

**Integración Energética  
en América Latina y  
El Caribe**



# **Integración Energética en América Latina y El Caribe**

**Organización Latinoamericana de Energía**

Edificio OLADE, Avda. Occidental, Sector San Carlos  
Casilla 17-11-6413, Quito, Ecuador  
Teléfonos: (593-2) 598280/539676: Fax:(593-2) 539684  
Télex: 2-2728 OLADE ED  
E-mail: [olade1@olade.org.ec](mailto:olade1@olade.org.ec)

**ISBN: 9978-70-077-3**

## INDICE

Prefacio .....	iii
Agradecimientos .....	vii
Resumen Ejecutivo .....	ix
I. Introducción .....	1
II. Los efectos de la globalización y de la formación de bloques sobre la integración regional y hemisférica .....	2
1.- El marco de referencia .....	2
2.- Los efectos de la globalización y de la formación de bloques sobre la integración regional .....	4
3.- Los efectos de la formación de bloque sobre la integración hemisférica. ....	8
III. La integración energética regional. ....	11
1.- Reservas, producción y consumo .....	14
2.- Comercio de energía .....	31
IV. Perspectivas de la integración energética .....	36
V. Inversiones en energía y las nuevas formas de financiamiento .....	55
1.- Tendencias en las condiciones marco para el financiamiento del sector energético .....	55

2.-	Situación de los mercados financieros en ALyC y el acceso a los mercados internacionales . . . . .	60
3.-	Financiamiento de inversiones en electricidad . . . . .	63
VI.	Aspectos institucionales relevantes para la integración energética . . . . .	71
1.-	Los organismos internacionales de energía . . . . .	71
2.-	Relación entre las políticas nacionales y la integración energética . . . . .	83
3.-	Prioridades que asignan los organismos internacionales a la integración energética . . . . .	86
VII.-	Lineamientos para una política energética regional. . . . .	89
VIII.	Conclusiones y Recomendaciones . . . . .	97
1.-	La integración económica. . . . .	97
2.-	La integración energética regional y hemisférica . . . . .	99
3.-	Inversiones y financiamiento . . . . .	107
4.-	Aspectos institucionales . . . . .	109
5.-	El rol de OLADE en los procesos de integración regional y hemisférica. . . . .	110

## **Prefacio**

El libro que hoy presentamos en ENERLAC 96 discute de manera amplia el tema de la integración energética y su viabilidad en América Latina y el Caribe y reúne valiosa información energética, producto del trabajo de casi un año de recopilación, análisis e interpretación de las tendencias predominantes en la Región, rescata ideas aún vigentes y genera algunas propuestas audaces cuya evaluación determinará su viabilidad física, económica y financiera y los actores que las afrontarán.

Desde la crisis del petróleo en los 70', en los países de la Región cambiamos nuestra estructura de suministro energético: realizamos importantes obras hidroeléctricas, iniciamos procesos de integración energética a partir de aprovechamientos hidráulicos compartidos, redujimos los impactos ambientales globales, mejoramos la regulación de los ríos y favorecimos el riego en regiones áridas e improductivas; desarrollamos nuevas fuentes energéticas y tecnología y atenuamos sustancialmente nuestra dependencia energética externa. La deuda financiera externa que generaron esas obras y actividades se contraponen con la enorme deuda ambiental que a su vez generaron los países industrializados, acreedores de esas deudas financieras. Sin embargo, mientras que nosotros pagamos con grandes dificultades los servicios de esas deudas financieras, a costa de grandes sacrificios para la sociedad, nadie ha reconocido todavía su responsabilidad por la deuda ambiental global.

No obstante, debemos también reconocer nuestros propios errores y reevaluar la creencia, a veces bastante generalizada, de que los problemas solo venían de afuera. La deuda social, por la falta de atención a la salud, educación, vivienda y regresión distributiva del producto social no puede imputarse más que a nuestra propia responsabilidad civil. Esta realidad nos llevó también, por la necesidad de atenuar esos problemas, a transformar a muchas de nuestras empresas energéticas en instrumentos de la política social o de promo-

ción sectorial a través de precios y tarifas de la energía subsidiados que han desvirtuado su objeto transformándolas en unidades antieconómicas, con graves problemas de mantenimiento y donde los recursos propios han sido insuficientes para cubrir los pagos del servicio de la deuda y en algunos casos en extensiones de la burocracia pública o en nichos de favores políticos. Sin estos reconocimientos nuestra autoridad moral frente al resto del mundo es débil y en consecuencia también débil nuestra posición negociadora ante nuestros justos reclamos sobre la deuda ambiental.

Durante los años 80', período también llamado la década perdida, la banca multilateral reduce el financiamiento de los proyectos energéticos retrasándose los cronogramas de equipamiento lo que sumado a las condiciones señaladas precedentemente induce a racionamientos y pauperización energética en cantidad y calidad en varios países.

En esas circunstancias, la Región inicia a comienzos de los 90' un proceso de singulares características: se reforman o reorganizan los Estados y se reconvierten las empresas energéticas para acceder a modos más eficaces de producción, distribución y consumo y a formas de financiamiento más acordes con las nuevas opciones y viabilidad. Al mismo tiempo, en los países comienza a reorientarse el objetivo del desarrollo hacia las personas poniendo en su justo término el objetivo final de la actividad económica y energética en particular.

En ese contexto y frente al proceso de globalización, los Estados inician procesos de integración en bloques que buscan atenuar los efectos de la competencia internacional para la que no estábamos aún preparados, como no fuera a costa de la desaparición de parte de nuestra industria, acostumbrada al subsidio energético, baja calidad de servicio, limitada escala de producción por mercados de reducida dimensión y proteccionismo indiscriminado que favorecía también una producción de baja calidad y competitividad con el resto de mundo.

Pero la respuesta a esos procesos de integración, progresivamente muestra evidencias de un avance de la inserción de la Región en los mercados internacionales. Esos procesos podrán avanzar aún

más en la medida que la energía llegue a los centros de producción de bienes y servicios en condiciones de bajo costo y riesgo de suministro protegiendo adecuadamente el medio ambiente.

Para ello la configuración energética futura de América Latina y el Caribe deberá también tender a la integración física de las fuentes que ofrecen esas posibilidades como la electricidad y el gas natural. Las evaluaciones económicas y financieras de proyectos de esas características deberán ser analizadas con criterio regional y sobre la base de asegurar el suministro a largo plazo teniendo como referencia a los recursos y potenciales autóctonos y dentro del objetivo de un desarrollo regional sustentable para evitar caer nuevamente bajo la sombra del racionamiento.

Los actores de ese proceso, gobiernos y empresas públicas y privadas, deberán en consecuencia ponerse de acuerdo para armonizar las políticas energéticas nacionales con las regionales, a partir de una Agenda Energética, que posibilite alcanzar primero compromisos voluntarios expresos en una Carta de la Energía para América Latina y el Caribe y luego, con vistas a formalizar obligaciones de características vinculantes mediante un Tratado Regional de la Energía.

El mérito en la elección del tema del presente libro correspondió a la XXV Reunión de Ministros de Energía de los Estados Miembros de OLADE. Nuestro esfuerzo, en la Secretaría Permanente de OLADE, fué complementado por los Estados Miembros y Organismos Internacionales que aportaron información, por las contribuciones sobre el tema del proyecto "Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe" realizado por OLADE/CEPAL/GTZ con el auspicio de la República Federal Alemana y las específicas realizadas a través de la Sociedad de Asistencia Técnica Alemana (GTZ) que requirió también un estudio de una institución independiente de la Región como el Instituto de Economía Energética (IDEE) asociado a la Fundación Bariloche.

Si bien pensamos que el tiempo de preparación del tema que nos ocupa no nos ha permitido ser tan exhaustivos o analíticos como para haberlo agotado y que el trabajo de edición puede presentar algunas deficiencias, hemos preferido sacrificar lo perfecto en favor de

lo bueno, ya que de lo contrario hubieramos perdido la oportunidad de llegar al lector en un plazo relativamente breve dada la velocidad de los cambios que se estan operando en la región.

**Francisco J. Gutiérrez**

*Secretario Ejecutivo*

## **Agradecimientos**

El equipo de trabajo para la preparación de *Integración Energética en América Latina y el Caribe* fué coordinado por Arnaldo Vieira de Carvalho Jr., Director a.i. del Departamento de Planificación y Política Energética (DEPE) y tuvo como editor a Francisco Figueroa de la Vega, consultor de largo plazo del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ. En el equipo participaron además los siguientes funcionarios de OLADE:

Por el Departamento de Planificación y Política Energética (DEPE): Carlos Mansilla, Jefe del Programa de Planificación y Prospectiva Energética; Byron Granda, consultor y el aporte en general de todos los funcionarios del DEPE.

Por el Departamento Técnico (DETC): Byron Chilibingua, Director a.i. y Carlos Jaramillo M., Jefe del Programa de Hidrocarburos a.i., quién desarrolló y procesó encuestas con información de los países miembros.

Por el Area de Control Interno (COIN): Juan José Castro, Jefe de Control Interno.

El Area de Coordinación de Informática y Documentación (COID), dirigida por Leopoldo Villasmil, contribuyó en el control de gran parte de la información presentada y aportó las últimas versiones del Sistema de Información Económica Energética SIEE-OLADE/CE.

Las tareas de diagramación e impresión fueron realizadas por el Despacho del Secretario Ejecutivo (DESE) bajo la supervisión de Yamira Flores, Asesora del Despacho; Gustavo Martínez, Jefe de Asuntos Públicos e Institucionales y Juan Carlos Vega, Asistente de Publicaciones.

Por la Sociedad de Asistencia Técnica Alemana (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit) GTZ, participaron Paul H. Suding, Coordinador del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ y Bernhard Bösl, Asistente Técnico.

También contribuyeron con sus comentarios y respuestas a los cuestionarios especiales de opinión las siguientes Instituciones:

- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)
- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
- Fondo Latinoamericano de Reservas
- Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata
- Corporación Andina de Fomento (CAF)
- Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)
- Instituto Latinoamericano del Fierro y el Acero
- Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC)
- Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI)
- Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL)

A todos los que participaron en la elaboración de este libro va el reconocimiento del Secretario Ejecutivo de OLADE.

## **Resumen Ejecutivo**

## **I. Introducción**

La fragmentación en bloques autoprottegidos que se observa en los países industrializados y las barreras que algunos de ellos imponen al comercio internacional no facilitará el proceso de desarrollo de América Latina y El Caribe, a menos que se intensifiquen los esfuerzos por constituir mercados de mayor dimensión y un mayor entrelazamiento de los intereses regionales a través de los procesos de integración económica. El análisis del sector energético regional muestra la ventaja comparativa que tiene la región en disponibilidad de energía primaria que la pone en condiciones inmejorables para enfrentar el desafío de la integración energética regional y hemisférica en gran escala y proporcionar beneficios relevantes al desarrollo económico y social.

Desde la perspectiva específica del sector energético se advierte, que aún cuando la región es inmensamente rica en reservas de petróleo, gas natural, carbón mineral y potenciales hidroeléctricos, es dramáticamente pobre en la capacidad instalada de generación de electricidad y por lo tanto en el respectivo consumo que, como variable explicativa del desarrollo, pone de relieve el significativo atraso de la región frente a los países industrializados y las bajas condiciones de calidad de vida y oportunidades competitivas que ello implica. Al respecto, basta ver la correlación entre los consumos de energía eléctrica y el grado de desarrollo en cada caso, inclusive entre los países de la región.

El proceso de desarrollo sustentable de cada país y de la región requieren de más electricidad. Para ello se necesitan ideas innovadoras y romper el viejo dilema de qué es primero. Sin electricidad, abundante, segura, confiable y de bajo costo no es posible pensar en la radicación industrial, ni en industrias competitivas, ni en inversores estimulados a correr riesgos comerciales. Los costos que supone disponer de la capacidad mínima necesaria para satisfacer el consumo actual, las enormes pérdidas de energía, el racionamiento con la instalación de plantas auxiliares para resguardo de la producción, la incertidumbre de los cortes y la baja calidad del servicio pone a la mayoría de los gobiernos de los países de la región ante la responsabilidad de encontrar los medios para asegurar la prestación del ser-

vicio público con eficiencia, equidad y con el menor impacto ambiental para garantizar mejores condiciones de suministro que hasta el presente.

En ese proceso, la importancia del petróleo y sus derivados, el gas natural y el carbón mineral, no es menor. Su incidencia en la generación de electricidad, en el sector transporte y en usos industriales y agrícolas, también ponen de relieve la necesidad de asegurar su abastecimiento al interior de la región.

Sin embargo, algunos países deberán decidir previamente si mantienen aún el concepto de autonomía energética nacional, que implica cuantiosas inversiones en exploración, identificación de potenciales energéticos y creaciones de capacidad, o lo sustituyen por el de autonomía energética regional. Si hubiera consenso sobre este último concepto se facilitarían los acuerdos para encontrar los medios que reviertan el atraso mencionado en un contexto regional más solidario.

