UU.**  
**1990**

| Propiedades                  | de base | Verano | Invier. |
|------------------------------|---------|--------|---------|
| Azufre, ppm                  | 339     | 338    |         |
| Benceno, vol.%               | 1,53    | 1,64   |         |
| RVP, psi                     | 8,7     | 11,5   |         |
| Sustancias aromáticas, vol.% | 32      | 26,4   |         |
| T 90%, of                    | 330     | 331    |         |
| Olefinas, vol.%              | 9,2     | 11,9   |         |
| Oxígeno, wt%                 | 0,0     | 0,0    |         |

moderadamente las normas federales de calidad de aire en cuanto a CO.

La gasolina reformulada debe ajustarse a las nuevas especificaciones que buscan reducir las emisiones de compuestos orgánicos tóxicos y volátiles que producen ozono, en las nueve áreas de los Estados Unidos, calificadas de severas, que no cumplen con las normas de emisiones de ozono. Las especificaciones para la gasolina reformulada se aplicarán durante todo el año, empezando con el 1ro de enero de 1995. La legislación permite que otras áreas de incumplimiento severo, moderado y marginal en cuanto a ozono tengan la opción de utilizar esta gasolina pero solamente después que el gobernador del estado haya formulado una solicitud a la EPA. Los requerimientos generales para la gasolina reformulada se encuentran en el Cuadro 1.

La EPA estima que la transición de una gasolina convencional a una reformulada resultaría en una reducción de 19% en emisiones de CO y una reducción de 15% en

emisiones de compuestos orgánicos volátiles que producen ozono.

Los nuevos reglamentos afectan una gran parte del mercado de gasolinas de los Estados Unidos: las nueve ciudades de incumplimiento en cuanto a ozono representan el 20% de la demanda total de gasolina de los Estados Unidos pero el uso de la gasolina reformulada podría extenderse a otras ciudades contaminadas, como ya se mencionó, y por lo tanto podría afectar una gran proporción del consumo actual de los Estados Unidos (alrededor de 30%). Además, se ha estimado que el uso de la gasolina oxigenada para las áreas de incumplimiento en cuanto a CO es aproximadamente 12% del consumo total anual de gasolina de los Estados Unidos.

El uso de gasolina reformulada y oxigenada también tendrá un impacto sobre las importaciones estadounidenses de gasolina, ya que 6 de las áreas de incumplimiento con las normas de ozono y 15 de las áreas de incumplimiento con las de CO están localizadas por la costa noreste, donde se dirigen aproximadamente

90% de las importaciones totales de gasolina de los Estados Unidos, incluyendo casi el volumen total de la gasolina importada desde Venezuela (94.000 barriles por día).

Las refinerías y asociaciones de propiedad de PDVSA en los Estados Unidos producen 356.000 barriles por día de gasolina, pero solamente una parte de esta gasolina se distribuye en las áreas de incumplimiento con las normas de ozono o CO.

PDVSA, siendo una empresa de multirefinación, tiene la flexibilidad de intercambiar derivados entre sus refinerías para cumplir con las especificaciones de gasolina, pero la producción de gasolinas oxigenadas y reformuladas requiere inversiones significativas. Entre esas inversiones, las más importantes son aquellas relacionadas con la adición de oxigenados y la reducción de RVP. Los proyectos de PDVSA programados en las refinerías de Venezuela y los Estados Unidos durante el período de 1992 a 1997 incluyen plantas MTBE/TAME en casi todas las refinerías y otras

instalaciones, tales como la isomerización de la nafta, el fraccionamiento de la nafta, el hidrotratamiento de la nafta pesada, unidades de producción y alquilación de hidrógeno, así como almacenaje adicional. Esas inversiones harán que PDVSA pueda cumplir con los requerimientos de gasolinas oxigenadas y reformuladas en los Estados Unidos.

El mayor costo de las nuevas gasolinas resultará en más altos precios para el consumidor y por lo tanto habrá un impacto negativo sobre la demanda de gasolinas. Es difícil calcular este efecto de los más altos precios ya que será parcialmente compensado por el aumento en la demanda debido a la menor eficiencia de las gasolinas oxigenadas y reformuladas, que se estiman a 2,5% menos que los grados convencionales de gasolina.

Otro reglamento importante bajo la modificación de 1990 a la CAA es el mandato de reducir el nivel permisible de azufre en el combustible diesel que se utiliza en los vehículos de carretera. Específicamente, este reglamento requiere una reducción de azufre de los niveles actuales promedio de aproximadamente 0,25 wt% a niveles que no exceden 0,05 wt%. También requiere que el combustible de diesel para carretera tenga una especificación del índice de cetano mínimo de 40 o satisfaga el nivel aromático máximo de 35 wt%. El reglamento entra en vigencia para todos los puntos del sistema de distribución de combustible de diesel el 1ro de octubre de 1993.

Casi el volumen entero del diesel exportado de Venezuela a los Estados Unidos (120.000 barriles por día) consiste en petróleo térmico y no se introdujo ninguna modificación con respecto a las especificaciones para este derivado en la modificación de 1990 de la CAA; por lo tanto, se mantuvo el nivel permisible de azufre

en el petróleo térmico de 0,25 wt%. Sin embargo, la reducción de un contenido permisible de azufre en el combustible diesel utilizado en los vehículos podría producir una demanda que no se satisface para ese combustible y, al mismo tiempo, un excedente de petróleo térmico. Como resultado, se proyecta una oportunidad de mercado para el combustible diesel para carretera.

La respuesta de PDVSA a esta situación incluye varios proyectos en sus refinerías para cambiar del petróleo térmico a la producción de combustible de diesel para carretera. Los principales proyectos programados durante el período de 1992 a 1997 incluyen unidades para el nuevo Merox, hidrotratamiento, desulfurador de nafta, eliminación de mercaptano y recuperación de azufre, así como la rehabilitación, desembotellamiento y aumento de capacidad de algunas instalaciones existentes de desulfurización.

Las inversiones para controlar las fuentes de emisión de la contaminación del aire en las refinerías constituyen otro impacto significativo que la industria de refinación en los Estados Unidos está experimentando. Inversiones para la regulación de las refinerías por parte de PDVSA y sus asociados incluyen proyectos, tales como unidades de recuperación de vapor, reducciones de emisiones tóxicas al aire, programas de monitoreo del aire y control del benceno en desagües de proceso, entre otros.

Un costo definitivo de las inversiones totales para PDVSA para cumplir con las modificaciones de 1990 a la CAA es difícil de establecer debido a la diversidad de etapas de desarrollo en las cuales se encuentra cada proyecto, pero como cifra general, los costos totales para proyectos en Venezuela están alrededor de US\$1,9 mil millones y en los Estados Unidos cerca de US\$500 millones.

## 2.2 La Ley de Contaminación por Petróleo de 1990

La Ley de Contaminación por Petróleo (Oil Pollution Act—OPA) fue firmada por el Presidente de los Estados Unidos con el objeto de establecer nuevos límites sobre la responsabilidad por daños provenientes de la contaminación por petróleo y establecer un fondo para el pago de indemnizaciones para tales daños, entre otros propósitos.

La Ley aumentó la responsabilidad por derrames de petróleo de los propietarios y operadores de buques e instalaciones por encima de los niveles anteriores: para los buques petroleros y barcazas marítimas de más de 3.000 toneladas brutas, la responsabilidad subió de US\$150 por tonelada del buque a US\$1.200 por tonelada, con una responsabilidad mínima de US\$10 millones, mientras que para buques petroleros por debajo de 3.000 toneladas brutas (barcazas petroleras fluviales) la responsabilidad mínima es de US\$2 millones. La responsabilidad para instalaciones costa afuera se estableció en US\$75 millones y para instalaciones en la tierra o un puerto de aguas profundas en US\$350 millones.

La OPA también proporciona una indemnización adicional por daños desde un fondo fiduciario de derrame de petróleo de US\$1 mil millones financiado por la industria petrolera mediante un impuesto de 5 centavos el dólar EE.UU. por barril sobre el petróleo interno e importado. Hasta US\$1 mil millones podría utilizarse del fondo fiduciario para cualquier limpieza; el fondo se utilizaría para pagar los costos de limpieza federales y estatales, para costos de limpieza y daños donde tales costos superan los límites de responsabilidad de las partes responsables y para ciertas otras actividades.

La medida estipula la eliminación de los límites de responsabilidad federal (y los buques e instalaciones se volverían completamente responsables de los costos de limpieza y compensación) si ocurre un derrame debido a una gran negligencia, mala administración deliberada u otras razones específicas. El acuerdo también preserva también el derecho de los estados de tener normas de responsabilidad más estrictas (incluyendo responsabilidad ilimitada) y de mantener sus propios fondos y sistemas de indemnización para derrames de petróleo.

Como medida preventiva, la ley requiere que todos los nuevos buques petroleros y barcazas marítimas tengan cascos dobles para ayudar a prevenir derrames de petróleo y que se elimine gradualmente la utilización de buques de casco simple empezando en 1995, de tal forma que virtualmente todos los buques que se utilizan en las aguas estadounidenses deben tener cacos dobles en 20 años. La medida también requiere que los buques sean navegados por pilotos calificados o escoltados por otros buques en aguas especificadas.

Otra característica clave de la OPA es el fortalecimiento de la autoridad federal para asegurar la limpieza inmediata de derrames de petróleo. Se requiere que el gobierno federal dirija los esfuerzos de limpieza de los grandes derrames. Un plan nacional de contingencia tendría que desarrollarse, estableciendo procedimientos y responsabilidades para limpiar los derrames de petróleo. Se prepararían planes de contingencia de área para todas las aguas y costas de los Estados Unidos. Los propietarios de los buques e instalaciones, como terminales en tierra, deben también preparar planes individuales de contingencia. Tales planes deben identificar y asegurar la disponibilidad de recursos privados suficientes para responder a un derrame del "peor caso".

Las implicaciones comerciales de la OPA son numerosas pero los impactos principales para PDVSA son los costos asociados con el fortalecimiento de las capacidades de responder a derrames, la provisión de buques petroleros de doble casco y la cobertura de seguro.

Para responder al mandato de la OPA, en 1991 PDVSA se afilió a la Asociación de la Preservación Marina (Marine Preservation Association—MPA), una asociación de las partes involucradas en las industrias de petróleo y transporte del petróleo en los Estados Unidos que proporciona a través de la Corporación de Respuesta ante Derrames Marinos (Marine Spill Response Corporation—MSRC) una preparación, respuesta, contención y limpieza de derrame de petróleo para derrames catastróficos (es decir, derrames más allá de la capacidad de los recursos locales). En práctica, la MPA responderá a derrames de alta mar estimados en exceso de 25.000 barriles y derrames en zonas del litoral o aguas de marea por encima de 40.000 barriles. Mediante esta asociación, PDVSA podrá someter el plan de respuesta requerido por los estatutos para derrames potenciales de petróleo que provienen de buques o instalaciones. El costo de afiliación al MPA para PDVSA es US\$75 millones durante el período de 1991 a 1998.

Una capacidad de respuesta adicional para derrames masivos de petróleo en los buques e instalaciones de propiedad de PDVSA en los Estados Unidos y en el mundo puede obtenerse de la Respuesta para Derrames de Petróleo (Oil Spill Response), que es una cooperativa internacional situada en Southampton, Inglaterra, a la cual se unió PDVSA en 1991. El Plan Nacional de Contingencia, establecido por PDVSA en Venezuela desde 1984, también puede proporcionar equipo y conocimientos técnicos si fuere necesario.

***PDVSA, siendo una empresa de multirefinación, tiene la flexibilidad de intercambiar derivados entre sus refinerías para cumplir con las especificaciones de gasolina, pero la producción de gasolinas oxigenadas y reformuladas requiere inversiones significativas***

***La Comunidad Europea ha acordado reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2000 hasta los niveles de 1990 como primer paso para contribuir a la reducción de las emisiones de los gases de invernadero del mundo. Para alcanzar esa meta, la Comisión de las Comunidades Europeas está considerando la aplicación de un impuesto, la mitad gravada en todas las formas de energía y la otra mitad en los combustibles fósiles***

Cuando se promulgó la OPA, la empresa estaba planeando incrementar el número de buques a 41; como consecuencia, se decidió adquirir buques petroleros de doble casco. Se consideró que la rehabilitación de los buques petroleros existentes de casco simple no resultaba ser una alternativa económica ya que cuesta aproximadamente 40% del precio de buque y hay una pérdida de 10 a 12% de la capacidad de carga en un buque rehabilitado.

Finalmente, las responsabilidades financieras establecidas bajo la OPA dificultó el seguro de los buques pasando por las aguas estadounidenses. Actualmente, PDVSA está analizando cuidadosamente esta situación.

### **2.3 Otros Reglamentos**

Otros reglamentos ambientales con impactos relativamente menores sobre las instalaciones y asociaciones de propiedad de PDVSA en los Estados Unidos son: la reautorización de la Ley de Agua Limpia (Clean Water Act—CWA) que establecía normas más altas de tecnología para equipos de reducción de contaminación y la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos (Resource Conservation and Recovery Act—RCRA) que

introducía reglamentos para tanques subterráneos de almacenamiento y procedimientos de caracterización de desechos peligrosos. Ejemplos de proyectos que están en línea con los nuevos reglamentos de la RCRA comprenden el desmantelamiento de depósitos y reemplazo con tanques subterráneos de almacenamiento de refinerías, así como la segregación y mejoramiento del pretratamiento de aguas de efluente.