Uno de los medios para atenuar las carencias señaladas a mediano y largo plazo, es estimular en el presente los procesos de integración energética, para que a través de las interconexiones entre países y subregiones se pueda acceder a las sobrecapacidades existentes y a la complementariedad hidroeléctrica, así como a las energías primarias (petróleo, gas natural y carbón mineral) y potenciales hidroeléctricos, que posibiliten la generación de electricidad a menor costo y aseguren el abastecimiento a los sectores socioeconómicos. Si bien esos procesos de integración no bastarán para eliminar a corto plazo el atraso relativo de la región respecto al mundo industrializado, por lo menos reducirán las desventajas al posibilitar una mayor seguridad de aprovisionamiento y electrificación de la sociedad y una mayor disponibilidad de energía para lograr una industria más competitiva en el mercado internacional.

Los procesos de integración energética requieren del desarrollo de proyectos con una perspectiva regional, subregional y nacional, que permita asegurar, además de rentabilidad, el suministro a largo plazo. De ese modo, los gobiernos habrán cumplido mejor con la responsabilidad de velar por la prestación del servicio público a

los sectores socioeconómicos. A su vez, la prospectiva energética regional deberá incorporar los efectos de esos procesos de integración que cambiarán seguramente las estructuras de inversión en cada país.

Las inversiones en nuevas capacidades requerirán financiamiento de distintas fuentes y con distintas modalidades, respecto a las del pasado. La ingeniería financiera que requiere la financiación actual de los nuevos proyectos, en particular en generación y transporte de electricidad y transporte y distribución de gas natural, es de un alto grado de sofisticación y complejidad por lo que, los países que requieran de esas nuevas formas de financiamiento deberían tener como referencia las experiencias de otros países de la región y ampliar su conocimiento acerca de los efectos que derivan de los contratos de compra de energía de generación térmica sobre los suministros hidroeléctricos.

OLADE, como organismo regional gubernamental de energía, es la extensión de los ministerios de energía de los Países Miembros en la región. Cuenta con experiencia en asistencias desarrolladas en esos países, en acuerdos con la cooperación internacional para el desarrollo de estudios regionales y sistemas prospectivos y de información que esos mismos países alimentan. Este Organismo es el soporte adecuado para los estudios sobre los procesos de integración y desarrollo de proyectos entre subregiones. Además, constituye el foro natural para el intercambio de experiencias y la realización de acuerdos regionales de integración energética.

Las empresas eléctricas y petroleras, públicas y privadas, de la región también están representadas por organismos regionales no gubernamentales de energía como la Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial (ARPEL), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) y el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Sin embargo, aún deben promoverse las interacciones necesarias para ampliar la cooperación regional y propiciar que la actividad privada en el sector energético, desde los contratistas de servicios, los fabricantes de equipos hasta los productores independientes de energía, tengan cada vez mayor participación e ingerencia en las decisiones del sector de algunos países, en concordancia con las orientaciones

que fijen los gobiernos. La incorporación de nuevos actores a la actividad debe ser considerada en todos los aspectos de las cadenas energéticas, incluidos los temas relativos a la integración energética. En este sentido, OLADE ha iniciado un proceso de cambios orientados en esa dirección por instrucción expresa de la Reunión de Ministros.

Desde una perspectiva más general, la integración energética constituye un medio que debería ser tomado en consideración en las estrategias nacionales de desarrollo sustentable. El crecimiento económico, la equidad social y la protección ambiental son dimensiones del desarrollo sustentable que deberían mejorarse individualmente sin comprometer a las restantes. En ese contexto, los países podrían encontrar en la definición de lineamientos para una política energética regional la conciliación de la política energética nacional con la política de integración energética y facilitar de ese modo los procesos de integración.

## **II. Conclusiones y recomendaciones**

A continuación se reseñan sintéticamente las principales conclusiones que sugiere la situación descrita precedentemente. Se abordan separadamente los temas referidos a integración económica y energética en petróleo y sus derivados, gas natural, carbón mineral y electricidad y finalmente el rol de OLADE en el proceso de integración energética regional y hemisférica.

### **1. La integración económica**

Las iniciativas de integración en el ámbito de América Latina y el Caribe se han incrementado notablemente en los últimos años. Además de la revitalización de los acuerdos de integración subregionales ya existentes (Mercado Común Centroamericano (MCCA), Grupo Andino (GRAN), Comunidad del Caribe (CARICOM), Grupo de los Tres (G-3)) se han constituido otros como el Mercado Común del

Sur (MERCOSUR) y, al mismo tiempo, se han celebrado más de 20 acuerdos bilaterales con posterioridad a 1986.

Las principales tendencias o características que se destacan son las siguientes:

A diferencia de las primeras iniciativas de integración de los años 60, impulsadas dentro de un contexto proteccionista y por la necesidad de superar la estrechez del mercado interno y los desequilibrios de las cuentas propias del modelo de industrialización sustitutiva, los nuevos acuerdos se realizan en un marco de creciente apertura de las economías nacionales.

Estas nuevas iniciativas de integración están caracterizadas por un marcado subregionalismo y la proliferación desordenada de acuerdos bilaterales que, aunque implican una mayor liberalización del mercado que en el pasado, pueden constituir un obstáculo para una integración regional más plena. La denominación de “regionalismo abierto” acuñada por la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) tiende a reflejar las características de esta tendencia, donde los acuerdos basados en listas positivas han sido sustituidos por los fundados en listas negativas (excepciones a los acuerdos de libre comercio).

En el caso de los bloques subregionales (MCCA, GRAN, CARICOM, MERCOSUR y G-3) se plantean ambiciosos objetivos de integración que trascienden la mera liberalización al comercio intrabloque, intentando alcanzar el status de una Unión Aduanera, incluso de un Mercado Común. Sin embargo, a pesar de la mayor estabilidad macroeconómica en el área, en ningún caso se ha logrado aún alcanzar el objetivo de un arancel externo único.

Es claro que las políticas de apertura unilateral, predominante en toda el área, tienden a facilitar el objetivo de liberalización del comercio subregional. En este sentido, todos los tratados fijan un cronograma para la eliminación progresiva de las trabas al comercio intrabloque planteando excepciones o tratamiento especial para ciertos productos. Al no haber alcanzado aún la adopción de arancel ex-

terno único, sugiere para aquella liberalización del comercio, la necesidad de fijar criterios o normas de origen más flexibles.

En las nuevas iniciativas de integración se refleja una mayor presencia de acuerdos sectoriales. Ellos están principalmente referidos a la industria y al sector agropecuario y, en general, enfatizan ciertas restricciones a los acuerdos generales sobre el comercio más que acuerdos sobre estrategias comunes.

Desde fines de la década del 80 se ha observado una fuerte expansión del comercio dentro de la región y especialmente entre los países que conforman los diferentes bloques (salvo en el área de CARICOM). Sin embargo, esa tendencia parece haber sido más el efecto combinado de la mayor apertura, decidida unilateralmente y al aprovechamiento de las ventajas derivadas de la vecindad geográfica o de oportunidades naturales de complementariedad que a los impactos de los acuerdos establecidos.

Aún cuando, junto con el crecimiento del comercio intrarregional, se han incrementado los intercambios energéticos y las iniciativas de integración, ello tampoco parece ser el resultado directo o exclusivo de estrategias establecidas en los tratados o acuerdos.

## **2. La integración energética regional y hemisférica**

### **2.1. El diagnóstico**

América Latina y El Caribe presenta una situación energética que puede contribuir en forma sustancial al aumento de la competitividad internacional de la industria interior y al desarrollo sustentable regional.

Las fuentes energéticas primarias (petróleo, gas natural, carbón mineral), así como los potenciales hidroeléctricos, son abundantes como para inducir el crecimiento económico, pero la insuficiente capacidad de generación de energía eléctrica y la limitada infraestructura gasífera constituyen una barrera para el desarrollo.

Los consumos de electricidad en la región (500 KWh/hab.) son sustancialmente bajos cuando se los compara con los de los países industrializados (5000 KWh/hab.). En los países de la región, la economía informal alcanza niveles de significación, que no siempre son tomados en consideración en las previsiones de demanda así como la energía requerida como factor inductor de una mejor calidad de vida de la población. La situación determina mercados nacionales de reducida dimensión y una baja capacidad de generación que responden en general, a las necesidades de la economía formal.

La distribución de las reservas de energía primaria en la región no es uniforme, advirtiéndose ciertas ventajas comparativas entre las subregiones. El GRAN es el que presenta, en magnitud y ubicación geográfica, la mejor posición relativa en petróleo, gas natural y carbón mineral. El MERCOSUR predomina en generación de electricidad sobre las demás subregiones, con una fuerte incidencia de la hidroelectricidad debido a la escasez de hidrocarburos y a que el mayor potencial hidráulico se concentra en esa subregión. En Centroamérica los progresos de las interconexiones eléctricas están creando condiciones para la seguridad del suministro eléctrico subregional.

En *petróleo*, el GRAN y México cuentan con un importante potencial con grandes posibilidades para crear las condiciones de una seguridad del abastecimiento regional. La diferente distribución regional de las reservas y el consumo indican la posibilidad de complementación.

En *derivados de petróleo*, se advierte que, en la mayoría de los países, las capacidades de procesamiento no están adaptadas a la estructura del consumo por lo que existen excedentes y faltantes de derivados que son objeto de intercambio intraregional con elevados costos por fletes. Un proyecto destinado al estudio de los problemas que derivan de la suboptimización en el uso de las capacidades de refinación, con relación al mercado regional, puede constituir una buena orientación para la inversión en unidades de proceso, relocalización o instalación de nuevas refinerías. De este modo las oportunidades de negocios se compatibilizarían con los objetivos a largo plazo sobre seguridad del abastecimiento en la región.

En gas natural, el GRAN tiene la mayor dotación de recursos, encontrándose en una ubicación privilegiada en la región para su comercialización en el Istmo Centroamericano, al igual que los yacimientos del sur de México. El GRAN también es un potencial abastecedor del MERCOSUR desde Venezuela hasta Bolivia y Perú. El estudio de estos aspectos parece ser una necesidad a la que deben prestar particular atención los países de la región con el fin de optimizar el suministro y orientar la inversión privada hacia proyectos que garanticen la seguridad del abastecimiento a largo plazo. La reducida capacidad de transporte de gas natural en la región es una de las principales causas de su bajo consumo.

El carbón mineral, es otra fuente energética que tiene perspectivas para dinamizar el comercio energético regional, en la medida que los países productores encuentren la forma de financiar los costos de reconversión para usos limpios 'in situ' o en los potenciales países importadores. Esto contribuiría a racionalizar y diversificar el balance energético de los países y en el caso de los países productores de petróleo, liberaría un importante volumen de fuel oil para la exportación hacia otras regiones.

En energía eléctrica, la reducida capacidad de generación, mencionada precedentemente, puede ser compensada en parte a partir de interconexiones subregionales que posibiliten la complementariedad hidrológica y la utilización de las sobrecapacidades existentes, compartidas o no, cuyos costos también podrían ser distribuidos de mejor modo. Los procesos de integración subregional y regional, generarán mercados de grandes proporciones con la expansión de las líneas de transmisión. Las estacionalidades podrán ser compensadas con más efectividad, la fluctuación de los precios de los hidrocarburos podrá también neutralizarse por la mayor seguridad del abastecimiento no dependiente exclusivamente de fuentes térmicas, se aprovechará mejor la capacidad instalada total al abastecer demandas máximas escalonadas en el tiempo, las capacidades ociosas podrán ser empleadas sin transferir los sobrecostos a los usuarios y la oferta eléctrica perderá su poder monopólico al convertirse la electricidad en un bien *transable* en el continente.

La actividad privada verá en ese proceso crecientes oportunidades para aportar capitales y tecnología como de hecho está ocurriendo en algunos países que han realizado la apertura en forma total o como en otros que están complementando el abastecimiento estatal con abastecimiento privado.

Los incipientes procesos de integración regional han generado corrientes de comercio de energía con un importante incremento en las exportaciones de petróleo y sus derivados así como del carbón mineral entre los países de la región. El mayor incremento se observa a partir de 1990, año en que las corrientes de comercio se reorientan hacia el mercado regional, en cuanto al destino de las exportaciones de los productos mencionados. Esto se ha facilitado, en parte, por la asistencia de instituciones financieras como la Corporación Andina de Fomento (CAF) y el Banco Latinoamericano de Exportación (BLADEX).