### **3. REGLAMENTOS EUROPEOS**

La mayoría de las leyes ambientales de la Comunidad Europea (CE) se presentan en forma de Directivas. Las Directivas son instrumentos legales que se imponen sobre el resultado que se busca lograr, tales como el nivel de calidad de un aire particular, aunque deja a cada Estado miembro la libertad de escoger la forma y el método para lograr ese resultado dentro de su propio marco constitucional y legislativo. La política de la EC está orientada a que las normas ambientales se aproximan al más alto nivel que existe entre los países miembros. Las normas armonizadas que resultan representan "pisos" y los Estados pueden aplicar normas más estrictas pero no pueden quedarse por debajo

de esos límites inferiores. Como consecuencia de tal armonización, los más dramáticos cambios en los estándares ambientales ocurren en los países australes. Las empresas que operan en Europa del sur, acostumbradas a estándares ambientales menos estrictos, ahora tienen que invertir más en la prevención y control de la contaminación. No es el caso para las asociaciones de PDVSA en Europa que concentran sus actividades en Alemania, Suecia y Bélgica.

La legislación recientemente adoptada por la CE sobre las emisiones de grandes plantas de combustión representa el mayor impacto en términos de inversiones y aumento de costos de operación para las asociaciones PDVSA en Europa, mientras que los reglamentos sobre contenido de azufre en los derivados de hidrocarburos que están surgiendo tendrán una implicación tanto para las refinerías venezolanas como para las asociaciones en Europa.

#### **3.1 La Directiva sobre Grandes Plantas de Combustión**

Con la Directiva 88/609/EC sobre Grandes Plantas de Combustión (Large Combustion Plants Directive—LCPD), que se adoptó en 1988, se reducen las emisiones de

dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno de las plantas industriales. Es un plan de 15 años para contrarrestar la contaminación por la lluvia ácida y el "smog" causado por las centrales eléctricas y otras plantas industriales pesadas.

De acuerdo con la LCPD que está en vigencia en todos los Estados miembros desde junio de 1990, toda nueva planta de combustión de 50 MW o más, autorizada después del 1ro de julio de 1987, cumplirá con los límites especificados de emisiones. Por otra parte, las emisiones que vienen de las grandes plantas existentes de combustión se reducirán progresivamente de sus niveles de 1980, con porcentajes especificados para Estados miembros diferentes, tomando en cuenta sus circunstancias particulares. Grandes plantas de combustión en Alemania, por ejemplo, deben reducir sus emisiones de dióxido de azufre en un 40% con respecto a niveles de 1980 para 1993, 60% para 1998 y 70% para el año 2003.

Para cumplir con la LCPD, se requiere la instalación de nuevas unidades de desulfurización en algunas refinerías o la expansión de unidades existentes. Las inversiones planificadas durante el período 1992 a 1995 en las asociaciones de PDVSA en Europa tienen un costo estimado total de US\$320 millones.

#### **1.2 Contenido de Azufre y Otros Requerimientos que Están Surgiendo para los Derivados de Hidrocarburos**

La Directiva 87/219 de la Comunidad Europea limita el contenido de azufre en el diesel y fuel oil liviano hasta un máximo de 0,3 wt% y 0,2 wt% en áreas ambientalmente sensibles. La Comunidad Europea está actualmente estudiando las medidas para establecer los límites de azufre para combustibles bunkers y fuel oil pesado. Los nuevos límites, bajo

discusión, son 2% para bunker y 1% para fuel oil pesado. Aunque el horizonte de tiempo para esta propuesta no es en el corto plazo (después del año 2000), la industria petrolera debe estar atenta en cuanto al avance de esta iniciativa. El mercado de fuel oil de la CE es aproximadamente 80 millones toneladas por año y el combustible bunker representa otros 20 millones de toneladas por año.

También se prevé que la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC) bajará el límite del benceno en la gasolina y promoverá un aumento en el contenido de oxigenados. La decisión de revisar la legislación refleja el crecimiento rápido de la MTBE y otros éteres que se mezclan en la gasolina como resultado de la eliminación progresiva del plomo y la creciente preocupación por la contaminación que resulta del benceno y otras sustancias aromáticas.

La Directiva actual estipula que los Estados Miembros deben permitir mezclas que contienen éteres que no sobrepasan 10% del volumen de la gasolina pero los Estados tienen la opción de autorizar una mezcla que contiene 15% de éteres. La Comisión está planificando armonizar los estándares, subiendo el nivel permisible de éteres a 15% en todos los Estados miembros.

Como se mencionó anteriormente, PDVSA está llevando a cabo proyectos para satisfacer el crecimiento proyectado en la demanda de oxigenados.

#### **3.3 La Estabilización de las Emisiones de Dióxido de Carbono**

La Comunidad Europea ha acordado reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2000 hasta los niveles de 1990 como primer paso para contribuir a la reducción de las emisiones de los gases de invernadero del mundo. Para alcanzar esa

meta, la Comisión de las Comunidades Europeas está considerando la aplicación de un impuesto, la mitad gravada en todas las formas de energía y la otra mitad en los combustibles fósiles. Valdría el equivalente de US\$3 por barril sobre el petróleo en 1993, subiendo a US\$10 por barril para el año 2000. Al mismo tiempo, se diseñan medidas específicas para mejorar la eficiencia energética y aumentar el desarrollo de recursos energéticos nuevos y renovables. Las consecuencias de esas medidas serían una reducción en el consumo de energía y una importante caída en las importaciones de combustible, especialmente petróleo.

Tal impuesto seguramente ejercerá un impacto, sobre todo en el petróleo y carbón mineral, pero se debe indicar que los impuestos de la CE sobre derivados de petróleo ya están muy altos. Impuestos totales por barril de derivados de hidrocarburos han subido en la última década y ahora representan más del 50% del precio final. Sin embargo, no es probable que la CE considere alguna reducción compensatoria en los impuestos actuales sobre derivados de petróleo. La falta de impuestos similares sobre el carbón mineral en Europa distorsiona el consumo en favor de ese combustible de mayor emisión de CO<sub>2</sub>, lo cual no tiene sentido considerando el propósito ambiental de la medida.

El impacto del impuesto sobre la competitividad internacional de las industrias de alta intensidad energética podría ser considerable. Debido a eso, la introducción del impuesto está condicionada a que los otros países de la OCDE implementen medidas similares. Si el impuesto se aplica en todos los países de la OCDE, la demanda anticipada de petróleo (importaciones) de esos países se reducirá en aproximadamente 2 millones de barriles por día para el año 2000.

*Durante los años que quedan del presente siglo, es muy probable que se efectuarán cambios en la manera de utilizar la energía y que se logrará mayor eficiencia y mayor comprensión por parte del público sobre los diferentes riesgos para el medio ambiente provenientes del uso de diferentes combustibles, lo que resaltará la importancia de los logros ambientales de la industria petrolera*

#### 4. CONCLUSIONES

PDVSA, al igual que la mayoría de las otras grandes empresas petroleras, está comprometiendo importantes recursos para cumplir con los requerimientos de los reglamentos ambientales que se han promulgado recientemente o que están surgiendo en los países clientes (principalmente los Estados Unidos y Europa). La continua preocupación política y de la sociedad por la protección del ambiente local en estos países ha convertido este tema en un importante elemento en la estrategia comercial de la empresa, que ofrece en algunos casos oportunidades para crear una ventaja comparativa.

Sin embargo, el financiamiento de los proyectos ambientales que están en vías de realizarse para cumplir con los nuevos reglamentos representa una gran desafío para PDVSA en un período en el cual se requieren inversiones "upstream" para mantener o al menos incrementar moderadamente la capacidad de producción para satisfacer la demanda. PDVSA, como miembro de las comunidades donde se llevan a cabo sus actividades, comparte completamente su auténtica preocupación por el medio ambiente y se compromete a cumplir con los requerimientos de la legislación manufacturando derivados limpios. Con un mayor grado que antes, la empresa está consciente de que el futuro del negocio está vinculado a la calidad del medio ambiente mundial.

Sin embargo, la inversión en derivados "limpios" se hará realmente difícil en los países exportadores de petróleo si medidas fiscales, tales como el impuesto de carbono que representaría más del 50% del precio de petróleo, se adoptan en los países consumidores que intentan favorecer otras fuentes de energía, no necesariamente sin riesgos para el medio ambiente. El impuesto de carbono introduciría tal grado de

incertidumbre acerca del tamaño futuro de la demanda que se tendría que revisar la inversión tanto en la capacidad de producción como en los derivados limpios.

Durante los años que quedan del presente siglo, es muy probable que se efectuarán cambios en la manera de utilizar la energía y que se logrará mayor eficiencia y mayor comprensión por parte del público sobre los diferentes riesgos para el medio ambiente provenientes del uso de diferentes combustibles, lo que resaltará la importancia de los logros ambientales de la industria petrolera.

#### ANEXO

#### ACTIVIDADES AMBIENTALES DE PDVSA EN VENEZUELA

Las actividades de PDVSA relacionadas con la protección ambiental están orientadas por cinco políticas corporativas que instruyen a los empleados para que cumplan con todas las leyes y reglamentos ambientales y establecen programas para asegurar su cumplimiento. Esas políticas son:

- Mantener dentro de la corporación una organización fuerte y profesional dedicada a los asuntos ambientales y la seguridad industrial. Esta organización se denomina la Protección Integral y está constituida por más de 450 profesionales y técnicos en diferentes áreas. Su trabajo es coordinar, consultar, controlar y seguir las actividades industriales para asegurar que realmente cumplen con los requerimientos de protección ambiental y los estándares de calidad de vida.
- Asignar la principal responsabilidad de la protección ambiental a los supervisores y gerentes de las diferentes operaciones.
- Hacer cumplir las leyes y reglamentos ambientales nacionales e internacionales.
- Proporcionar todos los recursos

necesarios para aplicar las mejores tecnologías, procedimientos y procesos de control con un razonable coeficiente de costo-eficacia.

- Cooperar con el gobierno nacional en el desarrollo y el establecimiento de las nuevas leyes y reglamentos, con base en la evidencia y los requerimientos probados.

La estrategia para cumplir efectivamente con esta política incluye esfuerzos para detectar áreas críticas; acciones, estudios, proyectos y programas para prevenir los conflictos ambientales que estaban surgiendo; y la colaboración con las autoridades para crear leyes, reglamentos y normas responsables para salvaguardar la comunidad y el medio ambiente. Así, tres tipos de programas se han establecido:

- de prevención;
- de control;
- de preparación para responder en caso de emergencias.

Los principales procedimientos preventivos son los siguientes:

Primero, efectuar diagnósticos de impacto ambiental. Son estudios que se llevan a cabo durante el diseño conceptual de los proyectos, que permiten incluir medidas de atenuación y consideraciones que armonizan su ejecución con las posibilidades ofrecidas por los recursos naturales en su localización; no se emprende ningún proyecto si no se ha completado una evaluación previa de su impacto ambiental y no se ha analizado ampliamente con las autoridades ambientales y las comunidades vecinas.

Segundo, realizar estudios de ingeniería ambiental para escoger las mejores tecnologías de reducción de contaminación que sean comercialmente disponibles y su adaptación a nuestros problemas específicos.

Tercero, los programas de

mantenimiento preventivo y de proyección. Esos programas dependen de una organización profesional adecuada y una importante provisión de recursos financieros para detectar y corregir el deterioro de las plantas (por envejecimiento o corrosión) que podría provocar derrames de petróleo o descargas accidentales de sustancias peligrosas.

Con respecto a los procedimientos de control, los más importantes programas de control establecidos por PDVSA son la reinyección en los yacimientos de petróleo de todo el efluente líquido de producción; tratamiento, reciclaje y desecho del efluente derivado de los procesos de refinación y petroquímicos; aplicación de sistemas para controlar las emisiones de gas; la reducción de la generación, reciclaje, tratamiento y eliminación de desechos peligrosos; y finalmente la realización de auditorías ambientales.

El plan para la reinyección del efluente líquido proveniente de los campos de producción petrolera empezó en 1986 y concluirá en 1993. Se puede tener una idea de la magnitud de este plan fijándose en la cantidad total de agua de desecho procesada únicamente en el área del Lago Maracaibo, que suma alrededor de 1 millón de barriles por día. Se cumplen con los reglamentos sobre el efluente líquido en las refinerías y las plantas petroquímicas mediante sistemas de tratamiento fisicoquímico y biológico.

Las fuentes de emisiones atmosféricas también se controlan utilizando sistemas de tratamiento tales como unidades de desulfurización de gas, depuradores de gas húmedo, ciclones y mangas, unidades de recuperación de vapor e incineradores o mediante la modificación de las especificaciones para los derivados tales como la reducción del contenido de plomo en la gasolina venezolana, actualmente en proceso, de acuerdo con un

programa que se inició en 1986.

Para poder detectar rápidamente los derrames de petróleo, se realizan en forma rutinaria inspecciones aéreas y terrestres sobre amplias áreas de operación y las plantas principales como medida de control. Eso posibilita tener una respuesta apropiada y efectiva cuando hay un problema operacional.

Se iniciaron las actividades petroleras de Venezuela hace más de 70 años. Por esa razón, es fácil entender que tenemos muchos desechos de producción y refinería descargados en drenajes y botaderos especiales, de acuerdo con los procedimientos tecnológicos disponibles en ese entonces. Nuestro desafío hoy es realizar un inventario de tales desechos y establecer programas orientados a limpiar las áreas afectadas y reducir la generación presente y futura de los desechos, mediante el uso de tecnologías limpias en las operaciones. Para ese propósito, se ha establecido un plan comprensivo, que será ejecutado en los próximos tres años.

PDVSA también ha establecido, como procedimiento de control, la realización de auditorías ambientales. El principal objetivo de esas actividades es evaluar el cumplimiento con esos reglamentos y prácticas para la protección ambiental en nuestras operaciones y establecer las medidas adecuadas y correctas.

Sin embargo, aunque hemos desarrollado programas efectivos de prevención y control, todavía se corre el riesgo de tener descargas accidentales de petróleo, derivados de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas. Para poder mitigar los efectos negativos de tales accidentes sobre la población y el medio ambiente, PDVSA ha desarrollado varios planes de contingencia. En 1984, PDVSA implementó un Plan Nacional de Contingencia para controlar derrames masivos de petróleo en el agua. Este Plan tiene

---

una estructura organizacional coordinada por un comité central presidida por un representante de PDVSA y que incluye representantes de las autoridades gubernamentales. De acuerdo con los lineamientos operacionales del plan, el país está dividido en siete regiones. Cada región tiene su propio comité operacional y sus propias organizaciones que actúan bajo la coordinación de las empresas asociadas de PDVSA. Este Plan Nacional de Contingencia ha sido muy efectivo en las pocas ocasiones que se haya aplicado.

Ya que nuestros países vecinos tienen un creciente desarrollo de su industria petrolera y han sufrido accidentes de contaminación que afectan nuestro litoral y áreas fronterizas, el gobierno venezolano

ha suscrito varios acuerdos de cooperación bilateral para combatir los derrames de hidrocarburos. Esos acuerdos han sido firmados con las autoridades de Trinidad y Tobago, Colombia, Aruba y Curaçao.

PDVSA también desarrolló otros planes de emergencia, a saber un plan de contingencia para responder a derrames de hidrocarburos y otros derivados inflamables, que se aplicó en 1988, y un plan de contingencia para reaccionar eficientemente en el caso de derrames de sustancias tóxicas.

PDVSA realiza investigaciones de apoyo en el campo de la ecología y el medio ambiente a través de INTEVEP, una sucursal de investigación y desarrollo. INTEVEP evalúa la calidad ambiental y las condiciones ecológicas de las áreas

operacionales; además, desarrolla y adapta tecnologías de control para necesidades específicas y efectúa estudios que apoyan el establecimiento de normas y reglamentos ambientales.

Las inversiones totales para que PDVSA mantenga esos programas ambientales durante el período 1993-1997 se estiman a US\$800 millones.

Finalmente, PDVSA está firmemente convencido que los programas de educación ambiental contribuyen al éxito de las acciones ambientales. Por lo tanto, esos esfuerzos no sólo se concentran en los empleados sino en los contratistas y las comunidades organizadas, incluyendo las escuelas, las municipalidades regionales y los gobiernos locales. ◊

# Implications for the Venezuelan Oil Industry of New Environmental Regulations in Consumer Countries\*

Juan Carlos Sánchez-Martínez\*\*

## 1. INTRODUCTION

Few issues today are of more concern to the oil industry than protecting the environment. Cases of urban air pollution, large oil spills, acid rain, and more recently the fear of a possible increase of the greenhouse effect are all examples linked to oil and other fossil fuel consumption, which to some extent have contributed in recent years to a "greening" of public opinion. As a response, new and tighter environmental regulations are being enacted in major oil consumer countries, which have led to a reshaping of oil business strategies and operations in oil exporting countries. The priority areas include air and water pollution control, waste management, conservation of natural resources, and oil spill control, among others. This article summarizes the most significant of these regulations in the U.S. and Europe, their aims, as well as the implications for Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) in terms of reduction in oil demand, investments in new product specifications and pollution prevention programs.

Venezuelan environmental regulations have also been reviewed recently. The necessary investments to comply with the new national

standards in existing installations are estimated at US\$500 million for the period 1992-1996. The investments in local environmental protection, associated to the new installations in Venezuela for manufacturing cleaner products during the same period, are included in the costs of these installations and are presented in this article.

## 2. U.S. REGULATIONS

The development of environmental laws is a very laborious and complicated process in the U.S. Public interest groups interact with industrial trade groups to work with congressional leaders in developing legislation. Before a law is developed, Congress must perceive a need for legislation through constituents or special interest groups. Once a need is identified, Congress holds hearings on the subject, usually through the auspices of the appropriate congressional committee, to collect facts and determine the impact of different legislative approaches. During these hearings, all interested groups present scientific data and provide testimony.

Once the new environmental statute is agreed upon by the Congress and signed by the President, it becomes the mandate of

***This article summarizes the most significant of these regulations in the U.S. and Europe, their aims, as well as the implications for Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) in terms of reduction in oil demand, investments in new product specifications and pollution prevention programs***

\* Paper presented at the OPEC Seminar on the Environment, in Vienna, Austria, on April 13-15, 1992.  
\*\* Environmental Affairs Adviser, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Venezuela.

the appropriate regulatory agency to develop regulations that achieve the goals and objectives of the law. For example, scores of regulations have been developed by the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) for laws such as the Clean Air Act and the Clean Water Act. The regulatory development process can follow several different steps that generally include compiling scientific data, developing methods of implementation, holding public hearings on proposed regulations, and establishing the final regulations.

Environmental regulatory programs usually approach pollution control from two different perspectives: ambient standards and source controls. Ambient standards look at the presence of pollutants in the environment stemming from all sources (industrial, municipal, residential, and private sectors), in order to maintain the environmental quality of a certain region or area. Source controls examine the effect of introducing pollutants into the environment from a particular source. Instead of focusing on the total amount of pollutants from all sources (as in ambient standards), source controls focus on the particular amounts of pollutants emitted from an individual source. A source can be an entire industrial plant or a specific, individual pipe or discharge valve.

Today, ambient standards usually serve as guides for measuring and controlling the combined impact of emissions from multiple sources. In addition, ambient levels of pollutants often serve as the basis for developing emission limitations for individual sources.

Source control performance standards are required and enforced using permits. Permits are generally issued on a source-by-source basis. Separate permit applications may be required to build a source or modify an existing source and to operate a

source. Operating permits specify the conditions, limitations, and monitoring requirements for operations at an existing facility. Examples of these permits and requirements are:

- New source permits issued under the Clean Air Act.
- Waste water discharge permits issued under the Clean Water Act.
- Hazardous waste facility permits.
- Specific emission limitations.
- Record-keeping requirements.
- Material-handling requirements.

## 2.1 The Clean Air Act

U.S. Congress enacted the Clean Air Act (CAA) and its amendments in response to deteriorating air quality in many industrialized and urban areas. Its overall intent is to protect the air quality so as to promote public health and welfare. The Act establishes ambient standards for specific air pollutants such as carbon monoxide, nitrogen oxides, sulfur dioxide, lead, suspended particulate matter and ozone; it also regulates the emissions of pollutants to the atmosphere from various sources. Source standards can include not only concentration limits and emission rate limits, but also requirements for monitoring, reporting, and performance testing.

The CAA underwent a major revision on November 15, 1990. The amendments were due to the fact that two decades after the Act's passage in 1970, about 100 urban areas still violated the ozone standard, and 52 the CO standard. Among other topics, the amended CAA introduced new requirements for motor fuels and emissions of toxic air pollutants, which exerted significant impacts on refining industry activities.

The CAA Amendments define two categories of regulated gasoline: oxygenated and reformulated. Oxygenated gasoline, which

is defined as gasoline with an oxygen content of 2.7 wt%, is specified for CO nonattainment areas during the winter months when CO emissions are high. Beginning no later than November 1, 1992, such gasolines must be supplied to 41 cities that are in serious or moderate violation of federal CO air quality standards.

Reformulated gasoline refers to new specifications for motor gasoline, which reduce the emissions of ozone-forming volatile and toxic organic compounds in the nine severe ozone nonattainment areas in the U.S. The specifications for reformulated gasoline apply for the entire year, starting on January 1, 1995. The legislation allows other serious, moderate, or marginal ozone nonattainment areas the option to use this gasoline but only after the EPA is petitioned by the state governor. General requirements for reformulated gasoline are shown in Table 1.

EPA estimates that switching from conventional to reformulated gasolines will result in a 19% reduction in CO emissions and a 15% reduction in ozone-forming volatile organic compound emissions.

The new regulation affects a large share of the U.S. gasoline market: the nine ozone nonattainment cities account for about 20% of the total U.S. gasoline demand, but the use of reformulated gasoline could potentially be extended to other ozone-polluted cities, as mentioned before, and could therefore affect a large percentage of present U.S. gasoline consumption (estimated around 30%). Additionally, the use of oxygenated gasoline for CO nonattainment areas has been estimated to be about 12% of the annual U.S. gasoline pool.

The use of reformulated and oxygenated gasoline will also exert an impact on U.S. gasoline imports, since 6 of the ozone nonattainment areas and 15 of the CO nonattain-

**Table 1**  
**Reformulated Gasoline Requirements**

1. NO<sub>x</sub> emissions from a 1990 model vehicle not greater than those produced when using a baseline gasoline representing the average of U.S. gasoline marketed in 1990 (Table 2).
2. Oxygen, wt% ..... 2.0
3. Benzene, vol% ..... 1.0
4. Summer RVP (warmer areas like Arizona, California), psi ..... 7.2  
Summer RVP (moderate areas like Illinois), psi ..... 8.1
5. Heavy metals ..... nil

**Table 2**  
**1990 U.S. Average Gasoline**

| Baseline Properties | Summer | Winter |
|---------------------|--------|--------|
| Sulfur, ppm         | 339    | 338    |
| Benzene, vol%       | 1.53   | 1.64   |
| RVP, psi            | 8.7    | 11.5   |
| Aromatics, vol%     | 32     | 26.4   |
| T 90%, of           | 330    | 331    |
| Olefins, vol%       | 9.2    | 11.9   |
| Oxygen, wt%         | 0.0    | 0.0    |

ment areas are located along the northeast coast, where approximately 90% of total U.S. gasoline imports go, including almost the entire volume of gasoline imported from Venezuela (94,000 barrels per day).

PDVSA-owned refineries and associations in the U.S. produce 356,000 barrels per day of gasoline, but only part of this gasoline is distributed in ozone or CO nonattainment areas.

PDVSA, being a multirefinery company, has the flexibility to trade products between their refineries to meet the gasoline specifications, but the manufacture of oxygenated and reformulated gasolines requires significant investments. Among these investments, the most important are those related to the addition of oxygenates and the reduction of RVP. PDVSA projects scheduled in Venezuela and U.S. refineries during the period 1992-1997 include MTBE/TAME plants in almost all the refineries, and other facilities such as naphtha isomerization, naphtha cracking (fractiona-

tion), heavy naphtha hydrotreatment, hydrogen production and alkylation units, as well as additional tankage. These investments will enable PDVSA to meet the requirements of oxygenated and reformulated gasolines in the U.S.

The higher cost of new gasolines will result in higher retail prices. Consequently, there will be an adverse impact on the demand for gasolines. This effect of higher prices is difficult to calculate because it will be partially offset by the rise in demand due to the lower efficiency of oxygenated and reformulated gasolines, estimated to be about 2.5% less than conventional grades of gasoline.

Another important regulation under the 1990 amendment of CAA is the mandate to reduce the allowable level of sulfur in diesel fuel used in on-highway vehicles. Specifically, this regulation requires a sulfur reduction from current average levels of approximately 0.25 wt% to levels not exceeding 0.05 wt%. It also requires that on-high-

way diesel fuel have a minimum cetane index specification of 40 or meet a maximum aromatic level of 35 wt%. The rule becomes effective for all points in the diesel fuel distribution system on October 1, 1993.

Almost the entire volume of diesel exported from Venezuela to the U.S. (120,000 barrels per day) consists of heating oil, and no modifications were introduced with regard to specifications for this production in the 1990 amendment of CAA. Therefore, the allowable level of sulfur in heating oil of 0.25 wt% was maintained. Nevertheless, the reduction of allowable sulfur content in diesel fuel used in vehicles could produce a demand not satisfied for this fuel and, at the same time, an overflow of heating oil. Consequently, a market opportunity for on-highway diesel fuel is foreseeable.

PDVSA's response to this situation includes several projects in their refineries to switch from heating oil to on-highway diesel fuel production. The main projects sched-

uled during the period from 1992 to 1997 include new Merox, hydro-treating, naphtha sweetener, mercaptan removal and sulfur recovery units, as well as revamp, de-bottleneck, and capacity increase of some existing desulfurization facilities.

Investments to control the air pollution emission sources at the refineries are another significant impact that the oil refining industry is experiencing in the U.S. Refinery regulatory investments for PDVSA and their associations include projects such as steam recovery units, air toxic reductions, air monitoring programs, and benzene control in process drains, among others.

A definitive cost of total investments for PDVSA to comply with CAA amendments of 1990 is difficult to establish due to the diverse stages of development of each project, but as a general figure, total costs for projects in Venezuela are around US\$1.9 billion and in the U.S. close to US\$0.5 billion.

## 2.2 The Oil Pollution Act of 1990

The Oil Pollution Act of 1990 (OPA) was signed by the U.S. President to establish new limitations on liability for damages resulting from oil pollution, to establish a fund for the payment of compensation for such damages, and for other purposes.

The Act increased the oil spill liability of ship and facility owners and operators over previous levels. For oil tankers and ocean-going barges of over 3,000 gross tons, the increase was from US\$150 per ton of the vessel to US\$1,200 per ton, with a minimum liability of US\$10 million, whereas for tank vessels under 3,000 gross tons (inland oil barges) the minimum liability is US\$2 million. Liability for offshore facilities was established at US\$75 million and for onshore facilities or a deepwater port at US\$350 million.