El MERCOSUR y el GRAN han sido las dos regiones más dinámicas en cuanto a este nuevo esquema priorizando las exportaciones destinadas a países de la misma subregión. Una tendencia similar se ha observado en el MCCA, que si bien es una subregión importadora neta, ha incrementado la participación de las exportaciones entre países de la misma subregión en el caso de las gasolinas, diesel oil, fuel oil, GLP y los asfaltos. En las subregiones mencionadas se advierte, en consecuencia un fuerte proceso comercial hacia el interior de los bloques subregionales.

Esas corrientes de comercio, que no dependen de redes fijas, ponen de relieve el potencial que tienen la electricidad y el gas natural en cuanto se intensifiquen los procesos de integración física regional con la eliminación de las barreras que aún subsisten en la región sobre comercio, marcos regulatorios, movilidad de los factores productivos y flujos de capital.

## 2.2. Las perspectivas

Más allá de los acuerdos bilaterales y subregionales, existen importantes evidencias sobre integración energética entre bloques que tienden a favorecer la integración regional. La evidencia más reciente son los acuerdos y estudios que se van concretando en el G-3 y que, en el campo de la energía se traducen en el proyecto de interconexión eléctrica entre tres bloques, NAFTA, Centroamérica y GRAN, aún cuando al interior de alguno de ellos los avances de las interconexiones no sean significativos. Por su parte, los estudios de la CIER sobre interconexiones eléctricas en Sudamérica integran el GRAN, MERCOSUR y Chile por medio de un gran anillo que permitiría optimizar las capacidades hidroeléctricas existentes y poner nuevamente en prioridad proyectos que para los países aislados no justificaban su emprendimiento. El Sistema de Interconexión Eléctrico de América Central (SIPAC), si bien subregional, posibilitará avanzar en la dirección de las interconexiones entre bloques.

De este modo, aparece la necesidad de reformular la prospectiva energética dentro del contexto de las políticas de integración, entre o al interior, de los bloques y de estudiar las cuestiones relativas al uso compartido de los recursos naturales de cada país, la libertad de comercio a través del transporte de energía, el uso de los yacimientos y recursos hidráulicos compartidos, los derechos de aguas y los de paso, la armonización de los procesos regulatorios y la eliminación de las barreras arancelarias y no arancelarias.

Los proyectos de integración energética deben tener dimensión regional. Los estudios deberían realizarse teniendo en consideración a la región como un todo, esto es, siguiendo la secuencia de análisis de las interconexiones y gasoductos entre subregiones y luego al interior de aquellas para terminar en la detección de los problemas en los sistemas interconectados nacionales o en las redes de transporte de gas natural. A su vez, determinar la viabilidad de los emprendimientos de generación hidroeléctrica identificados o de las alternativas de generación y los potenciales y reservas de gas natural. De ese modo, los proyectos constituirán un marco de referencia para inversores, públicos y privados o sus asociaciones, que posibilitará bajar al plano de ejecución obras concretas en transmisión y generación o

en gasoductos. Todo este análisis se vería más consolidado, si además, los proyectos consideraran las interdependencias entre las distintas fuentes energéticas con el fin de optimizar el abastecimiento al mínimo costo. En estas condiciones será posible elevar la competitividad industrial de la región, al menos en cuanto al costo de los insumos energéticos se refiere.

Las principales acciones efectivizadas en cada actividad y que pueden dar lugar a su profundización o nuevas acciones, son las siguientes:

*Petróleo y derivados:* En *exploración* han sido destacables las tareas conjuntas entre la empresa mexicana PEMEX y RECOPE de Costa Rica y lo mismo con Cuba. También la empresa YPF, de Argentina, realizó tareas exploratorias en Ecuador y realiza la búsqueda de hidrocarburos con PETROBRAS, de Brasil y con subsidiarias de ENAP, de Chile, en este último caso llegando a la explotación conjunta de un yacimiento en Argentina. También es destacable el esfuerzo de PDVSA, de Venezuela, y PETROBRAS, de Brasil, encaminado a la conformación de una empresa de exploración y producción de petróleo y gas natural.

En *producción* de petróleo, además de la citada asociación entre YPF, de Argentina y subsidiarias de ENAP, en Chile, se pueden mencionar la participación de empresas privadas argentinas en las áreas marginales de Venezuela.

En Centroamérica, aún cuando las situaciones institucionales son diversas, debido a que algunas refinerías son de propiedad privada y otras de propiedad estatal, resultaría conveniente analizar algunas posibilidades de integración, como la adquisición conjunta del crudo y/o los derivados que requieran los mercados internos, para conseguir mejores precios que los que obtendrían individualmente; o la posibilidad de construir una refinería que abastezca los requerimientos de todo el mercado centroamericano, de propiedad común, mediante una joint venture entre los países y empresas privadas. Si bien esta alternativa tiene dificultades de tipo geopolítico, un estudio que demuestre la conveniencia económica de tal decisión, frente al

mantenimiento de las situaciones actuales, puede aportar elementos que superen esa dificultad.

El Pacto de San José, se estableció entre países del Istmo Centroamericano con México y Venezuela, como consecuencia de la elevada factura petrolera de los países importadores, motivada por el incremento de precios del petróleo en los dos shocks de 1973-74 y 1979-80. Si bien inicialmente los países importadores incluidos en este convenio se aseguraron la provisión de crudo y las facilidades indicadas en un período de escasez y altos precios, la situación posterior del mercado petrolero no lo hizo tan atractivo. De todas maneras, este tipo de convenios parecería ser un camino a perfeccionar y continuar aplicando en el futuro. Pero, para alentar el intercambio intrarregional de petróleo y derivados es importante encontrar mecanismos innovadores en los contratos que faciliten provisiones confiables y estables, que puedan privilegiar estos intercambios intraregionales.

El intercambio a nivel de las compras de equipos y materiales para la industria petrolera, que llega a unos 7000 millones de dólares anuales con casi un 40% de los mismos provenientes de fuera de la región, es otro aspecto que merece especial atención.

El intercambio de capacidad tecnológica y de gestión empresarial, podría motivar un flujo destacado entre empresas petroleras estatales de México, Brasil y Venezuela y privadas de Argentina, con las existentes en países de menor desarrollo petrolero relativo.

En *gas natural*, la interconexión de los países de la Cuenca del Plata y de ésta con Chile posibilitaría el desarrollo de un mercado subregional, a través de una red de gasoductos que permitirán intercambios en condiciones que podrían ser ventajosas.

Las provisiones de abastecimiento del MERCOSUR, en base a los potenciales de Argentina, Bolivia y Perú, muestran ciertas debilidades que se manifestarían a mediano plazo por el supuesto, en exceso fuerte, de que los potenciales de gas natural serán descubiertos en un 100%. La provisión desde Venezuela, presumiblemente hacia Manaos, Brasil, para interconectarse con un gasoducto brasileño pro-

yectado hasta San Pablo, permitiría otorgar mayor cobertura a las estimaciones de suministro del MERCOSUR y garantizar a los países de la subregión la seguridad del abastecimiento por un plazo prolongado.

Como se ha indicado, los países del GRAN, por su ubicación en el continente, se encuentran en posición privilegiada para comercializar el abundante gas natural disponible, aprovechando una oportunidad comercial de vastas proporciones frente a los mercados del MERCOSUR y Centroamérica.

En carbón mineral, teniendo en cuenta la disponibilidad de carbones aptos, de Colombia, para siderurgia y los requerimientos de Argentina y Brasil para este tipo de usos, sería conveniente establecer acuerdos bilaterales de suministro que incrementen el intercambio regional.

En electricidad, los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos en la concepción actual han pasado a constituir un aporte de significación a la integración, pero a partir de los importantes avances tecnológicos logrados en materia de transporte de energía eléctrica, sobretudo para grandes potencias y distancias, no solo se incorporan como aportes importantes a la integración energética, los potenciales hidroeléctricos nacionales, sino también las otras formas de generación.

Por otra parte, la interconexión entre aprovechamientos hidroeléctricos de distintas cuencas hídricas permitiría mitigar el carácter aleatorio de los regímenes de lluvias y favorecer aún más las posibilidades de integración o como se advierte entre Argentina y Brasil, complementar los respectivos excedentes de capacidad térmica e hidroeléctrica. Los enlaces de cierre en América del Sur prevén la futura gran interconexión entre los sistemas Centro Sur y Nordeste del Brasil, con prolongación a Manaus y Guri en Venezuela, que permitirá vincular las zonas andina y atlántica. El enlace entre Perú y el Centro Sur de Brasil a través de Bolivia cerrará el gran anillo y permitirá la optimización de los recursos hidroeléctricos de América del Sur, tanto en cuanto al mejor aprovechamiento de sus diversidades

climáticas y horarias como en lo que hace a la potenciación de sus equipamientos.

Los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano que actualmente están interconectados en dos bloques se encuentran a la espera de la interconexión entre Honduras y El Salvador o entre Guatemala y Honduras para el cierre del sistema con lo que se aseguraría el aprovisionamiento a la subregión.

Finalmente, los sistemas de potencia de México y Colombia han alcanzado un avanzado nivel de integración nacional encontrándose interconectados los principales subsistemas eléctricos regionales de cada país. Esto posibilita identificar dos polos que permitirían la interconexión entre el Norte y Sur de América pasando por el Istmo Centroamericano.

Las integración eléctrica podría profundizarse en varios sentidos:

- Hacia una operación conjunta del parque generador de los sistemas ya interconectados.
- Hacia una mayor cooperación multilateral entre los países que comparten aprovechamientos sobre una misma cuenca, explorando las posibilidades que ofrece un manejo coordinado de los embalses en cascada, y los beneficios derivados de la mayor regulación de la cuenca.
- Hacia una mayor coordinación en el uso de sus recursos primarios y en la planificación de la extensión de sus respectivos sistemas eléctricos.

### **3. Inversiones y financiamiento**

Existen en el sector eléctrico de América Latina y El Caribe nuevas formas de financiamiento que ya están en aplicación. Sin embargo, estos esquemas novedosos se limitan a proyectos de una enver-

gadura media, típicamente alrededor de 100 MW de generación térmica. Los proyectos más grandes en ejecución tienen todavía una estructura financiera convencional. En el conjunto de los países existe todavía una cantidad de barreras para la participación de la inversión privada con todas sus opciones.

A las dificultades del financiamiento que implican retrasos a la puesta en marcha de las obras ya programadas hay que agregar las dificultades adicionales que derivarán de las inversiones que requerirán los programas de desarrollo para atender las necesidades urbano marginales y de las comunidades aisladas en cuestiones de salud, educación, vivienda e infraestructura social y a las formas más sofisticadas de consumo electro intensivo que acompañan al crecimiento económico.

El hecho de que los problemas financieros de las empresas eléctricas llevaron a un renacimiento de la generación térmica en el marco de esquemas novedosos, significa que estas formas no son neutrales en términos ambientales. La instalación y operación de pequeñas y medianas unidades de generación térmica, sobretudo las plantas diesel en carga de base, a pesar de su inferioridad económica y ambiental en el largo plazo, conduce a la conclusión que ciertas nuevas formas de financiamiento en el sector eléctrico no contribuyen ni son suficientes para satisfacer las dimensiones de un desarrollo sustentable.

Los procesos de integración energética en la región son entonces un medio para revitalizar el suministro energético con hidroelectricidad, de potenciar la penetración del gas natural en las subregiones, de reestructurar las capacidades de las refinerías y de encontrar nuevas tecnologías para un uso limpio del carbón mineral. El atractivo que pueden tener esos proyectos para los países, empresas y entes de financiamiento puede implicar un nuevo enfoque en el abastecimiento regional, más acorde con los objetivos del desarrollo sustentable.

#### 4. Aspectos institucionales

Existe diversidad y heterogeneidad de organismos internacionales que tratan sobre los temas energéticos regionales, requiriéndose una división del trabajo más apropiada, crear una adecuada red de comunicación y sistemas de información complementarios para alcanzar un funcionamiento coordinado.

No obstante, que el tema de la energía es fundamental dentro de los amplios procesos de integración comercial, industrial y económica en general, los Ministros de Energía no están participando directamente en todos los organismos o grupos de trabajo en los cuales se discuten, presentan iniciativas y se toman decisiones sobre integración energética. Ocurre algo similar con su participación en el propio organismo regional de energía, por lo que la relación entre las políticas energéticas nacionales y los procesos de integración energética subregionales y regionales pueden presentar incompatibilidades que constituyan barreras a esos procesos.

Algunos de los organismos, al interior de los cuales se discuten y toman decisiones sobre políticas de integración no consideran como temas relevantes el energético y el de la integración energética con lo que se deja al margen a la energía de bajo costo como factor para aumentar la competitividad internacional de las subregiones.

Al parecer existe en algunos organismos internacionales una mayor coherencia política y operacional con respecto a la integración subregional y regional, lo que estaría en aparente contradicción con los compromisos asumidos por los Presidentes de la Región respecto a la integración hemisférica.