OPA also provides for addi-

tional compensation for damages from a US\$1 billion oil spill trust fund financed by the oil industry through a 5-cents-per-barrel tax on domestic and imported oil. Up to US\$1 billion could be used from the trust fund for any single cleanup. The fund would be used to pay for federal and state cleanup costs, for cleanup and damage costs where such costs exceed the liability limits of responsible parties, and for certain other activities.

The measure provides for the elimination of federal liability limits (and vessels and facilities would become entirely liable for all cleanup and compensation costs) if a spill occurs because of gross negligence, willful misconduct, or other specific reasons. The agreement also preserves the right of states to have stricter liability standards (including unlimited liability), and to maintain their own oil spill compensation funds and systems.

As a preventive measure, the Act requires that all new oil tankers and ocean-going barges have double hulls to help prevent oil spills, and it phases out the use of existing single-hull tankers beginning in 1995 so that virtually all tankers in use in U.S. waters must have double hulls in 20 years. The measure also requires that tankers be piloted by qualified pilots or escorted by other vessels in specified waters.

Another key feature of the OPA is the reinforcement of federal authority to ensure the immediate cleanup of oil spills. It is required that the Federal Government direct the cleanup efforts of major spills. A national contingency plan would have to be developed that establishes procedures and responsibilities for cleaning up oil spills. Area contingency plans would be prepared for all U.S. waters and shorelines, and owners of vessels and facilities like onshore terminals must also prepare individual contingency plans. Such

plans must identify and ensure the availability of private resources sufficient to respond to a worst-case spill.

The business implications of OPA are multiple, but main impacts for PDVSA are the costs associated to reinforcement of spill response capabilities, procurement of double-hull tankers, and insurance coverage.

In response to the OPA mandate, PDVSA joined in 1991 the Marine Preservation Association (MPA), an association of parties involved in the petroleum and petroleum transport industries in the U.S. which, through the Marine Spill Response Corporation (MSRC), provides oil spill preparation, response, containment, and cleanup for catastrophic oil spills (that is, spills beyond the capability of local resources). In practice, MPA will respond to open sea spills estimated to be in excess of 25,000 barrels and to coastal zones or tidal water spills in excess of 40,000 barrels. Through this association, PDVSA will be able to submit the statutorily required response plan for potential oil spills arising from their vessels or facilities. The cost of MPA membership for PDVSA is US\$75 million during the period from 1991 to 1998.

Additional response capability for massive oil spills at PDVSA-owned tankers and facilities in the U.S. and worldwide can be obtained from the Oil Spill Response. This is an international cooperative located in Southampton, England, joined by the PDVSA in 1991. The National Contingency Plan, established by PDVSA in Venezuela since 1984, can also provide equipment and expertise, if necessary.

When enactment of OPA took place, the company was planning to increase the number of tankers to 41 and, as a consequence, it was decided to acquire double-hull tankers. Retrofitting the existing single-hull tankers was considered

uneconomical because it costs about 40% of the tanker price, and there is a loss of 10% to 12% of cargo capacity in a retrofitted vessel.

Finally, the liabilities and financial responsibilities established under the OPA made the insurance of tankers travelling in U.S. waters a difficult matter. PDVSA is carefully analyzing this situation at present.

### 2.3 Other Regulations

Other environmental regulations with relatively minor impacts on the PDVSA-owned installations and associations in the U.S. are: the reauthorization of the Clean Water Act (CWA), which established higher technology standards for pollution abatement equipment, and the Resource Conservation and Recovery Act (RCRA), which introduced regulations for underground storage tanks and hazardous waste characterization procedures. Removal and replacement of the underground storage tanks of refineries, as well as segregation and enhancement of process-water pretreatment, are examples of projects conducted to comply with the RCRA.

## 3. EUROPEAN REGULATIONS

The majority of environmental legislation of the European Community (EC) is in the form of Directives. These are legal instruments that are binding on the result to be achieved, such as a particular air quality level, but leave to each member state the freedom to choose the form and method to achieve that result within its own constitutional and legislative framework. The EC policy is to make Community environmental standards approximate the highest of the levels that exist among member states. The resulting harmonized standards represent "floors". States can implement stricter standards but cannot fall below them. As a consequence of this harmoniza-

tion, the most dramatic changes in environmental standards occur in the southern countries. Companies operating in southern Europe, accustomed to less strict environmental standards, now have to invest more in pollution prevention and control. This is not the case for PDVSA associations in Europe, which concentrate their activities in Germany, Sweden, and Belgium.

The recently adopted EC environmental legislation on emissions from large combustion plants exerts a more significant impact, in terms of investments and increase of operating costs for PDVSA associations in Europe, while the emerging regulation on sulfur content in hydrocarbon products will have implications for both Venezuelan refineries and associations in Europe.

### 3.1 The Large Combustion Plants Directive

Sulfur dioxide and nitrogen oxide emissions from industrial plants are being reduced under the 88/609/EC Large Combustion Plants Directive (LCPD), adopted in 1988. This is a 15-year plan to counter acid-rain pollution and smog caused by power stations and other heavy industrial plants.

According to the LCPD in force in all member states since June 1990, all new combustion plants of 50 MW or more, authorized after July 1, 1987, shall comply with specified emission limits. On the other hand, emissions from existing large combustion plants are to be reduced in stages from 1980 levels, by specified percentages for different member states, taking into account their particular circumstances. Large combustion plants in Germany, for example, are required to reduce their sulfur dioxide emissions by 40% over 1980 levels by 1993, 60% by 1998, and 70% by 2003.

Compliance with LCPD

***PDVSA, being a multirefinery company, has the flexibility to trade products between their refineries to meet the gasoline specifications, but the manufacture of oxygenated and reformulated gasolines requires significant investments***

---

*The EC has agreed to cut CO<sub>2</sub> emissions by the year 2000 back to 1990 levels, as a first step in contributing to the reduction of the world's greenhouse gas emissions. To reach this target, the Commission of the European Communities is considering the implementation of a tax, half of which would be levied on all forms of energy and half on fossil fuels*

---

requires the installation of new desulfurization units in some refineries or expansion of existing units. Planned investments during the period from 1992 to 1995 in PDVSA associations in Europe have an estimated total cost of US\$320 million.

### **3.2 Sulfur Content and Other Emerging Requirements for Hydrocarbon Products**

The European Community Directive 87/219/EC limits the sulfur content of diesel and light fuel oil to a maximum of 0.3 wt% and 0.2 wt% in environmentally sensitive areas. The European Community is now studying measures to establish sulfur limits for bunker fuels and heavy fuel oils. The new limits, under discussion, are 2% for bunker and 1% for heavy fuel oil. Though the time horizon for these proposals is not the short term (after the year 2000), the oil industry must be alert to the progress achieved by this initiative. The EC fuel oil market is about 80 million tons per year, and bunker fuel accounts for another 20 million tons per year.

It is also expected that the Commission of the European Communities will lower the limit of

benzene in gasoline and encourage an increase in oxygenates content. The decision to review existing legislation reflects the rapid growth of MTBE and other ethers blending in gasoline as a result of the phase-out of lead and increasing concern over pollution resulting from benzene and other aromatics.

The current Directive stipulates that member states must permit blends containing ethers not exceeding 10% of the volume of gasoline but states may choose to authorize a blend containing 15% ethers. The Commission is planning to harmonize standards by raising the permissible level of ethers to 15% in all member states.

As mentioned before, PDVSA is conducting projects to meet the anticipated growth in demand for oxygenates.

### **3.3 Stabilization of Carbon Dioxide Emissions**

The EC has agreed to cut CO<sub>2</sub> emissions by the year 2000 back to 1990 levels, as a first step in contributing to the reduction of the world's greenhouse gas emissions. To reach this target, the Commission of the European Communities is

considering the implementation of a tax, half of which would be levied on all forms of energy and half on fossil fuels. It would be equivalent to US\$3 a barrel on oil in 1993 and would rise to US\$10 a barrel by 2000. At the same time, specific measures are being designed to improve energy efficiency and to increase the development of new and renewable energy resources. The consequences of these measures would be a reduction in energy consumption and an important drop in fuel imports, especially oil.

Such a tax will certainly exert its greatest impact on oil and coal, but it must be pointed out that EC taxes on petroleum products are already high. Total taxes per barrel of hydrocarbon products have risen over the last decade and now account for well over 50% of the final price. It is unlikely, however, that the EC will consider any offsetting reduction in existing petroleum product taxes. The absence of similar taxes on coal in Europe distort consumption in favor of the more CO<sub>2</sub>-emitting fuel, which in some way makes no sense, considering the environmental purpose of the measure.

The impact of this tax on the international competitiveness of ener-

gy-intensive industries could be substantial. For this reason, the introduction of the tax depends on other OECD countries' implementing similar measures. If the tax is implemented in all OECD countries, the expected oil demand (import) of these countries will be reduced by about 2 million barrels per day in the year 2000.

#### 4. CONCLUSIONS

PDVSA, like most other major oil companies, is committing large amounts of resources to meet the requirements of recently enacted or emerging environmental regulations in their customer countries (mainly U.S. and Europe). The continuing societal and political concern for protecting the local environment in these countries has made this issue an important element in the company's business strategy, which in some cases provides opportunities to act in ways that produce competitive advantage.

Financing the necessary mid-term environmental projects to comply with the new regulations, however, represents a great challenge for PDVSA during a period when upstream investments are required to maintain and at least moderately increase production capacity to meet demand. PDVSA, as a member of the communities where their activities are carried out, entirely shares their genuine concern for their environment and is committed to comply with legislative requirements by manufacturing the clean products. To a greater degree than ever before, the company is aware of how the future of the business is linked to the world's environmental quality.

The investment in "clean" products, however, will become really difficult in oil exporting countries, if fiscal measures, such as a carbon tax accounting for more than 50% of the oil price, are adopted in consumer countries attempting to favor

other sources of energy, not necessarily without risks for the environment. The carbon tax would introduce such a degree of uncertainty about the future size of demand that investment in both production capacity and clean products will have to be reviewed.

The remaining years of this century will probably see shifts in the way consumer countries use energy, greater efficiency, and greater public understanding of the different risks posed to the environment by the use of different fuels. This will confirm the substantive nature of the environmental achievements of the petroleum industry.

#### ANNEX

#### PDVSA ENVIRONMENTAL ACTIVITIES IN VENEZUELA

PDVSA activities related to environmental protection are guided by five corporate policies instructing employees to comply with all environmental laws and regulations and to establish programs to ensure compliance. These policies are:

- To maintain within the Corporation a strong and professional entity devoted to environmental affairs and industrial safety. This entity is called Integral Protection and is comprised of more than 450 professionals and technical experts in different areas. Its task is to coordinate, consult, control, and follow-up on industrial activities to ensure that they actually fulfill the requirements for environmental protection and living quality standards.
- To assign the main responsibility for environmental protection to the supervisors and managers of the different operations.
- To enforce the fulfillment of national and international environmental laws and regulations.

- To provide all the resources necessary to implement the best demonstrated control technologies, procedures, and processes with a reasonable cost-effectiveness ratio.
- To cooperate with the national government in the development and establishment of new environmental laws and regulations, based on scientific evidence and proven requirements.

The strategy for an effective fulfillment of this policy includes efforts to detect critical areas; implementation of actions, studies, projects, and programs to prevent the emergence of environmental conflicts; and participation with authorities in creating responsible laws, regulations, and standards to safeguard the community and environment. Thus, three types of programs have been established:

- prevention;
- control; and
- preparation to respond in the event of emergencies.

The main preventive procedures are:

First, there is the performance of environmental impact assessment studies. These are studies carried out during the conceptual design of projects. They enable the inclusion of mitigatory measures and considerations that match the possibilities provided by the natural resources available in a project's location. No project is undertaken unless a prior assessment of its environmental impact has been completed and widely analyzed with the environmental authorities and neighboring communities.

Second, there are environmental engineering studies, aimed at choosing the best pollution-abatement technologies that are available and their adaptation to specific problems.

Third, there are preventive and predictive maintenance programs. These programs rely on a suitable professional organization and an important supply of financial resources to detect and correct the deterioration of plants (caused by aging or corrosion) that could provoke oil spills or the accidental discharge of hazardous substances.

With regard to control procedures, the most important control programs established by PDVSA are the reinjection in oil reservoirs of all liquid effluent of production; treatment, recycling, and disposal of effluent stemming from refining and petrochemical processes; implementation of systems to control gas emission; reduction of generation, recycling, treatment, and disposal of hazardous wastes, and finally the performance of environmental audits.

The plan for reinjection of liquid effluent from production oil fields started in 1986 and will conclude in 1993. An idea of this plan's magnitude is provided by the total amount of waste water processed: just in the Maracaibo Lake area, it amounts to about 1 million barrels per day. Regulations on liquid effluent in refineries and petrochemical plants are complied with by applying physico-chemical and biological treatment systems.

Sources of atmospheric emissions are also controlled using treatment systems such as gas desulfurization units, wet scrubbers, cyclones, steam recovery units, and incinerators, or by changing product specifications, such as the reduction of the lead content in Venezuelan gasoline, in progress at present, in accordance with a program started in 1986.

In order to quickly detect oil spills, routine air and land inspections of extensive operation areas and main plants are carried out as a

control measure. This makes it possible to have an appropriate and effective response when an operational problem occurs.

Venezuelan oil activities started more than 70 years ago. For this reason, it is easy to understand that we have a great deal of production and refining wastes discharged in drains or special dumps, utilizing the technological procedures that were available at the time. Our challenge today is to make an inventory of such wastes and establish programs geared to cleaning up affected areas and reduce the present and future generation of wastes, through the use of clean technologies in operations. A comprehensive plan, to be implemented during the next three years, has been established for this purpose.

PDVSA has also established, as a control procedure, the implementation of environmental audits. The main objective of these activities is to evaluate the compliance with regulations and practices for environmental protection in our operations and to establish adequate corrective measures.

Although we have developed effective prevention and control programs, there is still the risk of accidental discharges of oil, hydrocarbon products, and other hazardous substances. In order to mitigate the negative effects of such accidents on people and environment, PDVSA has developed various contingency plans. In 1984, PDVSA implemented a National Contingency Plan to control massive oil spills in water. This plan has an organizational structure, which is coordinated by a central committee presided over by a PDVSA representative and which includes representatives from government authorities. According to the plan's operational outline, the country is divided into seven regions.

Each one of them has its own operating committee and its own organization, acting under the coordination of PDVSA affiliate companies. This National Contingency Plan has been highly effective for the few times it has been activated.

As neighboring countries have also been developing their oil resources steadily and have had pollution accidents affecting our coastal and border areas, the Venezuelan government has subscribed several bilateral cooperation agreements to combat hydrocarbon spills. These agreements have been signed with Trinidad and Tobago, Colombia, Aruba, and Curaçao.

PDVSA has also developed other emergency plans, namely, a contingency plan for response to hydrocarbon and other flammable product spills, implemented in 1988, and a contingency plan to react efficiently in the case of a toxic substance spill.

PDVSA conducts supporting research in the field of ecology and environment through INTEVEP, a research and development affiliate. INTEVEP assesses the environmental quality and ecological conditions of the operational areas. Moreover, it develops and adapts control technologies to specific needs and carries out studies supporting the establishment of environment standards and regulations.

Total investments for PDVSA to maintain these environmental programs for the period 1993-1997 are estimated at US\$800 million.

Finally, PDVSA is firmly convinced that environmental education programs contribute to the success of the environmental actions. Therefore, these efforts not only focus on employees, but also on contractors and organized communities, including schools, regional municipalities, and local governments. ☈

# Amigo Lector, éstas son algunas de las publicaciones que OLADE pone a su disposición

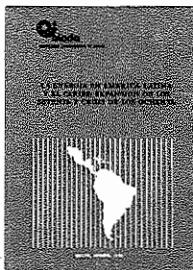
## SITUACION ENERGETICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: TRANSICION HACIA EL SIGLO XXI



US\$ 25,00

La tesis central de esta publicación, cuyo contenido fue discutido en la XXII Reunión de Ministros de OLADE en octubre de 1991, está orientada a definir los lineamientos fundamentales en tres áreas importantes: incrementar la seguridad de abastecimiento energético en la Región; manejar adecuada y balanceadamente la problemática ambiental vinculada a la energía; y, la redefinición del papel del Estado como ente regulador y promotor del desarrollo sectorial.

## LA ENERGIA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: EXPANSIÓN DE LOS SETENTA Y CRISIS DE LOS OCHENTA



US\$ 12,00

Hace una síntesis de la evolución del sector energético, analizando los principales determinantes de la evolución económica regional y sus interrelaciones con la energía en un contexto internacional cambiante. También se analizan los cambios operados en el balance energético regional, desde la producción hasta el consumo final, así como sus factores explicativos. Finalmente se presentan las principales cuestiones energéticas que la Región deberá abordar en la década de los noventa: crisis financiera y deuda; inestabilidad del mercado petrolero; impacto ambiental; uso racional de la energía; y desarrollo de la cooperación regional.

## UN DESAFIO DE POLÍTICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: CÓMO SUPERAR LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

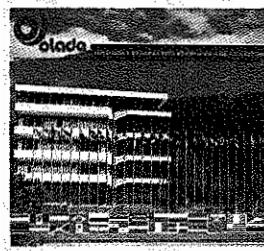
Conjunto de ponencias que se presentaron en la CONFERENCIA UN DESAFIO DE POLÍTICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe, realizada en Hacienda Cocoyoc, México, del 4 al 6 de septiembre de 1991.



US\$ 25,00

## OLADE: HISTORIA Y PERSPECTIVA ENERGÉTICA DE UNA REGIÓN

Publicación descriptiva de procesos histórico y evolutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), como el organismo natural de la integración energética de América Latina y El Caribe, a través del cual sus 26 Estados Miembros han aglutinado esfuerzos y experiencias en procura de este propósito regional. Se consignan las distintas etapas recorridas desde la creación de este Organismo, 1973, y sus principales hitos y realizaciones. El capítulo final presenta los alcances de la "Las Bases para una Estrategia Energética de América Latina y El Caribe para la Década de los 90".



US\$ 24,00

Si desea adquirir estas publicaciones, sírvase enviar el siguiente formulario al Departamento de Informática y Comunicación de OLADE

NOMBRE Y APELLIDO: \_\_\_\_\_

DIRECCION: \_\_\_\_\_

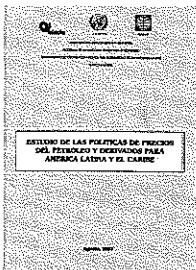
CASILLA POSTAL: \_\_\_\_\_

PAÍS: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

**ESTUDIO DE LAS POLÍTICAS DE  
PRECIOS DEL PETROLEO Y  
DERIVADOS PARA AMÉRICA LATINA Y  
EL CARIBE**



US\$ 13,00

Analiza la fijación de precios de la energía, los efectos macroeconómicos de las elevaciones de los precios de los hidrocarburos así como el impacto directo de las políticas de precios del petróleo y sus derivados sobre las finanzas de las empresas petroleras y se explican, por esta vía, las crisis económicas y desequilibrios financieros de algunas de ellas. Se concluye que las distorsiones existentes pueden ser controladas mediante la eliminación de subsidios y el establecimiento de precios que reflejen los costos de oportunidad.

**DIRECTORIO DE INSTITUCIONES  
ENERGÉTICAS DE AMÉRICA LATINA Y  
EL CARIBE**

Contiene información consolidada sobre instituciones del sector energético de América Latina. El documento se desarrolla en cinco partes: Ministros de Energía, Coordinadores, Asesores del SIEE, Instituciones Energéticas y Organismos Internacionales.

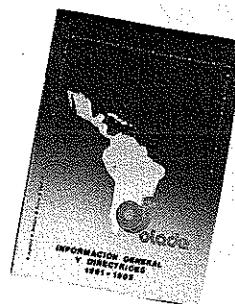
Directorio de Instituciones  
Energéticas de América Latina  
y El Caribe  
1992  
Directorio of Energy  
Institutions of Latin America  
and the Caribbean



US\$ 10,00

Si requiere mayor información de nuestros documentos,  
solicite El Catálogo de Publicaciones

*Si desea información general de la  
Secretaría Permanente de OLADE,  
reclame gratis el folleto: OLADE  
Información General y Directrices*



Favor enviarle:

Cantidad

Título

---

---

---

---

---

---

---

---

Adjunto cheque No. \_\_\_\_\_ Valor US\$ \_\_\_\_\_

Banco \_\_\_\_\_

Av. Occidental, Sector  
San Carlos s/n  
Casilla: 17-11-6413  
Fax: 539-684  
Telf.: 539-785 / 539-676  
Télex: 2-2728  
Quito-Ecuador

# Dear Reader, the following publications are available from OLADE

## ENERGY SITUATION OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN: TRANSITION TOWARD THE 21ST CENTURY



US\$ 25,00

## POLICY CHALLENGE FOR THE NINETIES: OVERCOMING THE ELECTRIC POWER SECTOR CRISIS IN THE COUNTRIES OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

This book is comprised of all the papers that were presented at the Conference entitled Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Electric Power Sector in the Countries of Latin America and the Caribbean, held in Hacienda Cocoyoc, Mexico, on September 4-6, 1991.



US\$ 25,00

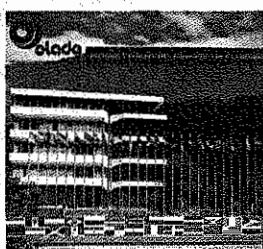
## ENERGY IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN: EXPANSION OF THE SEVENTIES AND CRISIS OF THE EIGHTIES



US\$ 12,00

This publication summarizes the energy sector's evolution and reviews the main determinants of the Region's economic development and its relationship to energy within a changing international context. The changes that have taken place in the Region's energy balance, from production to final consumption, as well as explanatory factors, are also analyzed. Finally, the main energy problems that the Region will have to address in the nineties are presented: financial and debt crisis; instability of the oil market; environmental impact; rational use of energy; and development of regional cooperation.

## OLADE: THE ENERGY HISTORY AND PROSPECTS OF A REGION

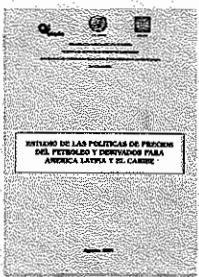


US\$ 24,00

A publication describing the historical and evolutionary processes of the Latin American Energy Organization (OLADE) as the foremost energy integration agency of Latin America and the Caribbean, whose 26 member countries have combined their efforts and experiences to achieve this regional proposal. The various stages of the Organization since its creation in 1973, as well as principal landmarks and achievements, are also indicated. The final chapter presents the "Bases for a Latin American and Caribbean Energy Strategy for the Nineties."

If you wish to purchase  
these publications, please  
fill out and send the  
following order form to the  
Department of Informatics  
and Communication of  
OLADE.

|            |       |
|------------|-------|
| NAME:      | _____ |
| ADDRESS:   | _____ |
| P. O. BOX: | _____ |
| COUNTRY:   | _____ |
| DATE:      | _____ |
| SIGNATURE: | _____ |



US\$ 13,00

**STUDY OF PRICING POLICIES OF  
OIL AND PRODUCTS FOR LATIN  
AMERICA AND THE CARIBBEAN**

It analyzes energy pricing, the macroeconomic effects of petroleum price increases, and the direct impact exerted by pricing policies for oil and products on the finance of oil companies, and explains the economic crises and financial imbalances of some of the companies because of these policies. The conclusion is reached that current distortions can be controlled by eliminating subsidies and establishing prices that reflect opportunity costs.

**DIRECTORY OF ENERGY  
INSTITUTIONS OF LATIN AMERICA  
AND THE CARIBBEAN**

It contains consolidated information on the energy sector institutions of Latin America. The Directory is comprised of five parts; Ministers of Energy, OLADE Coordinators, SIEE Advisors, Energy Institutions, and International Agencies.

Directorio de Instituciones  
Energéticas de América Latina  
y El Caribe  
1992  
Ministry of Energy  
Institutions of Latin America  
and the Caribbean



US\$ 10,00

If you require further information on our documents,  
please request OLADE's Publications Catalogue.

If you wish general information on  
the Permanent Secretariat of  
OLADE, ask for a free copy  
OLADE: General Information and  
Guidelines, 1991-1993



Please send me:

Quantity

Title

---

---

---

---

---

---

Enclosed check No. \_\_\_\_\_ Amount US\$ \_\_\_\_\_

Bank \_\_\_\_\_

Occidental Av.,  
Sector San Carlos,  
OLADE Bldg.,  
P.O. Box 17-11-6413  
Fax: 593-2-539684  
Telephones: 539785/ 539676  
Telex: 2-2728 OLADE ED  
Quito, Ecuador

## **Sección Estadística de América Latina y El Caribe**

**Statistical Section of Latin America  
and The Caribbean**

La Secretaría Permanente de OLADE, a partir de la presente edición de la Revista Energética, proporcionará a sus lectores una sección de estadísticas e indicadores económico-energéticos sobre América Latina y El Caribe.

The Permanent Secretariat of OLADE, starting with the present issue of the Energy Magazine, will be providing its readers with a section of energy-economic statistics and indicators on Latin America and the Caribbean.