La (integración física) (oleoductos, gasoductos, interconexiones eléctricas) es considerada de principal importancia para dinamizar el comercio regional de energía. Sin embargo, los proyectos se analizan en forma aislada, sin asegurar el abastecimiento de cada fuente agotable en un plazo prolongado y sin estudiar las fuentes alternativas ante su agotamiento.

## **5. El rol de OLADE en los procesos de integración regional y hemisférica**

El lema de la Segunda Conferencia Energética de América Latina y El Caribe, ENERLAC'95, fue "Integración Energética y Participación Privada". La conjunción fue propicia porque más allá de las discusiones técnicas, se abrieron nuevas oportunidades de negocios energéticos para el sector privado, que auspició el evento con interés, por encontrar en OLADE un promotor de expectativas.

Por su parte, OLADE pudo relevar y establecer nexos con organizaciones, públicas y privadas, por nuevos proyectos en la región, en consonancia con los temas que se han abordado precedentemente. Derivó de lo expuesto una serie de propuestas de proyectos que se han presentado a organizaciones, públicas y privadas, de Europa, Estados Unidos y de la región.

Sin embargo, esos proyectos no son el producto de un interés aislado de OLADE. Derivan de inquietudes expuestas en diversos trabajos de la Organización, financiados por PNUD, BID, Banco Mundial, Unión Europea y los Países Miembros, así como de los resultados obtenidos del Convenio entre CEPAL y OLADE, auspiciado por la Cooperación Alemana a través de GTZ, que permitieron identificar, a partir de Estudios de Casos en Chile, Colombia y El Salvador, aspectos relativos a la necesidad de armonizar las políticas energéticas con las de desarrollo, así como problemas inherentes a las ineficiencias que caracterizaban en algunos países al abastecimiento energético. Entre esos aspectos también surgieron los temas derivados de los procesos de integración y sus potencialidades.

Más recientemente, la Cumbre de las Américas compromete en el campo energético una serie de acciones comunes y que los Presidentes del Grupo de Río asumen con particular interés al manifestar, en la Declaración de Quito de septiembre de 1995, que se reconoce la necesidad de utilizar prioritariamente los recursos energéticos regionales. En tal sentido, se coincide en impulsar la cooperación energética regional y hemisférica a través de planes y programas compatibles con las estrategias nacionales y como instrumento para alcanzar los objetivos que se han trazado en el marco del desarrollo sos-

tenible. En ese contexto, la asistencia técnica energética de OLADE, como organismo regional de energía que representa a los ministerios de energía de los Países Miembros, aparece como el medio para coordinar e implementar las acciones comunes que decida emprender la Reunión de Ministros dentro de esos propósitos.

Dado lo expuesto, se considera necesario que los Países Miembros acuerden, a través de una CARTA LATINOAMERICANA DE ENERGIA, un marco de referencia común para conciliar la política energética nacional de cada país con la política energética regional, en la que se incluyen los procesos de integración energética y así posibilitar la creación de facilidades de financiamiento, por parte de las instituciones financieras internacionales, la promoción de inversiones de capital sin menoscabo de la legislación interna de cada país y el uso de tecnologías energéticas eficientes, con el propósito fundamental de apoyar el desarrollo de los proyectos requeridos por la región en ese sector.

De ese modo se crearán las bases, a través de acuerdos entre Ministerios de Energía de los Países Miembros, que favorezcan la integración energética en la región y promuevan el interés del sector privado y de la cooperación internacional para promocionar el comercio y las inversiones en un contexto de desarrollo sustentable.



**Integración Energética en  
América Latina y  
El Caribe**

## **I. Introducción**

El presente documento ha sido preparado por la Secretaría Permanente conforme a la directiva emanada de la XXV Reunión de Ministros en Trinidad y Tobago, en noviembre de 1994.

En el apartado II se analizan los efectos de la globalización y de la formación de bloques sobre la integración regional y hemisférica.

El apartado III es un diagnóstico del estado de situación de la integración energética en la región teniendo como referencia las reservas, producción y consumo, de petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y electricidad y el comercio intrarregional de esas fuentes energéticas.

El apartado IV informa sobre los proyectos de integración energética y las perspectivas en base a información proporcionada por los Países Miembros y de los archivos de la Organización.

En el apartado V se analizan las nuevas formas de financiamiento de inversiones en el sector energía y sus posibles implicaciones sobre los proyectos de integración energética.

En el apartado VI se identifican los organismos internacionales, gubernamentales y no gubernamentales, regionales y subregionales, que trabajan en temas de energía y se realizan consideraciones sobre la relación entre las políticas energéticas nacionales, regionales y hemisféricas.

En el apartado VII se proponen lineamientos para una política energética regional con la finalidad de identificar los elementos que deberían considerarse en una Carta Latinoamericana de Energía.

Finalmente, en el apartado VIII, se resumen las conclusiones y recomendaciones que derivan de los apartados anteriores.

## II. Los efectos de la globalización y de la formación de bloques sobre la integración regional y hemisférica.

### 1.- El marco de referencia

*1.1.- Situación actual:* El estudio global de la geopolítica internacional muestra un mundo en el cual tienden a consolidarse gradualmente los bloques subregionales, regionales y continentales. El proceso de globalización en favor del comercio multilateral va cediendo lugar a una nueva concepción de grandes bloques geoeconómicos, más autárquicos y dentro de fuertes enfoques político-estratégicos.

La libre competencia en los mercados ampliados, gradualmente es sustituida por el ejercicio de prácticas proteccionistas en el ámbito de los bloques, protegidos por barreras arancelarias y no arancelarias, que se explican por el hecho de que la competencia no es compatible con ciertas necesidades geopolíticas debido a diferencias socioculturales entre naciones, presiones políticas de grupos económicos de influencia o espacios económicos que por razones estratégicas deben ser prioritariamente considerados.

Figura 1: LOS BLOQUES ECONÓMICOS EN 1995



El análisis de esos procesos conduce a evidenciar bloques aún no consolidados, en formación, distribuidos geográficamente en Europa<sup>1</sup>, Asia<sup>2 3</sup>, el Pacífico<sup>4</sup> y en Africa del Sur<sup>5</sup> (Figura 1).

Entre estos últimos, se observa una explícita tendencia hacia la búsqueda de la seguridad energética mediante la diversificación en el uso de las diferentes fuentes de energía y su ahorro, la racionalización en las importaciones de petróleo, mecanismos de contingencia y un renovado proteccionismo que privilegia las fuentes energéticas renovables y no renovables localizadas en los territorios de los países que constituyen los bloques o de aquéllas en las cuales poseen ventajas comparativas.

En el continente americano se advierten, entre los bloques más grandes, el Mercado Común del Sur<sup>6</sup>, Grupo Andino<sup>7</sup>, Mercado Común Centroamericano<sup>8</sup>, Grupo de los Tres<sup>9</sup>, Mercado Común del Caribe<sup>10</sup> y Acuerdo de Libre Comercio de América del Norte<sup>11</sup>.

*1.2.- Perspectivas:* Hacia el año 2005 se prevé una expansión de los grandes bloques mundiales:

- La Unión Europea, con una previsible incorporación de Turquía y la expansión hacia Europa del Este. También se espera la continuación de las relaciones de preferencia hacia los países de ori-

1. Unión Europea (UE): Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Italia, Irlanda, Luxemburgo, Reino Unido, Portugal, Suecia.
2. Association Sud East Asiatic Nations (ASEAN): Brunei, Filipinas, Indonesia, Malaysia, Singapur, Thailandia, Vietnam.
3. New Industrial Countries (NIC's): Corea, Hong Kong, Singapur y Taiwan.
4. The Pacific Economic Cooperation Council (PECC): Australia, Brunei Darussalam, Canada, Chile, China, Colombia, Hong Kong, Indonesia, Japan, Korea, Malaysia, México, Nueva Zelanda, Perú, Filipinas, South Pacific Forum Island Nations, Rusia, Singapur, Chinese Taipei, Thailandia, Estados Unidos y Vietnam.
5. Southern African Development Coordination Conference (SADCC): Angola, Bostwana, Lesoto, Malawi, Mozambique, Zambia, Zimbabwe, Swaziland, South Africa, Tanzania, Namibia.
6. Mercado Común del Sur (MERCOSUR): Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.
7. Grupo Andino (GRAN): Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia, Venezuela.
8. Mercado Común Centroamericano (MCCA): Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Guatemala.
9. Grupo de los Tres (G-3): Colombia, México y Venezuela.
10. Mercado Común del Caribe (CARICOM): Antigua, Barbuda, Barbados, Guyana, Trinidad y Tobago, Dominica, Granada, San Cristobal-Nieves-Anguila, Santa Lucía, San Vicente, Jamaica, Monserrat, Granadinas, Bélize y Surinam.
11. Acuerdo de Libre Comercio de América del Norte (NAFTA): Canadá, Estados Unidos de Norteamérica, México.

gen colonial como los del Africa Subsahariana, las Antillas Menores del Caribe y la Polinesia y con algunas subregiones de América Latina.

- Japón y el Sudeste Asiático recientemente industrializado, con un posible redireccionamiento de su comercio con occidente hacia los mercados de Rusia y China.
- El bloque del Pacífico en el que Australia y Nueva Zelanda, Japón, el Sudeste Asiático y el oeste del Continente Americano intentarán relaciones comerciales particularmente intensas en un contexto de libre comercio.
- El Area de Libre Comercio de las Américas que tendería a concretarse hacia el 2005, uniendo el Yukón con Tierra del Fuego, de acuerdo a los compromisos contraídos en la Cumbre de las Américas (1994).
- El Area de Africa del Sur, en la que se consolidarían acuerdos comerciales.

El resto de los espacios económicos observa el proceso sin alcanzar un posicionamiento definido.

## **2.- Los efectos de la globalización y de la formación de bloques sobre la integración regional**

La región ha experimentado los efectos de dos procesos secuenciales en el tiempo, bien diferenciados, en el resto del mundo. La *globalización* y la *formación de bloques*.

El proceso de *globalización* en favor del comercio multilateral, abierto y competitivo con tendencia a generalizar la libertad de los mercados, propugnado por el GATT, coincide con un *nuevo marco conceptual* político y económico que da contenido de distinta intensidad a

las ideas y praxis del desarrollo en cada país de Latinoamérica. La coincidencia de ambos aspectos apunta cualitativamente en la misma dirección, aunque, con distinta intensidad en cada país. Se advierte en lo político un predominio del concepto de Estado-Sociedad sobre el de Estado-Gobierno que facilita una creciente consolidación de los procesos democráticos y de la participación social; un proceso legislativo más dinámico y una mayor efectividad de las garantías jurídicas, concurrentemente con una mayor credibilidad internacional, por el mejor cumplimiento de los compromisos, que tiende a disminuir el “riesgo” país y regional;

Simultáneamente se han producido cambios trascendentes que están afectando la estructura económica de los países, a partir de:

- El retorno del liberalismo económico, mayores garantías jurídicas a la propiedad privada, una mayor gestión económica de los actores privados, la restauración gradual de las fuerzas del mercado como medio para la fijación de los precios y asignación de los recursos económicos;
- La sustitución de la planificación centralizada por la planificación descentralizada con base en la prospectiva del marco de referencia y en la viabilidad del financiamiento;
- La redefinición del papel del Estado, buscando reubicarlo más como árbitro y menos como actor en el escenario económico. Esto ha implicado la modernización o privatización de las empresas estatales buscando una mayor eficiencia productiva y en consecuencia mayor competitividad nacional e internacional, la reducción de la inversión estatal y la descentralización de funciones nacionales hacia las provincias y municipios.
- La crisis de los modelos económicos sustentados exclusivamente en mercados nacionales protegidos que derivó en la apertura y en la búsqueda de mecanismos que facilitan la competencia internacional.

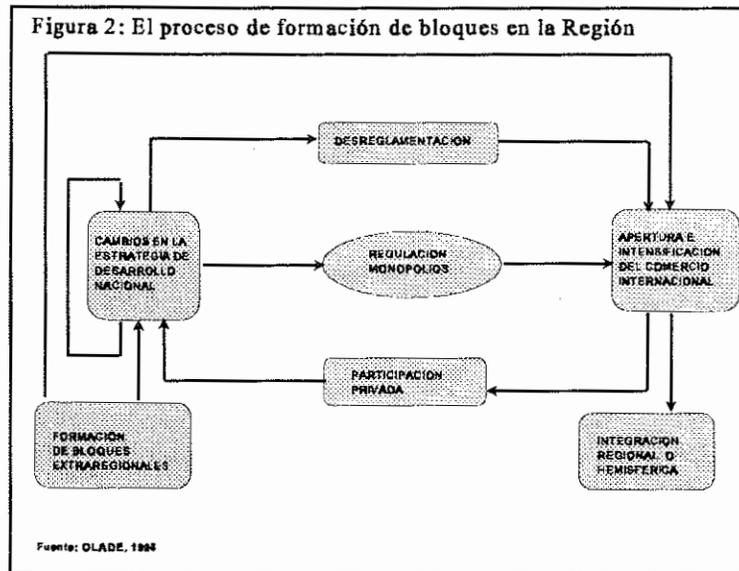
El marco conceptual descrito y el proceso de globalización influye, en algunos países, directamente sobre los procesos de reforma del Estado, en marcha a través de la participación concreta de las empresas privadas, como se ha visto con particular intensidad en Argentina, Chile y Perú. En otros países la transición es más cauta y aún se están ponderando los efectos que emergen de ese proceso.