**LATIN AMERICA & CARIBBEAN  
RESERVES AND RESERVES / PRODUCTION RATIO  
1991**

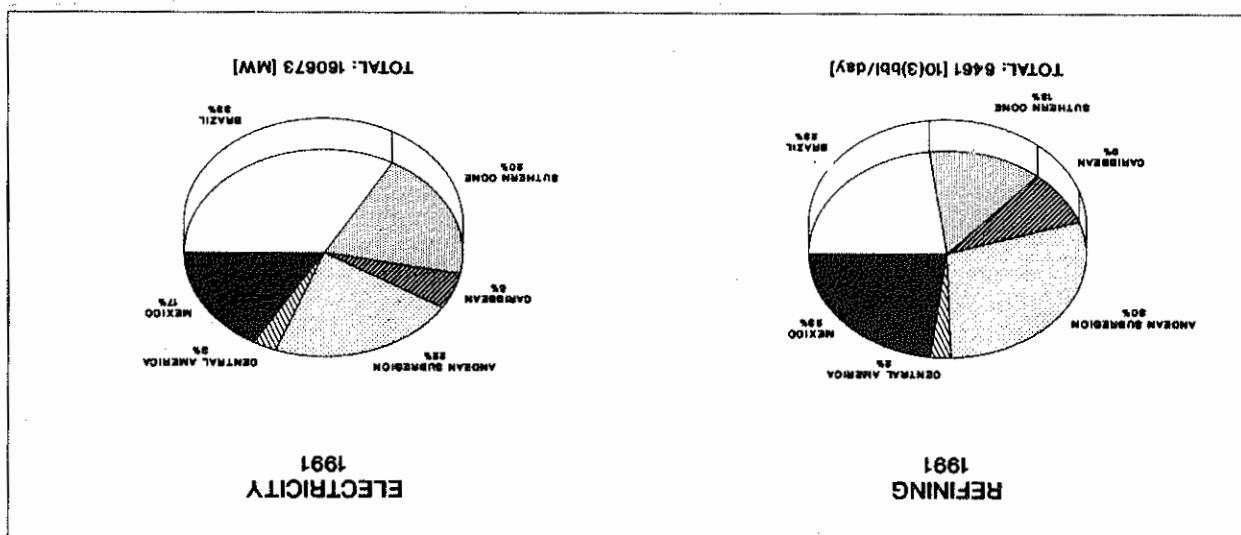
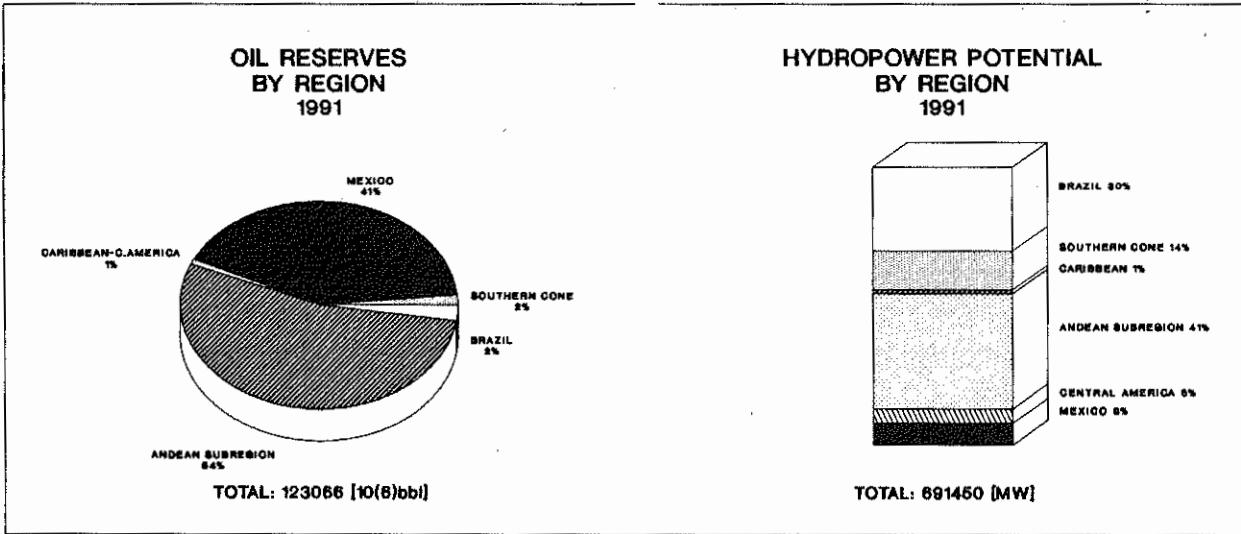
| COUNTRY                        | OIL           | R/P         | NATURAL GAS   | R/P         | COAL         | R/P        | HYDROPOWER POTENTIAL |
|--------------------------------|---------------|-------------|---------------|-------------|--------------|------------|----------------------|
|                                | [10(6) bbl]   | [years]     | [10(9)m3]     | [years]     | [10(6)ton]   | [years]    | [MW]                 |
| ARGENTINA                      | 1608          | 8.9         | 595.5         | 24.2        | 298          | 1021       | 44500                |
| BARBADOS                       | 3             | 7.2         | 0.6           | 20.0        | 0            |            | 0                    |
| BOLIVIA                        | 111           | 12.5        | 113.4         | 20.9        | 1            |            | 18000                |
| BRAZIL                         | 2990          | 12.7        | 123           | 23.6        | 10176        | 1986       | 213000               |
| COLOMBIA                       | 1804          | 11.6        | 115.5         | 22.0        | 8427         | 357        | 93000                |
| COSTA RICA                     | 0             |             | 0             |             | 49           |            | 25450                |
| CUBA                           | 75            | 13.8        | 0             |             | 0            |            | 49                   |
| CHILE                          | 287           | 44.2        | 119           | 53.0        | 635          | 296        | 26046                |
| ECUADOR                        | 1465          | 13.4        | 9.9           | 11.9        | 32           |            | 25105                |
| EL SALVADOR                    | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 1600                 |
| GRENADE                        | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 0                    |
| GUATEMALA                      | 55            | 40.4        | 0.6           | 75.0        | 0            |            | 10890                |
| GUYANA                         | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 4484                 |
| HAITI                          | 0             |             | 0             |             | 21           |            | 90                   |
| HONDURAS                       | 0             |             | 0             |             | 13           |            | 3600                 |
| JAMAICA                        | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 24                   |
| MEXICO                         | 50925         | 50.3        | 2009.5        | 53.5        | 1877         | 200        | 53530                |
| NICARAGUA                      | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 1700                 |
| PANAMA                         | 0             |             | 0             |             | 6            |            | 6645                 |
| PARAGUAY                       | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 25000                |
| PERU                           | 381           | 9.1         | 199.7         | 235.8       | 161          | 1575       | 62530                |
| DOMINICAN REPUBLIC             | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 2010                 |
| SURINAME                       | 29            | 16.6        | 0             |             | 0            |            | 2420                 |
| TRINIDAD & TOBAGO              | 521           | 9.8         | 260           | 36.3        | 0            |            | 0                    |
| URUGUAY                        | 0             |             | 0             |             | 0            |            | 1777                 |
| VENEZUELA                      | 62521         | 73.5        | 3536          | 112.2       | 3063         | 1215       | 70000                |
| <b>LATIN A.&amp; CARIBBEAN</b> | <b>122774</b> | <b>46.1</b> | <b>7082.7</b> | <b>58.6</b> | <b>24758</b> | <b>573</b> | <b>691450</b>        |

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

| COUNTRY                        | REFINING<br>[10(3) bbl/day] | INSTALLED POWER CAPACITY BY TYPE OF PLANT<br>[M W] |              |            |             |               | TOTAL |
|--------------------------------|-----------------------------|--|--------------|------------|-------------|---------------|-------|
|                                |                             | HYDRO.   | THERMO.      | GEOTHER.   | NUCLEAR     |               |       |
| ARGENTINA                      | 686                         | 6610   | 10172        | 1          | 1018        | 17801         |       |
| BARBADOS                       | 3                           | 0  | 152          | 0          | 0           | 152           |       |
| BOLIVIA                        | 46                          | 333  | 393          | 0          | 0           | 726           |       |
| BRAZIL                         | 1522                        | 46076  | 6778         | 0          | 657         | 53511         |       |
| COLOMBIA                       | 259                         | 6707   | 2892         | 0          | 0           | 9599          |       |
| COSTA RICA                     | 15                          | 754  | 255          | 0          | 0           | 1009          |       |
| CUBA                           | 176                         | 49   | 4033         | 0          | 0           | 4082          |       |
| CHILE                          | 147                         | 3078   | 1993         | 0          | 0           | 5072          |       |
| ECUADOR                        | 146                         | 1471   | 830          | 0          | 0           | 2301          |       |
| EL SALVADOR                    | 17                          | 404  | 167          | 95         | 0           | 666           |       |
| GRENADA                        | 0                           | 0  | 16           | 0          | 0           | 16            |       |
| GUATEMALA                      | 17                          | 458  | 331          | 0          | 0           | 789           |       |
| GUYANA                         | 0                           | 0  | 156          | 0          | 0           | 156           |       |
| HONDURAS                       | 14                          | 430  | 138          | 0          | 0           | 568           |       |
| HAITI                          | 0                           | 54   | 155          | 0          | 0           | 209           |       |
| JAMAICA                        | 35                          | 24   | 670          | 0          | 0           | 694           |       |
| MEXICO                         | 1378                        | 7932   | 17473        | 720        | 675         | 26800         |       |
| NICARAGUA                      | 15                          | 105  | 243          | 70         | 0           | 418           |       |
| PANAMA                         | 80                          | 551  | 382          | 0          | 0           | 933           |       |
| PARAGUAY                       | 8                           | 6490   | 38           | 0          | 0           | 6528          |       |
| PERU                           | 189                         | 2457   | 1730         | 0          | 0           | 4187          |       |
| DOMINICAN REPUBLIC             | 47                          | 205  | 1966         | 0          | 0           | 2171          |       |
| SURINAME                       | 0                           | 189  | 202          | 0          | 0           | 391           |       |
| TRINIDAD & TOBAGO              | 305                         | 0  | 1253         | 0          | 0           | 1253          |       |
| URUGUAY                        | 36                          | 1196   | 512          | 0          | 0           | 1708          |       |
| VENEZUELA                      | 1320                        | 10425  | 8509         | 0          | 0           | 18934         |       |
| <b>LATIN A.&amp; CARIBBEAN</b> | <b>6460</b>                 | <b>95997</b>                                       | <b>61440</b> | <b>886</b> | <b>2350</b> | <b>160673</b> |       |

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

# ESTADÍSTICAS OLÍMPICAS

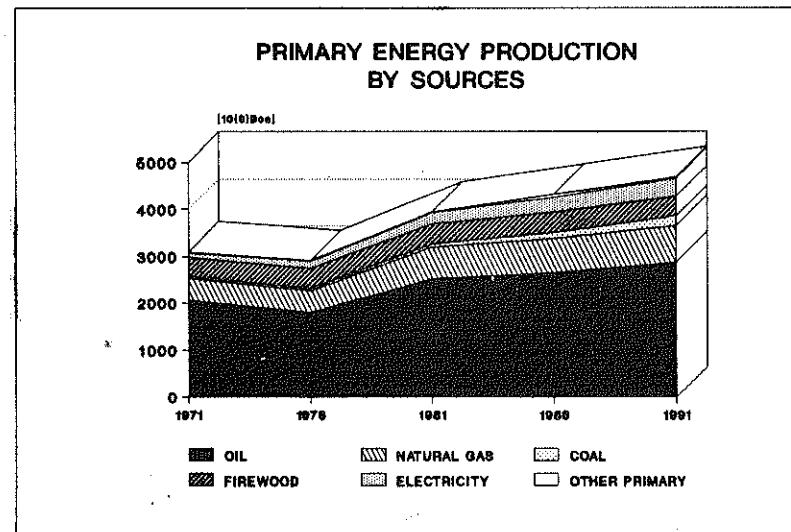


**PRIMARY ENERGY  
PRODUCTION**  
**[10(3)Boe]**

| SOURCES       | YEAR           |                |                |                |                |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|               | 1971           | 1976           | 1981           | 1986           | 1991           |
| OIL           | 2066773        | 1807509        | 2537766        | 2650425        | 2874598        |
| NATURAL GAS   | 462838         | 468178         | 669848         | 724692         | 778677         |
| COAL          | 44633          | 53769          | 64849          | 121148         | 203855         |
| FIREWOOD      | 408999         | 418282         | 421117         | 446940         | 428450         |
| ELECTRICITY * | 98909          | 152231         | 230247         | 313561         | 385707         |
| OTHER PRIMARY | 11617          | 11008          | 18848          | 61972          | 29651          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>3093769</b> | <b>2910977</b> | <b>3942675</b> | <b>4318738</b> | <b>4700938</b> |

(\*) Hydro. + Geother. + Nucleoelectricity

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)



### PRIMARY ENERGY PRODUCTION

| YEAR | OIL<br>[10(3)bbl/day] | NATURAL GAS<br>[10(6)m3] | COAL<br>[10(3)ton] | FIREWOOD<br>[10(3)ton] |
|------|-----------------------|--------------------------|--------------------|------------------------|
| 1971 | 5203                  | 69977                    | 9853               | 172246                 |
| 1976 | 4580                  | 73472                    | 12005              | 174788                 |
| 1981 | 6415                  | 106507                   | 14997              | 175125                 |
| 1986 | 6736                  | 113746                   | 27014              | 186167                 |
| 1991 | 7299                  | 120777                   | 43184              | 177526                 |