A su vez, el proceso de *formación de bloques* extrarregionales genera, en América Latina y El Caribe (ALyC), renovados esfuerzos por ponerse a resguardo ante las nuevas formas del mercado internacional. La creación de bloques subregionales aparece como el mecanismo de protección que los gobiernos y los particulares diseñan sobre el curso de los acontecimientos como una suerte de efectos en cadena de acción y reacción. Mientras que en lo político se mantienen vigentes los conceptos, en lo económico estos derivan hacia una nueva orientación:

- Los modelos abiertos se reorientan hacia mercados integrados en bloques o macrobloques, en los cuales la protección nacional deviene en el concepto de protección ampliada subregional.
- Los bloques tienden a consolidarse y al interior de los mismos se busca simular las características del mercado de libre competencia mientras que con el exterior se refuerzan las prácticas proteccionistas;
- Se flexibilizan, al interior de los bloques las barreras que impedían o limitaban la expansión de las empresas transnacionales, sus estrategias de integración productiva y sus posibilidades de radicación en los países poseedores de grandes recursos naturales.

El proceso de integración en ALyC no es como en el caso de Europa, el resultado de una voluntad predeterminada por los gobiernos de un conjunto de países, ni como en el caso asiático el resultado de un modelo de transferencias tecnológicas en cadena, sino la consecuencia de un conjunto de relaciones prácticas donde los par-

ticulares y los gobiernos interactúan generando una dinámica que no siempre es previsible y que han implicado la interacción entre los siguientes elementos en juego:



- i) Cambios en la estrategia de desarrollo nacional;
- ii) Desreglamentación;
- iii) Regulación de monopolios;
- iv) Apertura e intensificación del comercio internacional;
- v) Mayor participación privada;
- vi) Acuerdos explícitos de integración entre grupos de países, que incluyen cláusulas de preferencia entre las partes respecto de terceros países.

En la Figura 2 se exponen las relaciones de causa-efecto que tendrían los elementos señalados precedentemente.

Según el contenido y alcance de esos elementos, se sostiene que los acuerdos de integración pueden posibilitar una creciente interdependencia guiada por las señales del mercado y orientada hacia una mejor inserción en la economía internacional. El fortaleci-

miento de los vínculos de los elementos en juego posibilitaría, a largo plazo, un proceso de crecientes interrelaciones económicas regionales que se ha dado en llamar por CEPAL “regionalismo abierto”.

Dadas las circunstancias expuestas el “regionalismo abierto” aparece como un mecanismo de defensa ante las prácticas proteccionistas de los macro bloques extraregionales que persiguen el liderazgo político, económico, comercial y tecnológico como resultado de una competencia sin pausa que deviene de la globalización. Esa realidad induce a pensar que aún se puede hacer mucho en la región, hacia adentro y desde adentro, si se crea un ambiente propicio para la integración regional y hemisférica.

### **3.- Los efectos de la formación de bloques sobre la integración hemisférica**

El *Area de Libre Comercio de las Américas* es el actual marco de referencia para los países que se comprometieron, en la Cumbre de Miami, a eliminar en el continente las barreras al comercio y la inversión hacia el año 2005.

El área fue concebida como un medio con fines estratégicos, en un mundo en que los bloques extraregionales compiten por los mercados internacionales y buscan lograr un crecimiento estable y sostenido. Como estrategia implica fortalecer la posición relativa de América del Norte en el nuevo orden económico mundial. De manera más general, el área responde a motivaciones de interés mutuo que reviste la integración del hemisferio. Mientras Estados Unidos busca asegurar el acceso a los mercados latinoamericanos, los países latinoamericanos encuentran en el área la posibilidad de disminuir su imagen de país de “riesgo” para facilitar la operación de los negocios existentes, el comercio y las nuevas inversiones.

La consecuencia del proceso es que se ha producido una aceleración de las iniciativas de integración subregional en América Latina. Se advierten de esos hechos, los movimientos comerciales crecientes y las nuevas oportunidades de inversión que se están abriendo al interior de las subregiones. La expectativa de cada país o de los bloques es asegurarse pertenecer a uno de los mercados más grandes del mundo.

Sin embargo, la Iniciativa de las Américas es uno de los frentes de negocios potenciales del NAFTA. Existe también, una concepción aperturista hacia el Pacífico a partir de su activa participación en los foros de cooperación de esa zona. Los procesos de integración que se están dando con particular intensidad en el Sudeste Asiático y Oceanía pueden abrir posibles incorporaciones al Tratado de Libre Comercio (TLC). Mientras se evalúan esas posibilidades, la UE analiza con el GRAN y el MERCOSUR posibles asociaciones de libre comercio con el fin de reforzar las relaciones comerciales con sus mercados tradicionales de América Latina. Los resultados de los acuerdos, a que se llegue en definitiva, darán lugar a un entrecruzamiento de intereses, más que por concertaciones a priori, por la vía de los hechos.

Dentro de ese marco, los países continúan profundizando los procesos de integración regional y hemisférica, con distintos grados de avance en función de los compromisos contraídos con otros bloques regionales o extraregionales. Esos procesos de integración cuentan con el apoyo de los Presidentes del Grupo de Río quienes, en la Declaración de Quito de septiembre de 1995, se manifiestan en favor de los procesos de integración y de cooperación en ALyC destacando la dinámica que dichos procesos han adquirido durante los últimos años y reafirmando la importancia de continuar apoyando los esfuerzos que realizan los organismos regionales con miras a la ampliación de los procesos de integración considerando, los acuerdos bilaterales, subregionales y regionales existentes y su convergencia, de conformidad con los compromisos asumidos en la Cumbre de las Américas y en la Organización Mundial de Comercio. En esa direc-

ción reiteran el interés, formulado en dicha Cumbre, de avanzar hacia un comercio libre y transparente a más tardar para el año 2005<sup>12</sup>. Al respecto se destaca la importancia histórica de la Cumbre de las Américas, de su Declaración de Principios y de su Plan de Acción, así como la conveniencia de desarrollar los compromisos asumidos en la Cumbre y de perfeccionar los mecanismos que permitan que sus objetivos sean cumplidos.<sup>13</sup>

12. Grupo de Río "Declaración de Quito" Apartado 14. Ecuador, septiembre de 1955.

13. Grupo de Río. op. cit. apartado 8.

### III. La integración energética regional

En ese contexto, ALyC presenta una situación energética que puede contribuir en forma sustancial al aumento de la competitividad internacional de la industria interior y al desarrollo sustentable regional.

El proceso de integración energética, con la expansión que implica de los mercados, pone a ALyC en una situación privilegiada frente a otras regiones del mundo. Basta ver sus reservas y los flujos de energía a partir de sus balances energéticos para comprender que es una región autosuficiente e independiente para cubrir sus necesidades de energía y que esa abundancia de energía es la principal fuente para reducir sus costos industriales y aumentar su competitividad internacional y una formidable base para impulsar un proceso de desarrollo sostenido y sustentable, esto es, que favorezca el crecimiento económico, la equidad social y la protección ambiental.

**Tabla 1: Reservas y Producción de América Latina y El Caribe al 31-12-94**

	Reservas	Producción	Reservas/ Producción (Años)	Reservas/ total mundial %
Petróleo (Millones de barriles)	143037.3	2893.1	49	14
Gas Natural (Miles de millones de metros cúbicos)	7367.2	138.1	53	5
Carbón Mineral (Millones de toneladas)	16600	38.3	433	2

Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Septiembre 1995.

Las fuentes energéticas primarias (petróleo, gas natural, carbón mineral) así como los potenciales hidroeléctricos, son abundantes como para inducir el crecimiento económico, pero la insuficiente capacidad de generación de energía eléctrica constituye una barrera al desarrollo. Por su parte, los consumos de electricidad en la región son sustancialmente bajos cuando se los compara con los de los países industrializados, situación que está indicando que en ese último

grupo de países, la electricidad tiene una alta incidencia en la actividad económica y por otro lado, que la población ha alcanzado un nivel de calidad de vida que excede la satisfacción de las necesidades básicas. Ese comportamiento también se reproduce cuando se comparan los consumos de los países de la región considerando su grado de desarrollo relativo.

Esa capacidad de generación de electricidad fue determinada en el pasado con base en estimaciones del consumo solvente que se refleja en las cuentas nacionales o directamente por la evolución prevista del Producto Bruto Interno como indicador de la actividad de la economía formal. Sin embargo, en los países de la región la economía informal alcanza niveles de significación, debiendo ser tomada en consideración en los argumentos de las funciones de demanda. También debe ser considerada la energía requerida como un factor inductor de una mejor la calidad de vida de la población de bajos ingresos. Sin electricidad, esa población no accede al mercado de electrodomésticos ni a los medios de comunicación, quedando fuera del sistema de economía de mercado. Las metodologías utilizadas para la estimación de la demanda fueron, en general, las mismas que las que emplean los países industrializados que no tienen esos problemas de registro por tener una población más homogénea y solvente.

Dadas esas consideraciones, se requiere, además, de una identificación de cuáles son los mecanismos para que entre a funcionar la subsidiariedad del Estado así como las estrategias comerciales que los productores de energía y de equipos para uso doméstico puedan diseñar para una expansión del mercado nacional y regional.

A su vez, la energía primaria disponible en la región no está distribuida uniformemente, advirtiéndose ciertas ventajas comparativas entre las subregiones. El GRAN es el que presenta, en magnitud y ubicación geográfica, la mejor posición relativa en petróleo, gas natural y carbón mineral, aún cuando en su interior la integración energética es incipiente, excepto por los progresos de las interconexiones entre Venezuela y Colombia. En electricidad, el MERCOSUR pre-

domina sobre las demás subregiones, con una fuerte incidencia de la hidroelectricidad, donde el mayor potencial de ALyC se concentra en esa subregión, pero también la integración energética es incipiente aunque en progreso por los grandes aprovechamientos hidroeléctricos compartidos. En el MCCA, los progresos de las interconexiones eléctricas están creando condiciones para la seguridad del suministro eléctrico subregional.

Dentro de la región, Paraguay es el país que tiene la abundancia de electricidad necesaria para iniciar un rápido proceso de crecimiento industrial y una electrificación generalizada de la población, además de las ventajas actuales que derivan de exportar energía de mayor calidad y de menor impacto ambiental global.

Para revertir en parte la situación descrita, es necesario intensificar los procesos de integración energética que faciliten el acceso a las fuentes excedentes de energía primaria convencional y el uso a pleno de las sobrecapacidades de electricidad, mientras se crean las condiciones para impulsar el desarrollo de la industria y para incorporar al mercado a aquellas franjas de la sociedad cuya falta de solvencia no induce a su abastecimiento comercial. .

Como aspecto positivo, se observa que los cambios de las últimas décadas en la estructura del abastecimiento de energía de la región, debido a la mayor penetración de la hidroelectricidad han contribuido a la reducción del impacto global sobre el ambiente mientras que aún subsisten los impactos específicos derivados del menor desarrollo relativo en que se encuentra la región.

En los apartados siguientes se analizarán, por fuentes energéticas y subregiones, los aspectos relativos a la abundancia y escasez de energía y las oportunidades que ofrece la integración energética.

## 1. Reservas, producción y consumo<sup>14</sup>

*1.1.-Petróleo:* Existe todavía en algunos ámbitos una visión que supone a nivel internacional que en el largo plazo “*la seguridad energética continúa dependiendo de los suministros que provienen de un grupo de países de Medio Oriente y África del Norte, caracterizados por una situación política, étnica y religiosa muy compleja*”. El argumento está avalado por una larga cadena de sucesos que demuestran la permanente inestabilidad e incertidumbre vinculada a ese importante volumen de reservas y que se transmiten periódicamente al mercado.

Sin embargo, luego de la crisis de 1973 la situación del mundo ha cambiado. Los recursos y reservas de petróleo en 1989 ya eran similares entre los países de la OPEP y NO OPEP<sup>15</sup>. De estas últimas los productores independientes pueden poner en producción, a precios entre 12 u\$s/bls y 25 u\$s/bls, volúmenes importantes que sustituirían producción de la OPEP. Deriva de esto que el argumento sobre la inseguridad energética es relativo.

Por su parte, la región cuenta con un importante potencial en hidrocarburos líquidos con grandes posibilidades para crear las condiciones de una seguridad del abastecimiento regional y hemisférica. América Latina dispone aún de un potencial petrolero capaz de cubrir gran parte de las necesidades energéticas del norte de América. Este hecho objetivo se complementa con la abundancia de capital y tecnología existente en esa región y sienta las bases para dotar de contenido real al concepto de integración energética hemisférica.

Las reservas de petróleo de ALyC representaban, al fin de 1994 el 14% del total mundial. Entre 1988 y 1993 las reservas crecieron el 0.4% anual acumulativo mientras que el total mundial creció al 1.9%

14. Para mayor detalle vase GTZ/IDEE “Integración Energética en América Latina y El Caribe en un contexto de Desarrollo Sustentable” Bariloche, Julio 1995. (pp 23-31).

15. OPEP: 792.5 mil millones de barriles (10<sup>9</sup> bls) y No OPEP 749.5 (10<sup>9</sup> bls) respectivamente. Ver Masters et. al. “World Resources of Crude Oil and Natural Gas” 13 World Petroleum Congress. Buenos Aires. 1991.

anual, perdiendo ALyC posición relativa. De esas reservas sólo dos países concentraban el 91.4%, Venezuela 50.3% y México 40.4% ocupando el 5to y 7mo. lugar en el mundo respectivamente. En orden de importancia le siguen Ecuador (2.9%), Brasil (2.9%), Argentina (1.6%), y Colombia (1.2%)<sup>16</sup>. El resto de los países<sup>17</sup> con reservas tiene individualmente una participación inferior al 1% y en conjunto alcanzan al 1.6%. No obstante, que la producción petrolera latinoamericana no alcanza a un potencial que le permita influir de manera autónoma sobre los precios internacionales y otras variables claves de la industria, es una región autónoma que dispone de un interesante superávit.

La producción de petróleo en 1994 representó el 13% del total mundial, con un crecimiento de 2.4% entre 1988 y 1993, mientras que el total mundial creció 0.8% en el mismo período, lo que muestra una mayor penetración de ALyC en el abastecimiento mundial.

La relación reservas/producción para el total de ALyC permite apreciar una importante holgura de 49 años, superior al valor mundial, pero que puede extenderse si se incrementa la sustitución de petróleo por otras fuentes y por un mejor manejo de la demanda y uso racional de energía a nivel regional y mundial. La intensificación de los esfuerzos en exploración no parece que sean tan urgentes de persistir las tendencias integracionistas y los niveles de precios esperados para el petróleo, excepto que por razones estratégicas la región no desee perder posición relativa con las otras fuentes de abastecimiento del resto del mundo.

El consumo subregional muestra que, excepto el GRAN y México, el resto de los países son netamente deficitarios y como se verá, en el apartado sobre el comercio de petróleo, el abastecimiento de los faltantes tiene, según la subregión, distintos orígenes incluido el resto del mundo. No obstante, la diferente distribución regional de

16. En Colombia no se incluyen la reservas de Cusiana y Cupiagua.

17. Trinidad y Tobago, Perú, Chile, Bolivia, Cuba, Guatemala, Suriname, y Barbados.

**Tabla 2: Reservas, producción y consumo de petróleo al 31-12-94**  
**-En millones de barriles-**

	Reservas	Producción	Consumo	Reservas/ Producción (Años)	Excedentes (Faltantes)
GRAN	72517.9	1362.9	426.2	53.2	936.7
México	63220.0	980.1	675.3	64.5	304.8
MERCOSUR	6358.1	485.3	688.2	13.1	(202.9)
CARICOM	519.8	50.2	61.0	10.4	(10.8)
Chile	287.0	4.5	66.6	63.8	(62.1)
Cuba	80.0	7.4	61.8	10.8	(54.4)
MCCA y Panamá	54.5	2.7	52.0	20.2	(49.3)
TOTAL ALyC	143037.3	2893.1	2031.1	49.4	862.0
Total Mundial	1023237	22938	22934	44.6	4

Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Septiembre 1995

las reservas y el consumo indican la posibilidad de complementación.

El transporte de petróleo entre las subregiones y países se realiza por buques tanque que al parecer no ofrecen restricciones sobre reservas de carga. Pero es, a partir de febrero de 1994, con la inauguración del oleoducto entre Puesto Hernández, Provincia de Neuquén en Argentina y Puerto Concepción en Chile que se inicia la primera integración privada por ese medio que incrementará el comercio en el Cono Sur, al incorporarse una capacidad inicial de transporte de 18.000 m<sup>3</sup>/día con un compromiso de compra de Chile de 8.000 m<sup>3</sup>/día y una opción de hasta el 50% por el petróleo restante. El excedente que Chile no adquiera será exportado por los puertos del Pacífico.

*1.2.-Derivados:* La capacidad de refinación de la región en 1994 representó el 9% del total mundial. Entre 1988 y 1993 la capacidad creció al 1.4% anual, tasa superior en 3.4 veces al crecimiento mundial.

El MERCOSUR tiene la mayor capacidad de procesamiento (Brasil 24.4% y Argentina 10.5%) siguiéndole el GRAN (Venezuela 18.7%) y México 22% que concentraban en conjunto el 87.1%. En el resto de las subregiones se concentra el 12.9%. Esas capacidades de procesamiento no están adaptadas en la mayoría de los casos a la estructura del consumo por lo que existen excedentes de derivados que son objeto de intercambio intraregional o exportados al resto del mundo.

**Tabla 3: Capacidad de refinación 1994**

	En miles de barriles día	%	% Utilización
MERCOSUR	2327	35.8	79.0
GRAN	1812	27.9	97.1
México	1520	23.4	90.0
CARICOM	347	5.3	52.3
Cuba	176	2.7	
MCCA y Panamá	162	2.5	50.2
Chile	161	2.5	
Total ALyC	6505	100.0	86.4
Total Mundial	74333		

Fuente: Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Septiembre 1995.

En 1994 el GRAN y México habían utilizado su capacidad de refinación casi a pleno y el MERCOSUR en menor proporción, pero en América Central y el Caribe los porcentajes de utilización fueron del orden del 50%. La estructura de las refinerías de ese último conjunto de países fue diseñada para un contexto diferente del actual. Mientras que los países exportadores tienen bajas capacidades de procesamiento que los llevan a exportar productos de bajo valor agregado, Venezuela ha revertido ese proceso con la compra de refinerías en Estados Unidos y Europa, que le permiten comercializar en Estados Unidos, a través de 13.000 estaciones de servicio propias, los derivados provenientes de sus crudos. Los países importadores tienen, como en Centroamérica y el MERCOSUR, refinerías que no responden a la estructura del mercado interno y que por sus bajas capacidades de conversión, la reducción del proteccionismo y los precios

internacionales favorecen la importación directa de derivados generando capacidades ociosas.

La situación sugiere la necesidad de optimizar la operación de las capacidades existentes en el contexto regional y cambiar las estructuras de las unidades de procesamiento, no solo al interior de las subregiones, sino teniendo en consideración la región como un todo. Seguramente, que la eliminación de las restricciones al comercio internacional inducirán a cambios estructurales importantes en la composición de las capacidades. Sin embargo, las autoridades energéticas tendrán que fijar reglas de juego que preserven el interés regional sobre seguridad del abastecimiento, en condiciones competitivas para las empresas, públicas y privadas, que operan en la región.

Un proyecto destinado al estudio de los problemas que derivan de la suboptimización en el uso de las capacidades de refinación, con relación al mercado regional puede constituir, una buena orientación para la inversión en unidades de proceso, relocalización o instalación de nuevas refinerías. De este modo las oportunidades de negocios se compatibilizarían con los objetivos a largo plazo sobre seguridad del abastecimiento en la región. Ese estudio no podrá ignorar, la fuerte penetración del gas natural y la potencial penetración del carbón mineral como sustitutos de los derivados semi-pesados para la generación térmica de electricidad o los eventuales emprendimientos hidroeléctricos compartidos o nacionales que, a través de los sistemas subregionales interconectados, sustituirán generación térmica y en consecuencia a sus insumos.

*1.3.- Gas Natural:* El gas natural constituye uno de los energéticos con mayor fuerza integradora a nivel regional. El diseño y construcción de redes de gasoductos subregionales y sus enlaces configura un macroproyecto fundamental para el desarrollo de la industria energética de ALyC que permitirá racionalizar el balance energético de los países. También en este caso será decisiva la participación del

capital y la tecnología del sector privado y la decisión política de impulsar su ejecución por parte de los países de la región.

Tabla 4: Reservas, producción y consumo de gas natural al 31-12-94

	Reservas 10(9)m3	Producción 10(6)m3	Consumo 10(6)m3	Reservas/ Producción (Años)	No aprovechad o 10(6)m3 <sup>18</sup>
GRAN <sup>19</sup>	4364.2	60655	49189	72.0	11466
México	1936.9	37463	35755	51.7	1708
MERCOSUR	662.4	30923	29966	21.4	957
CARICOM	286.0	6589	5672	43.4	917
Chile	116.8	2444	2257	47.8	187
MCCA y Panamá	0.6	10		66.7	10
Cuba	0.3	39	39	7.9	0
TOTAL ALyC	7367.2	138123	122995	53.3	15128
TOTAL MUNDIAL	140967	2084151	2051914	67.6	32237

Fuente: Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Septiembre 1995.

Las reservas de gas natural de ALyC representaban al fin de 1994 el 5.0% del total mundial. A su vez, de las reservas latinoamericanas tres países concentraban el 87.0%, Venezuela (51.6%), México (27.8%) y Argentina (7.6%). La tasa de crecimiento anual acumulativa de las reservas entre 1988 y 1993 resultó tres veces mayor que la de petróleo pero estuvo cuatro veces por debajo de la evolución de las reservas mundiales. Cuando se confirmen las reservas de gas descubiertas de Camisea en Perú y de Volcanera en Colombia se estima que los valores indicados para 1995 pueden incrementarse en no menos del 5%.

En 1994 la participación mundial de la producción regional fue de 7%. La producción creció, entre 1988 y 1993, un 20% acumulativo anual. El mayor productor en ALyC es Venezuela (31.6%), le siguen México (26.7%) y Argentina (19.9%). Los tres países concentraban el 78.8% de la producción. Las reservas latinoamericanas de gas natural superan a las de Estados Unidos y Canadá tomadas en su conjunto,

18. Incluye venteos y pérdidas

19. No incluye las reservas de Camisea en Perú y de Volcanera en Colombia.

pero se hallan sub-explotadas, por lo tanto, el potencial real de esa riqueza es muy elevado.

El consumo representaba en 1994 el 6% del total mundial. Entre 1988 y 1993 creció a una tasa acumulativa anual del 4.1%, casi dos veces superior a la de derivados del petróleo. Esto pone en evidencia la importancia creciente del gas natural en la sustitución de hidrocarburos líquidos y las excelentes perspectivas que representa en el futuro. La expansión del consumo de gas natural en el mundo evolucionó a una tasa del 1.9% anual, tres veces superior a la del petróleo. El consumo también se concentraba en tres países (83.3%) del total regional con la siguiente distribución: México (31.1%), Venezuela (28.8%) y Argentina (23.3%). Los países con mayor difusión del consumo de gas natural en los sectores socioeconómicos son Argentina, Venezuela y Colombia.

El GRAN tiene la mayor dotación de recursos, encontrándose en una ubicación privilegiada en la región para su comercialización en el Istmo Centroamericano al igual que los yacimientos del sur de México. El GRAN también es un potencial abastecedor de Brasil, con lo que el MERCOSUR recibiría los beneficios de ese suministro, dadas sus bajas reservas para garantizar las obras en proyecto. Como se verá, en el apartado sobre las perspectivas de la integración, las reservas y potenciales de Argentina, Perú y Bolivia pueden no ser suficientes para garantizar el suministro futuro de esa subregión, requiriéndose además aportes a futuro de Venezuela. El estudio de estos aspectos parece una necesidad a la que deben prestar particular atención los países de la Región con el fin de optimizar el abasteci-

**Tabla 5: Gasoductos internacionales en operación**

Países	Tramos
Bolivia-Argentina	Santa Cruz (Bolivia)-Yacuiba (Argentina)
Estados Unidos -México	Peñitas (EEUU)-Matamoros(México) Mc Allen (EE-UU)-Reynosa (México) Hidalgo (EEUU)-Reynosa(México) El Paso (EEUU)-Ciudad Juárez (México) Naco (EEUU)-Naco (México) Eagel Pass (EEUU)- Piedras Negras (México)

Fuente: OLADE . Septiembre 1995.

miento y orientar la inversión privada hacia proyectos que garanticen la seguridad del aprovisionamiento a largo plazo.