### IMPORTS

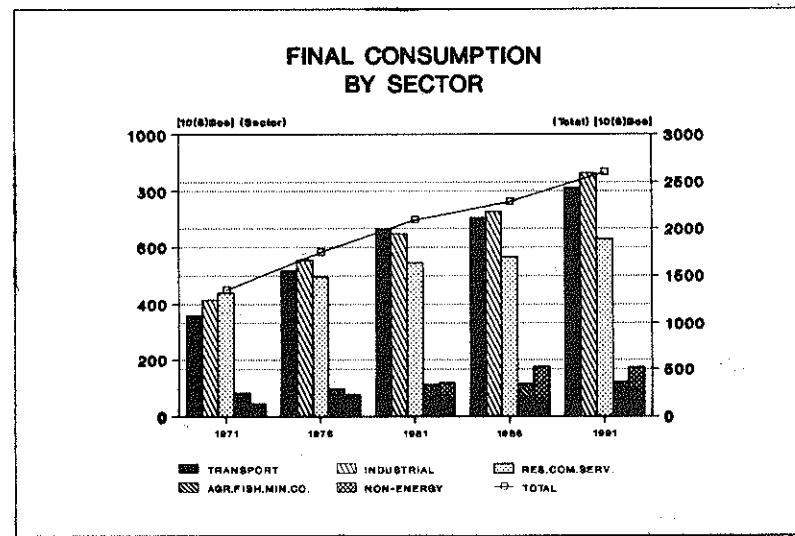
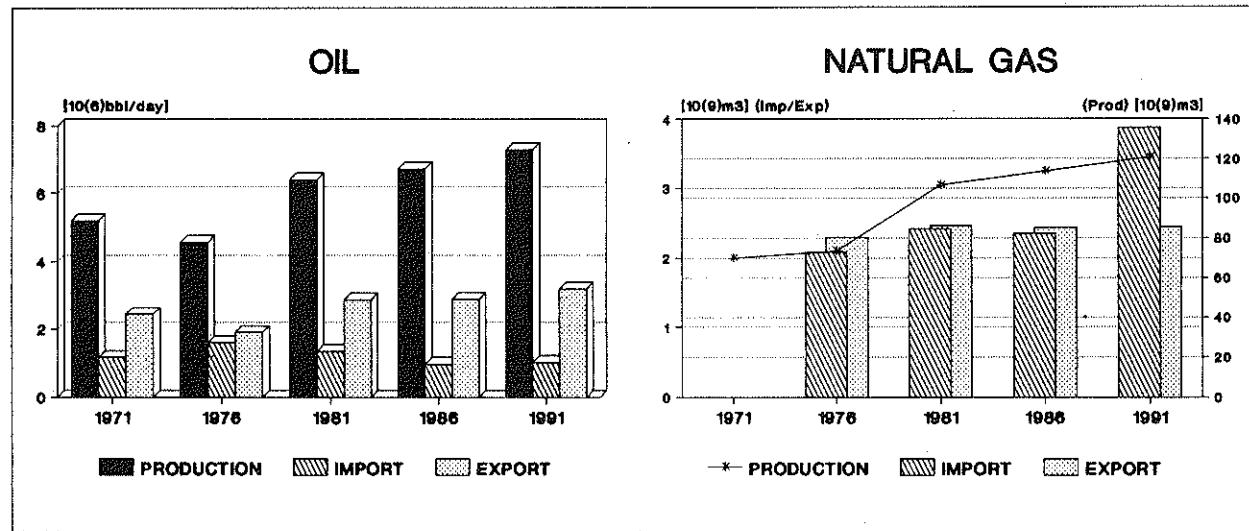
| YEAR | OIL<br>[10(3)bbl/day] | NATURAL GAS<br>[10(6)m3] | COAL<br>[10(3)ton] |
|------|-----------------------|--------------------------|--------------------|
| 1971 | 1164                  | 0                        | 3311               |
| 1976 | 1601                  | 2080                     | 4409               |
| 1981 | 1348                  | 2419                     | 6821               |
| 1986 | 962                   | 2349                     | 10896              |
| 1991 | 1021                  | 3869                     | 11376              |

### EXPORTS

| YEAR | OIL<br>[10(3)bbl/day] | NATURAL GAS<br>[10(6)m3] | COAL<br>[10(3)ton] |
|------|-----------------------|--------------------------|--------------------|
| 1971 | 2447                  | 0                        | 7                  |
| 1976 | 1899                  | 2293                     | 69                 |
| 1981 | 2872                  | 2460                     | 89                 |
| 1986 | 2891                  | 2436                     | 6221               |
| 1991 | 3200                  | 2442                     | 18530              |

SOURCE: OLADE – Energy-Economic Information System (SIEE)

ESTADÍSTICAS  
ESTADÍSTICAS  
ESTADÍSTICAS  
ESTADÍSTICAS  
ESTADÍSTICAS



| COUNTRY             | YEAR    |         |         |         |         |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                     | 1971    | 1976    | 1981    | 1986    | 1991    |
| ARGENTINA           | 164905  | 189104  | 210798  | 215987  | 226912  |
| BARBADOS            | 1162    | 1237    | 1326    | 1601    | 1389    |
| BOLIVIA             | 5977    | 9601    | 15001   | 14968   | 15680   |
| BRAZIL              | 453080  | 609078  | 676029  | 806721  | 855140  |
| COLOMBIA            | 78597   | 94647   | 107854  | 122493  | 149703  |
| COSTA RICA          | 7397    | 8921    | 10113   | 11757   | 13843   |
| CUBA *              | 56145   | 65910   | 81305   | 80953   | 78445   |
| CHILE               | 57820   | 53903   | 64077   | 66792   | 81652   |
| ECUADOR             | 15750   | 21254   | 30727   | 36618   | 41484   |
| EL SALVADOR         | 11908   | 14702   | 14528   | 13220   | 15574   |
| GRENADA             | 114     | 125     | 143     | 192     | 246     |
| GUATEMALA           | 17774   | 22834   | 23911   | 25876   | 31628   |
| GUYANA              | 4189    | 5177    | 6353    | 5284    | 4494    |
| HAITI *             | 9143    | 11027   | 10386   | 8958    | 9137    |
| HONDURAS            | 9490    | 11018   | 12935   | 14375   | 16936   |
| JAMAICA *           | 15074   | 13640   | 14033   | 7693    | 15649   |
| MEXICO              | 249594  | 347173  | 480019  | 509121  | 645544  |
| NICARAGUA           | 7885    | 10310   | 9967    | 11198   | 10784   |
| PANAMA              | 5910    | 7571    | 8025    | 8861    | 9301    |
| PARAGUAY            | 9315    | 10790   | 14405   | 16499   | 21927   |
| PERU                | 58831   | 68294   | 73559   | 73303   | 75038   |
| DOMINICAN REPUBLIC  | 12992   | 15957   | 17954   | 17589   | 20820   |
| SURINAME *          | 4122    | 3704    | 5291    | 4564    | 5439    |
| TRINIDAD & TOBAGO   | 6202    | 7001    | 12007   | 18989   | 30030   |
| URUGUAY             | 13664   | 14060   | 14932   | 13285   | 14660   |
| VENEZUELA           | 70612   | 126089  | 171768  | 181750  | 210033  |
| LATIN A & CARIBBEAN | 1347659 | 1743117 | 2087438 | 2288642 | 2601481 |

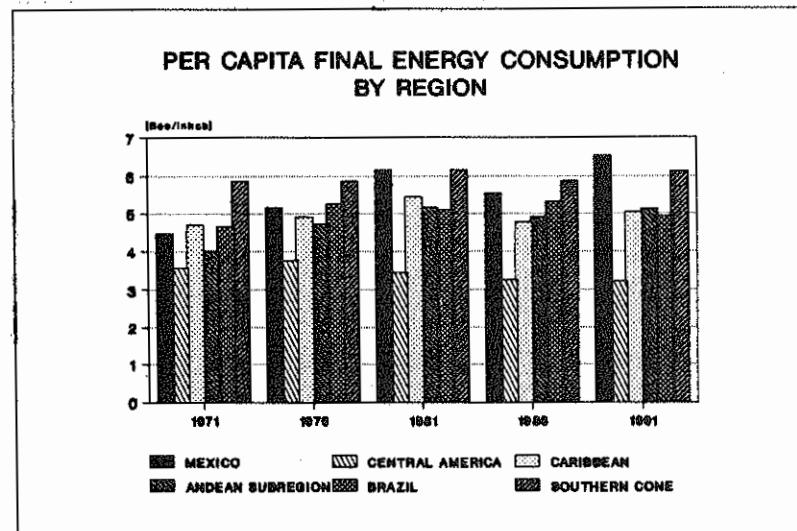
(\*) OLADE Estimate

SOURCE: OLADE – Energy–Economic Information System (SIEE)

| COUNTRY             | YEAR |      |      |      |      |
|---------------------|------|------|------|------|------|
|                     | 1971 | 1976 | 1981 | 1986 | 1991 |
| ARGENTINA           | 6.8  | 7.1  | 7.4  | 7.0  | 6.9  |
| BARBADOS            | 4.8  | 5.0  | 5.3  | 6.3  | 4.9  |
| BOLIVIA             | 1.3  | 1.9  | 2.6  | 2.3  | 2.1  |
| BRAZIL              | 4.6  | 5.5  | 5.4  | 5.8  | 5.6  |
| COLOMBIA            | 3.6  | 3.9  | 3.9  | 4.0  | 4.5  |
| COSTA RICA          | 4.2  | 4.4  | 4.3  | 4.3  | 4.5  |
| CUBA                | 6.4  | 7.0  | 8.3  | 8.0  | 7.3  |
| CHILE               | 6.0  | 5.1  | 5.7  | 5.4  | 6.1  |
| ECUADOR             | 2.5  | 2.9  | 3.7  | 3.8  | 3.9  |
| EL SALVADOR         | 3.3  | 3.5  | 3.2  | 2.7  | 2.9  |
| GRENADA             | 1.2  | 1.2  | 1.3  | 1.7  | 2.0  |
| GUATEMALA           | 3.4  | 3.8  | 3.5  | 3.2  | 3.3  |
| GUYANA              | 5.8  | 6.4  | 7.2  | 5.4  | 4.3  |
| HAITI               | 2.0  | 2.2  | 1.9  | 1.5  | 1.4  |
| HONDURAS            | 3.5  | 3.5  | 3.4  | 3.2  | 3.2  |
| JAMAICA             | 7.9  | 6.6  | 6.3  | 3.3  | 6.3  |
| MEXICO              | 4.6  | 5.5  | 6.7  | 6.3  | 7.1  |
| NICARAGUA           | 3.8  | 4.3  | 3.6  | 3.4  | 2.7  |
| PANAMA              | 3.9  | 4.3  | 4.0  | 4.0  | 3.8  |
| PARAGUAY            | 3.9  | 3.9  | 4.4  | 4.3  | 5.0  |
| PERU                | 4.3  | 4.4  | 4.1  | 3.6  | 3.4  |
| DOMINICAN REPUBLIC  | 2.9  | 3.1  | 3.1  | 2.7  | 2.8  |
| SURINAME            | 11.1 | 10.2 | 14.7 | 12.0 | 13.3 |
| TRINIDAD & TOBAGO   | 6.4  | 6.9  | 10.8 | 15.9 | 23.1 |
| URUGUAY             | 4.9  | 4.9  | 5.1  | 4.4  | 4.7  |
| VENEZUELA           | 6.5  | 9.6  | 11.1 | 10.2 | 10.4 |
| LATIN A.& CARIBBEAN | 4.7  | 5.3  | 5.7  | 5.6  | 5.8  |

SOURCE: OLADE – Energy–Economic Information System (SIEE)

# SECCION ESTADISTICA

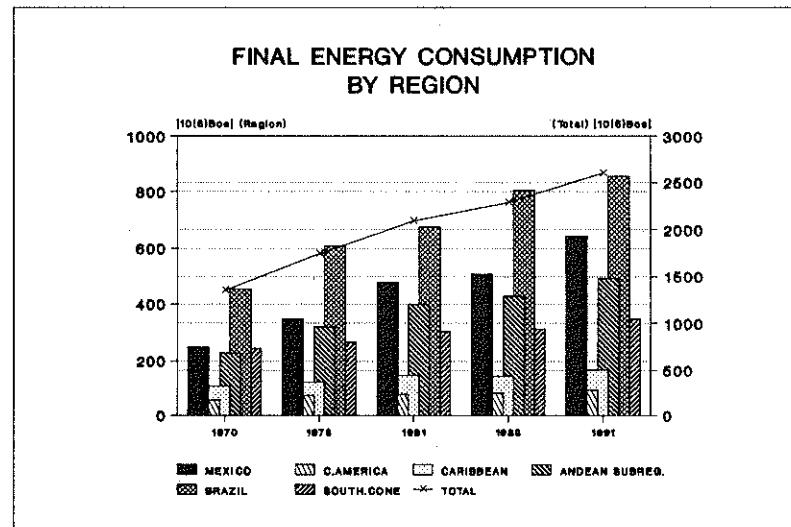


| SOURCE                 | YEAR    |         |         |         |         |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                        | 1971    | 1976    | 1981    | 1986    | 1991    |
| TRANSPORT              | 361238  | 518590  | 665075  | 706898  | 813423  |
| INDUSTRIAL             | 416684  | 554996  | 646841  | 728249  | 863625  |
| RESIDENTIAL            | 423483  | 467961  | 507137  | 518458  | 543604  |
| COMMERC.SERV.PUBLIC    | 17423   | 26408   | 36643   | 46317   | 77617   |
| AGRON.FISH.MINING.     | 78615   | 90938   | 103995  | 106873  | 120419  |
| CONSTRUCTION & OTHER   | 3737    | 5503    | 8646    | 7237    | 9171    |
| ENERGY CONSUMPTION     | 1301180 | 1664396 | 1968337 | 2114032 | 2427859 |
| NON-ENERGY CONSUMPTION | 46479   | 78721   | 119101  | 174610  | 173622  |
| FINAL CONSUMPTION      | 1347659 | 1743117 | 2087438 | 2288642 | 2601481 |

SOURCE: OLADE – Energy-Economic Information System (SIEE)

| SOURCES                | YEAR           |                |                |                |                |
|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                        | 1971           | 1976           | 1981           | 1986           | 1991           |
| Oil                    | 744            | 635            | 1467           | 3408           | 7417           |
| Natural Gas            | 70387          | 104289         | 126297         | 156226         | 259034         |
| Coal                   | 11958          | 13117          | 19676          | 29846          | 34300          |
| Firewood               | 364482         | 355299         | 345166         | 334071         | 321215         |
| Sugarcane Products     | 66525          | 77888          | 90632          | 92733          | 94464          |
| Other primary          | 10767          | 9966           | 15817          | 21316          | 24571          |
| <b>TOTAL PRIMARY</b>   | <b>524863</b>  | <b>561194</b>  | <b>599055</b>  | <b>637600</b>  | <b>741001</b>  |
| Electricity            | 81349          | 127073         | 193853         | 256552         | 319479         |
| L.P.G                  | 41657          | 59661          | 82727          | 113491         | 137968         |
| Gasoline/alcohol       | 233187         | 300858         | 385636         | 417126         | 518855         |
| Kerosene & Turbo       | 61406          | 78093          | 89188          | 79466          | 77185          |
| Diesel                 | 151250         | 242805         | 325141         | 343547         | 395960         |
| Fuel Oil               | 162206         | 229274         | 212455         | 166067         | 180941         |
| Coques                 | 18881          | 27481          | 33905          | 50136          | 60106          |
| Charcoal               | 18965          | 26830          | 33197          | 51258          | 49446          |
| Gas                    | 17970          | 26754          | 37820          | 41940          | 32235          |
| Other Secondary        | 2483           | 3733           | 3932           | 8347           | 8145           |
| Non-Energy             | 33442          | 59361          | 90529          | 123112         | 80160          |
| <b>TOTAL SECONDARY</b> | <b>822796</b>  | <b>1181923</b> | <b>1488383</b> | <b>1651042</b> | <b>1860480</b> |
| <b>TOTAL</b>           | <b>1347659</b> | <b>1743117</b> | <b>2087438</b> | <b>2288642</b> | <b>2601481</b> |