La reducida capacidad de transporte de gas natural en la región es una de las causas de su bajo consumo. Excepto Bolivia y Estados Unidos que exportan respectivamente a Argentina y México, el resto de los países no tiene los medios para comercializar sus excedentes. No obstante, el potencial comercial del gas natural ha generado una serie de proyectos que se describirán en el apartado sobre las perspectivas de la integración.

El gasoducto entre Bolivia y Argentina opera desde hace 20 años y en 1994 había transportado 40 mil BEP/día, con un factor de utilización del 77.4%. Las inversiones realizadas en 1971 fueron de US\$ 56,3 millones. El sistema de gasoductos entre México y Estados Unidos se inicia a partir de 1979 para abastecer el área industrial en el norte de México. La actual red existente permitió importar desde Estados Unidos 1.05 mil millones de m<sup>3</sup> de gas natural y exportar 0.03 mil millones de m<sup>3</sup>.

*1.4.- Carbón Mineral:* Otra fuente energética que tiene perspectivas para dinamizar el comercio energético regional es el carbón mineral, en la medida que los países productores encuentren la forma de financiar los costos de reconversión para usos limpios 'in situ' o en los potenciales importadores. Esto contribuiría a racionalizar y diversificar el balance energético regional y en el caso de los países productores de petróleo, liberaría un importante volumen de fuel oil para la exportación hacia otras regiones.

Las reservas de carbón en ALyC representaban al fin de 1994 casi el 2% del total mundial habiendo crecido al 19% anual, entre 1988 y 1993, mientras que a nivel mundial el crecimiento fue de 1.6%. A su vez, de las reservas latinoamericanas, Colombia concentra el 39.2% y Brasil el 32%. Le siguen México con 11.3% y Venezuela con 10.2%. Los cuatro países concentraban el 93% de las reservas en 1994.

La producción de la región, en 1994 representó el 1% del total mundial. Entre 1988 y 1993 la producción creció un 16.7%, valor cuatro veces por debajo del total mundial. Colombia (55%), México (20%), Venezuela (10.2%) y Brasil (9.7%) concentraron el 95% de la producción de ALyC. La relación reservas-producción en todos los casos superan los 100 años y el valor medio regional es de 433 años, cifra que casi duplica la relación mundial.

En 1994 el consumo representó el 2% del total mundial. A su vez, el 94% del consumo regional se concentró, en Brasil (54.3%), México (20%), Colombia (13.5%) y Chile (6%). El bajo consumo de energía primaria regional (4.4%), obedece a la baja calidad del carbón de los países importadores para uso siderúrgico, los excedentes en hidrocarburos líquidos y gaseosos, las desventajas en el transporte y a los problemas de contaminación aún no superados.

El balance de producción y consumo de carbón estimado para el año 1994 muestra, debido principalmente a Colombia, que el GRAN es superavitario mientras que el resto de las subregiones son deficitarias y que el saldo neto regional debió cubrirse con importaciones del resto del mundo, lo que representa un contrasentido si se tienen en cuenta las disponibilidades que tiene Colombia. Las impor-

Tabla 6: Reservas, producción y consumo de carbón mineral al 31-12-94

	Reservas 10(6)tn	Producción 10(3)tn	Consumo 10(3)tn	Reservas/ Producción (Años)	Excedentes (Faltantes) 10(3)tn
GRAN	8272	24943	5794	332	19149
MERCOSUR	5850	4256	22387	1375	(18131)
México	1876	7405	8893	253	(1488)
CARICOM	333	-	168	-	(168)
Chile	206	1733	3486	119	(1753)
Cuba	-	-	153	-	(153)
MCCA y Panamá	55	-	52	-	(52)
TOTAL ALyC	16600	38337	40933	433	(2596)
TOTAL MUNDIAL	1049057	4435437	2071553	237	2363884

Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Septiembre 1995.

taciones de Brasil (87%) y Argentina (6%) se destinaron principalmente a siderurgia debido a que los carbones que producen no tienen propiedades coquificantes. La generación de electricidad fue el segundo destino de las importaciones. Las exportaciones de 1994 fueron realizadas por Colombia (84%) y Venezuela (16%).

La experiencia europea en los usos del carbón mineral y las tecnologías en desarrollo de carbón limpio pueden llegar a convertir a esta fuente en un combustible para generación térmica que atenúe la presión de la demanda sobre el gas natural en ese uso, liberando importantes volúmenes para obtener gasolinas, en usos petroquímicos y gas en cilindros para abastecer a las áreas aisladas y urbano marginales que sustituyen consumos de leña. Esos procesos podrán orientarse mediante adecuadas políticas de precios e incentivos que hagan competitivo el transporte y el uso del carbón mineral de la región.

*1.5 .- Electricidad:* El desarrollo económico y social continuará íntimamente ligado al sector de la electricidad aunque ya no sea posible sostener un modelo expansivo como en el pasado por las restricciones de financiamiento. Sin embargo, todavía queda mucho por hacer como muestran las participaciones de población electrificada en algunos de los países de la región.

A mayor grado de desarrollo la energía eléctrica aparece acompañando el proceso en modo análogo a lo que sucede en los países industrializados y además, con evidencias de una eficiencia creciente como muestra la evolución de la intensidad energética, que expresa los esfuerzos, aunque aún insuficientes, que realiza la región en el uso

**Tabla 7: Índice de electrificación**

	Viviendas Miles	Viviendas Servidas Miles	%
MERCOSUR (1993)	52193	41640	79.8
GRAN (1993)	19359	13448	69.4
MCCA y Panamá (1994)	507	3218	56.5

Fuente: CIER y CEPAL.

racional de la energía eléctrica. Sin embargo, los consumos de electricidad en ALyC son bajos (500 kWh/hab.) en relación al de los países industrializados (5000 kWh/hab.) y recíprocamente, la menor disponibilidad de energía eléctrica constituye una barrera al crecimiento económico y al bienestar de la población<sup>20</sup>.

Figura 3

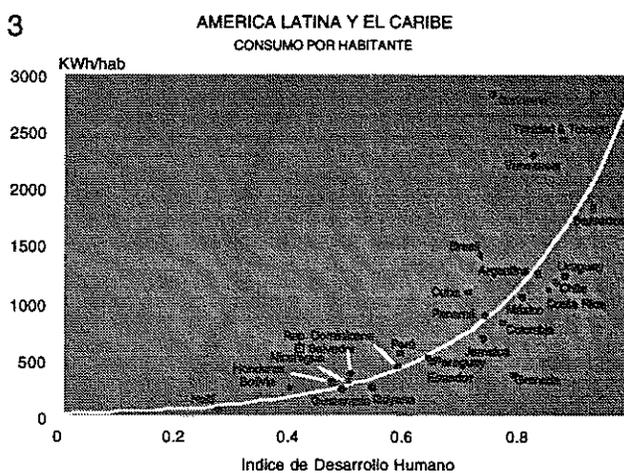
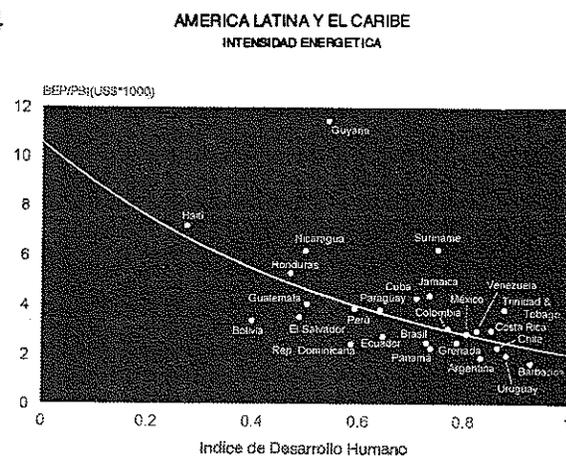


Figura 4



Fuente: Sistema de Información Económica Energética, SIEE, OLADE-OR-1986.  
Human Development Report, UNDP, 1983.

20. Véanse algunas consideraciones sobre el tema en Byron Granda, Francisco Figueroa de la Vega y Paul H. Suding "Energía y Desarrollo Humano en América Latina y El Caribe: Evidencia Estadística" *Revista Energética* OLADE, Enero-Abril 1995. También en OLADE "Energía y Desarrollo: Ideas preliminares sobre los elementos que podrían ser parte de un Plan de Acción para la Región" Octubre 1994.

Los estudios que vinculan energía y grado de desarrollo ponen en evidencia que hasta los 1500 kWh por habitante, la energía es un factor de fuerte aceleración del desarrollo, tendiendo a ser neutral a partir de los 3000 kWh. Como puede verse en las figuras, el consumo por habitante en ALyC es del orden de los 500 kWh encontrándose todavía muchos países por debajo de esa cifra.

El crecimiento de la potencia instalada desde 1970 ha sido particularmente significativa, pero es insuficiente en algunos países para atender las necesidades de los próximos años por el crecimiento económico, el crecimiento de la población y la satisfacción de las carencias de arrastre que vienen del pasado. Una de las formas de potenciar las capacidades y su utilización es a través de la integración, posibilitando de este modo un uso más eficiente de las instalaciones, promoviendo una mayor competitividad entre sistemas y en consecuencia, precios de frontera que limitarán aquellos aspectos a los que las regulaciones del sector en algunos países no alcanzan, restando oportunidades de una mayor competitividad internacional a la industria electro-intensiva.

La capacidad instalada en la región es predominantemente hidroeléctrica (60%) y luego térmica (38%) representando ambas el 98%. La generación hidroeléctrica, por sus características de servicio en la base, participó con el 67% de la generación total y la térmica con el 30%, generando en conjunto el 97%. El factor de utilización de la capacidad para la región fue de 46.9%, representando el promedio ponderado de los despachos unificados de cargas nacionales. Los mayores rendimientos se verifican en la generación hidroeléctrica.

Los insumos de energía para generación hidráulica, distribuidos entre centrales de paso y embalses, representaron el 36.3%, mientras que los insumos para la generación térmica representaron el 45.5%. De estos últimos, el gas natural, el fuel oil y el carbón mineral fueron los insumos más utilizados. Sin embargo, los insumos térmicos son los de menor rendimiento en generación de electricidad, además de constituir fuentes no renovables que podrían desti-

**Tabla 8: Capacidad instalada y generación de electricidad en 1994**

	Capacidad (MW)					Generación (GWh)					Factor de Utilización*
	Hidro	Term	Geot	Nucl	Total	Hidro	Term	Geot	Nucl	Total	
MERCOSUR	64226	17566	1	1675	83468	311852	37027		8362	357241	48.9
GRAN	21921	13733			35654	96544	43072			139916	44.9
México	8847	21533	753	675	31808	27705	95880	7061	5161	135807	48.7
CARICOM	585	4680			5265	2485	13915			16404	35.6
Chile	3546	2052			5598	17487	4904			22391	45.7
MCCA y Panamá	2723	1917	175		4815	14145	4818			18963	45.0
Cuba	49	4033			4082	165	10817			10982	30.7
Otros	62	155			217	293	69			362	19.0
TOTAL ALyC	101959	65669	929	2350	170907	470680	210502	7061	13059	701766	46.9

\*Relación entre generación y potencia por 8760 hs/año.  
Fuente: Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Septiembre 1995.

narse a otros usos. La región tiene un potencial hidroeléctrico que en el total mundial representa el 22.7%, del que apenas se utiliza el 14%.

**Tabla 9: ALyC Balance de generación eléctrica en 1994**

Insumos y producto	Hidro	Term	Geot	Nucl	Total	%
Petróleo		5174			5174	0.6
Gas Natural		126655			126655	13.9
Carbón Mineral		45530			45530	5.0
Hidroenergía	304449				304449	33.4
Geotermia			6157		6157	0.7
Nuclear				148702	148702	16.3
Diesel Oil		29178			29178	3.2
Fuel Oil		191903			191903	21.0
Gases		30743			30743	3.4
Otros		23695			23695	2.5
Total 10(3)bep	304449	429183	6157	148702	831910	100
Electricidad GWh	465921	206673	7943	12318	692854	

Fuente: OLADE/CE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), Diciembre 1995.