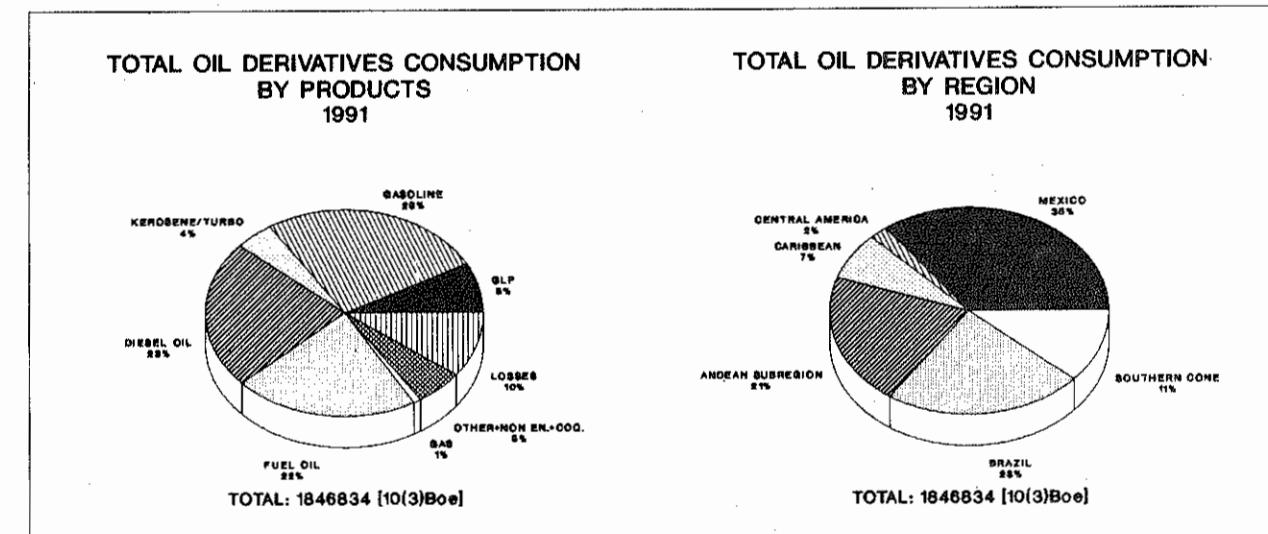
SOURCE: OLADE – Energy – Economic Information System (SIEE)



| COUNTRY              | YEAR   |         |         |         |         |
|----------------------|--------|---------|---------|---------|---------|
|                      | 1971   | 1976    | 1981    | 1986    | 1991    |
| ARGENTINA            | 173359 | 177772  | 183791  | 159370  | 151831  |
| BARBADOS             | 773    | 930     | 1359    | 1499    | 1994    |
| BOLIVIA              | 4634   | 7417    | 9289    | 8083    | 9790    |
| BRAZIL               | 202997 | 344729  | 368399  | 414986  | 449939  |
| COLOMBIA             | 47361  | 58020   | 64846   | 71052   | 81745   |
| COSTA RICA           | 3371   | 4274    | 4887    | 5235    | 7021    |
| CUBA                 | 46809  | 64253   | 75957   | 78972   | 73335   |
| CHILE                | 43543  | 35970   | 41705   | 36154   | 52226   |
| ECUADOR              | 9860   | 17927   | 30926   | 32174   | 35695   |
| EL SALVADOR          | 3519   | 5097    | 4018    | 4417    | 6728    |
| GRENADA              | 101    | 117     | 145     | 207     | 285     |
| GUATEMALA            | 6313   | 8047    | 8829    | 6896    | 9945    |
| GUYANA               | 3426   | 4351    | 3940    | 3185    | 2663    |
| HAITI                | 943    | 1468    | 1287    | 1798    | 1560    |
| HONDURAS             | 2829   | 3483    | 3872    | 3754    | 5470    |
| JAMAICA              | 16151  | 16048   | 15419   | 11450   | 18872   |
| MEXICO               | 233061 | 364045  | 571667  | 625190  | 675886  |
| NICARAGUA            | 3783   | 5412    | 4864    | 5339    | 4605    |
| PANAMA               | 6813   | 6679    | 5654    | 6318    | 7226    |
| PARAGUAY             | 1476   | 2018    | 3256    | 3819    | 4645    |
| PERU                 | 35988  | 43374   | 50122   | 47253   | 40265   |
| DOMINICAN REPUBLIC   | 8250   | 13439   | 14635   | 17755   | 21679   |
| SURINAME             | 4761   | 4356    | 4880    | 3390    | 3278    |
| TRINIDAD & TOBAGO    | 8299   | 11666   | 8680    | 5951    | 10233   |
| URUGUAY              | 12917  | 13609   | 12675   | 8083    | 10821   |
| VENEZUELA            | 92660  | 130669  | 171913  | 170888  | 159097  |
| LATIN A. & CARIBBEAN | 973997 | 1345170 | 1667015 | 1733218 | 1846834 |

Note: Total Consumption = Final Cons. + Transformation Center Cons.

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)



PRECIOS INTERNOS AL CONSUMIDOR (MARZO 1993) – DOMESTIC CONSUMER PRICES (MARCH 1993)

| PAÍS<br>COUNTRY  | MONEDA<br>NACIONAL (M.N.)<br>CURRENCY (N.C.) | PARIDAD<br>M.N./USS<br>EXCHANGE<br>RATE<br>N.C./USS | COMBUSTIBLES (US\$/Galon)       |  |               | DOMESTIC FUELS (US\$/Gallon)                   |             |             | GAS I.P.<br>L.P.G.<br>US\$/kg | ELÉCTRICIDAD–ELECTRICITY                  |  |                           |
|------------------|--|---|---------------------------------|--|---------------|--|-------------|-------------|-------------------------------|---|--|---------------------------|
|                  |  |   | GASOLINA<br>REGULAR<br>GASOLINE | GASOLINA<br>EXTRA<br>REGULAR<br>GASOLINE | DIESEL<br>OIL | KEROSENE<br>DOMESTICO<br>HOUSEHOLD<br>KEROSENE | JET<br>FUEL | FUEL<br>OIL |                               | RESIDENTIAL<br>US cent/kWh<br>RESIDENTIAL | COMERCIAL<br>US cent/kWh<br>COMMERCIAL | INDUSTRIAL<br>US cent/kWh |
|                  |  |   |                                 |  |               |  |             |             |                               |   |  |                           |
| ARGENTINA        | Peso Argentino                               | 0.99  | 2.16                            | 2.70                                     | 1.22          | 1.03   | 0.83        | 0.62        | 0.64                          | 9.71                                      | 16.94                                  | 9.94                      |
| BARBADOS         | Barbadian Dollar                             | 2.01  | n/a                             | 3.09                                     | 2.64          | 1.04   | 0.66        | 0.64        | 1.17                          | 15.57                                     | 15.82                                  | 16.67                     |
| BOLIVIA          | Boliviano                                    | 4.17  | 1.68                            | 2.45                                     | 1.40          | 0.86   | 1.34        | 1.32        | 0.28                          | 6.23                                      | 11.94                                  | 6.12                      |
| BRAZIL *         | Cruceiro                                     | 24846.50  | 0.94                            | n/a                                      | 0.63          | 0.55   | 0.42        | 0.30        | 0.16                          | 4.05                                      | 4.54                                   | 2.28                      |
| COLOMBIA         | Peso Colombiano                              | 836.94  | 0.69                            | 0.66                                     | 0.69          | 0.69   | 0.56        | 0.31        | 0.23                          | 1.92                                      | 5.43                                   | 4.20                      |
| COSTA RICA *     | Colón  | 138.21  | 1.36                            | 1.51                                     | 1.13          | 1.15   | 1.12        | 0.58        | 0.62                          | 5.43                                      | 9.61                                   | 6.47                      |
| CUBA             | Peso Cubano                                  | 1.00  | 1.02                            | 1.21                                     | 0.61          | 0.32   | 0.61        | 0.34        | 0.24                          | 9.00                                      | 7.29                                   | 6.78                      |
| CHILE            | Peso Chileno                                 | 401.88  | 1.50                            | 1.54                                     | 1.20          | 1.02   | 1.54        | 0.46        | 0.54                          | 10.24                                     | 8.56                                   | 5.79                      |
| ECUADOR          | Sucre  | 1862.50   | 0.78                            | 1.29                                     | 0.78          | 0.03   | 0.86        | 0.37        | 0.10                          | 3.14                                      | 7.21                                   | 7.73                      |
| EL SALVADOR *    | Colón Salvador.                              | 8.73  | 1.34                            | 1.54                                     | 0.80          | 0.89   | 0.93        | 0.51        | 0.34                          | 4.55                                      | 6.11                                   | 6.39                      |
| GRENADE *        | Grenadian Dollar                             | 2.70  | n/a                             | 1.69                                     | 1.46          | 1.07   | 1.16        | n/d         | 0.88                          | 20.37                                     | 21.48                                  | 17.41                     |
| GUATEMALA *      | Quetzal                                      | 5.47  | 1.42                            | 1.45                                     | 1.09          | 1.07   | 1.07        | 0.62        | 0.33                          | 3.43                                      | 5.06                                   | 4.79                      |
| GUAYANA *        | Guyanese Dollar                              | 126.00  | n/a                             | 1.16                                     | 1.16          | 0.88   | 1.12        | 0.59        | 0.73                          | 7.59                                      | 13.14                                  | 9.29                      |
| HAITI            | Gourde                                       | 5.00  | n/a                             | 3.75                                     | 2.45          | 2.40   | 6.47        | 3.61        | 0.90                          | 25.11                                     | 25.34                                  | 18.80                     |
| HONDURAS         | Lempira                                      | 5.85  | 1.39                            | 1.67                                     | 1.16          | 0.51   | 1.25        | 0.71        | 0.34                          | 6.32                                      | 9.75                                   | 5.98                      |
| JAMAICA *        | Jamaican Dollar                              | 22.19   | 1.45                            | 1.51                                     | 1.39          | 1.20   | 1.20        | 0.40        | 0.44                          | 15.84                                     | 16.81                                  | 12.66                     |
| MEXICO *         | Peso Mexicano                                | 3.21  | 1.34                            | 1.46                                     | 0.90          | 0.90   | 0.60        | 0.27        | 0.20                          | 5.14                                      | 12.72                                  | 5.90                      |
| NICARAGUA *      | Córdoba de Oro                               | 6.00  | 1.94                            | 2.14                                     | 1.13          | 1.13   | 1.27        | 0.46        | 0.42                          | 7.68                                      | 8.71                                   | 6.42                      |
| PANAMA *         | Balboa                                       | 1.00  | 1.53                            | 1.60                                     | 1.11          | 1.08   | 0.83        | 0.67        | 0.39                          | 12.36                                     | 11.97                                  | 10.26                     |
| PARAGUAY         | Guaná  | 1725.00   | 1.51                            | 1.67                                     | 1.05          | 1.16   | 1.32        | 0.57        | 0.41                          | 3.88                                      | 4.99                                   | 3.35                      |
| PERU *           | Nuevo Sol                                    | 1.87  | 1.39                            | 1.87                                     | 1.04          | 0.89   | 0.26        | 0.55        | 0.51                          | 4.76                                      | 6.80                                   | 5.01                      |
| DOMINICAN REP. * | Peso Dominicano                              | 12.60   | 1.59                            | 1.75                                     | 1.09          | 1.43   | 1.61        | 0.83        | 0.12                          | 7.68                                      | 8.25                                   | 10.95                     |
| SURINAME         | Florín                                       | 1.79  | n/a                             | 2.11                                     | 1.55          | 1.36   | 1.36        | 0.25        | 0.72                          | 17.08                                     | 17.80                                  | 13.13                     |
| TRINIDAD & TOB.  | Trinidad Dollar                              | 4.25  | 1.67                            | 1.75                                     | 0.94          | 0.94   | 1.00        | 0.75        | 0.52                          | 3.53                                      | 3.88                                   | 2.42                      |
| URUGUAY *        | Nuevo Peso                                   | 3621.00   | 2.39                            | 2.85                                     | 1.29          | 1.29   | 1.08        | 0.78        | 0.62                          | 9.05                                      | 10.81                                  | 6.60                      |
| VENEZUELA        | Bolívar                                      | 84.44   | 0.24                            | 0.26                                     | 0.20          | 0.15   | 0.40        | 0.16        | 0.13                          | 1.61                                      | 4.65                                   | 3.26                      |

Fuente / Source: OLADE – Sistema de Información Económica – Energética (SIEE).

1 barril = 42 galones US = 158.98 litros / 1 barrel = 42 US gallons = 158.98 liters

(\* ) Datos preliminares / Preliminary data

NOTAS: n/d no disponible

n/a no aplicable

NOTES: n/d not available

n/a not applicable