Los recursos hídricos de ALyC tienen además el más alto potencial para dinamizar el proceso de integración en la región tanto a través de los recursos hidroeléctricos compartidos, como de los recursos hidroeléctricos nacionales interconectados por líneas internacionales. La importancia del potencial hidroeléctrico existente en cuencas que tienen tramos compartidos en la región es la siguiente:

Tabla 10: Distribución de cuencas hidrográficas y potencial hidroeléctrico por subregiones

Subregión	Superficie Total (miles de km <sup>2</sup> )	Superficie de Cuencas Internacionales (miles de km <sup>2</sup> )	%	Potencial Hidroeléctrico (MW)	Porcentaje de Utilización %
MERCOSUR	11871	6886	58	329277	19.5
GRAN	4721	3582	76	261130	8.4
MCCA y Panamá	134	46	34	50157	5.4
México	1967	85	4	53530	16.5
Chile	757	198	26	26046	13.6
El Caribe	9.3	-	-	9077	7.7
TOTAL ALyC	19460	10797	55	729217	14.0

Fuente: OLADE/PNUD 1988 y SIEE-OLADE, Septiembre 1995

El 55% de la superficie de las cuencas corresponde a áreas compartidas en algún tramo del curso principal. El concepto que está implícito en la tabla precedente suponía, en su momento, que la contribución al proceso de integración era bilateral más que multilateral y no consideraba la posibilidad de que, a través de las líneas de transmisión, es posible compartir recursos hidroeléctricos o excedentes generados por otras centrales interiores en los distintos países de la región. Deriva de esto que en el presente es más razonable pensar en la utilización de las sobrecapacidades existentes, compartidas o no, cuyos costos podrían ser distribuidos de mejor modo y en optimizar la utilización de los recursos hidroeléctricos también para minimizar costos de generación y transporte en el uso del recurso. De ese modo, es posible que además de los efectos del ahorro de energía, por un manejo más efectivo de la demanda y uso racional en los grandes consumidores, se distribuyan mejor en el tiempo las inversiones en generación en grandes proyectos y se pueda asignar mayor financiamiento para la generación con energías renovables a las poblaciones aisladas y a líneas de transmisión.

En la actualidad existen, en el MERCOSUR, importantes capacidades en operación entre las que se encuentra la central de Itaipú, la más grande del mundo. Sin embargo, las acciones de integración por medio de la interconexión de los sistemas eléctricos entre subregio-

**Tabla 11: Aprovechamientos hidroeléctricos compartidos (AHC) en operación a 1995**

AHC/ Países	Cuenca	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Embalse		Año de entrada en servicio
				Vol. útil (km <sup>3</sup> )	Superficie (km <sup>2</sup> )	
Itaipú (Brasil- Paraguay)	Río Paraná	12.600	70.000	19	1.460	1985
Yacretá (Argentina- Paraguay)	Río Paraná	2.700	17.500	5	575	1994
Salto Grande (Argentina- Uruguay)	Río Uruguay	1.890	6.500	6	783	1979

Fuente: OLADE-PNUD

nes ha avanzado muy poco, más allá de la interconexiones fronterizas y el aprovechamiento hidroeléctrico compartido (AHC). Esto se ha debido a que en el contexto de los países predominó el concepto de las economías cerradas que estimuló el desarrollo de las redes eléctricas nacionales y los sistemas nacionales interconectados de acuerdo a sus respectivas características. Dicha expansión estaba asociada al aprovechamiento de los grandes recursos hidroeléctricos dentro de una estrategia de preservar las fuentes energéticas no renovables, básicamente hidrocarburos, o para neutralizar los efectos de aumentos de precios de aquellos.

Dentro del esquema anterior aparecen los emprendimientos bilaterales sobre AHC en operación mencionados que implicaron interconexiones para aprovechar los excedentes que derivaron de la asimétrica estructura de demanda entre los países de cada acuerdo binacional. Otras formas de interconexión binacionales se originaron en la necesidad de atender los déficits de energía en localidades fronterizas con sistemas térmicos, como fueron las primeras interconexiones entre Colombia y Venezuela o Brasil y Uruguay. En Centroamérica la situación fue diferente, aproximándose más al concepto actual de integración energética multilateral, que pretende hacer un uso más apropiado de las capacidades de generación de la subregión.

Pero en la actualidad, si bien ha cambiado el concepto económico hacia el de un regionalismo abierto, todavía las redes de transmisión subregionales son el resultado de los emprendimientos anteriores. El cambio de concepción ha puesto a los países ante el desafío que implica un nuevo concepto del equipamiento de generación y de enlace de los centros de consumo con nuevos emprendimientos en líneas de transmisión. La novedad es que en los preludios de la reforma del Estado, con las desreglamentaciones y privatizaciones, en Argentina, las grandes centrales hidroeléctricas llegaron a correr el peligro de representar una capacidad ociosa por los menores beneficios financieros que ofrecía su operación comercial frente a la generación con gas natural. La integración subregional comienza a revertir aquellos riesgos y las centrales hidroeléctricas aparecen ahora como una interesante fuente de negocios al ampliarse la dimensión del mercado eléctrico.

Pero tal vez, el efecto más interesante de lo expuesto precedentemente es la próxima etapa. La integración regional y hemisférica. Las grandes centrales tendrán un mercado de inmensas proporciones cuando las líneas de transmisión se expandan a toda la región. Las estacionalidades podrán ser neutralizadas con mayor efectividad, la fluctuación de los precios de los hidrocarburos podrá también neutralizarse por la mayor seguridad del abastecimiento no dependiente exclusivamente de fuentes térmicas, se aprovecharán las diferencias en usos horarios que escalonan los horarios de la demandas máximas, las capacidades ociosas podrán ser empleadas sin transferir los sobrecostos a los usuarios y el mercado eléctrico perderá su poder monopólico al convertirse la electricidad en un bien *transable* en el continente.

La actividad privada verá en ese proceso crecientes oportunidades para aportar capitales y tecnología como de hecho está ocurriendo en algunos países que han realizado la apertura en forma total o como en otros que están complementando el abastecimiento estatal con abastecimiento privado.

El grado de participación privada dependerá de las decisiones soberanas de cada Estado y al respecto no hay recetas universales.

Sin embargo, es un hecho que esa participación existe y es relevante en las decisiones de abastecimiento en algunos países. La cuestión es cómo pueden compatibilizarse los intereses en juego para alcanzar el fin último cual es lograr un mayor bienestar de la población a partir del aumento de la electrificación en cada país y en consecuen-

**Tabla 12: Interconexiones eléctricas internacionales en operación o construcción en 1995**

Subregiones	Países	Ubicación	Voltajes (kV)
MERCOSUR	Argentina-Bolivia	Pocitos-Yacuiba	33(Ar)-6.9 (Bo)
		Villazón-La Quiaca	33(Ar)-24.9(Bo)
		Aguas Blancas	33(Ar)-6.9(Bo)
	Argentina-Brasil	Paso de los Libres-Uruguiana	132(Ar)-230(Br)
	Argentina-Paraguay	Clorinda-Guarambaré	132(Ar)-220(Py)
		Posadas-Encarnación	33
El Dorado-Carlos A. López		132(Ar)-220(Py)	
Argentina-Uruguay	Ayui-Ayui	500	
	Col. Elfa-San Javier	500	
	Concordia-Salto	30	
	Concepción del Uruguay-Paysandú	132(Ar)-150(Uy)	
Brasil-Paraguay	Itaipú	500	
	Foz do Iguazú-Acaray	138	
	Campo Grande-Ponta Porá	69(Br)-86(Py)	
Brasil-Uruguay	Quarai-Antigas	MT	
	Livramento-Rivera	MT	
	Chui-Chuy	MT	
	Rio Branco-Jaguarao	MT	
Brasil-Bolivia	Corixa-San Matias	34.5	
	Corumbá-Posto Esdras-Puerto Suárez	13.8	
GRAN	Bolivia-Perú	Desaguadero I-Yunguyo	25(Bo)-13.2(Pe)
		Leñicia-Tabatinga	13.8
	Colombia-Brasil	Ipiates-Tulcar/Vibarra	115(Co)-138(Ec)
	Colombia-Venezuela	SE Zulia-SE La Fría II	115
Arauca-Guasdalito		13.8	
Chile-Argentina	Pto. Natales-Rio Turbio	MT	
	Chile Chico-Los Antiguos	sd	
MCCA	Honduras-Nicaragua	1976	230
	Nicaragua-Costa Rica	1982	230
	El Salvador-Guatemala	Ahuachapan-Guatemala Este 1986	230
	Costa Rica-Panamá	1986	230
NAFTA	México-Estados Unidos	Tijuana-San Miguel	230
		La Rosita-Imperial Valley	230
		Falcón-Presa Falcón	138
		Nuevo Laredo-Laredo	138
		Piedras Negras-Eagle Pass	138
		Matamoros-Brownsville	69
		Ciudad Juárez-El Paso	69
		Tijuana-San Isidro	69
		Nogales-Nogales	13.8
		Ojinaga-Presidio	12
	México-Bélice	Chetumal-Bélice	34.5

Fuente: CIER e información de los países de la Región.

cia de la región y reducir los costos de suministro de electricidad para usos industriales.

En la actualidad la casi totalidad de los países de la región intercambian energía eléctrica a través de sus fronteras. Los sistemas de interconexión más completos son los del Istmo Centroamericano, MERCOSUR y México-Estados Unidos. El circuito Brasil norte es el menos desarrollado y el del GRAN ha avanzado poco, excepto las interconexiones entre Colombia y Venezuela.

## 2. Comercio de energía

Las corrientes de comercio de energía entre 1988 y 1993 muestran que se ha verificado un importante incremento en las exportaciones de petróleo y sus derivados así como del carbón mineral en-

Tabla 13: Exportaciones e Importaciones regionales de energía en 1993  
(En miles de barriles)

	Exportaciones			Importaciones			Saldo con el Resto del Mundo
	ALyC	Mundo	Total	ALyC	Mundo	Total	
Petróleo	118.905	1.177.170	1.296.075	118.905	180.004	298.909	997.166
Fuel oil	26.126	137.219	163.345	26.126	67.377	93.503	69.842
Gasolinas	20.530	86318	106.848	20.530	64.520	85.050	21.798
Diesel oil	34.687	61.686	96.373	34.687	44.734	79.420	16.952
Kero/jet	4.784	38.232	43.016	4.784	6.203	10.987	32.029
GLP	11.746	22.789	34.535	11.746	15.427	27.172	7.362
Asfaltos	366	6.261	6.627	366	49	415	6.212
Lubricantes	1.460	1.918	3.378	1.460	299	1.759	1.619
Gas Natural (mill. m3)	2.092	52	2.144	2.092	1.002	3.094	(950)
Carbón Mineral (miles tn)	391	21.027	21.419	391	19.221	19.612	1.806

Fuente: GTZ/IDEE. Julio 1995

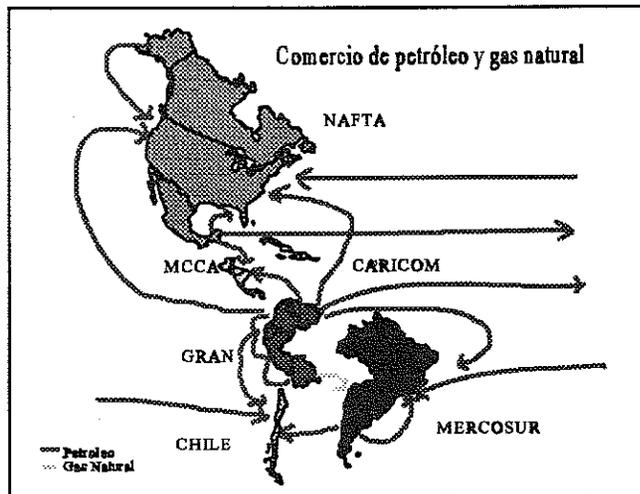
tre los países de la región. El mayor incremento se verifica a partir de 1990 año en que empiezan a producirse reorientaciones hacia el mercado regional en cuanto al destino de las exportaciones de los productos mencionados.

El MERCOSUR y el GRAN han sido las dos regiones más dinámicas en cuanto a este nuevo esquema priorizando las exportaciones destinadas a países de la misma subregión. Una tendencia similar se ha observado en el MCCA, que si bien es una subregión importadora neta, ha incrementado la participación de las exportaciones entre países de la misma subregión en el caso de las gasolinas, diesel oil, fuel oil, GLP y los asfaltos. En las subregiones mencionadas se advierte, en consecuencia un fuerte proceso comercial hacia el interior de los bloques subregionales. En el CARICOM, en cambio, el mayor peso que actualmente tienen las exportaciones de gasolinas, diesel oil y GLP están dirigidas al resto de ALyC.

En el caso de México se aprecia que sólo para el diesel oil ha aumentado el peso de las exportaciones hacia ALyC mientras que en el caso del petróleo, las gasolinas, el kerosene/jet y el GLP, se sigue priorizando el resto del mundo. Lo mismo ocurre con Chile con sus pequeños excedentes exportables. Desde 1988 ALyC ha sido menos dependiente de petróleo y derivados provenientes del resto del mundo, salvo en el caso de los asfaltos. Las importaciones de petróleo y derivados realizadas por las distintas subregiones desde el resto de ALyC crecieron básicamente en el MERCOSUR, MCCA y CARICOM. En el GRAN se incrementaron las importaciones de ALyC en gasolinas, diesel-oil y kerosene/jet.

México ha aumentado sus importaciones de ALyC en gasolinas y fuel oil, que son los únicos productos que importa. En Chile, por el contrario, han disminuido las importaciones de petróleo de ALyC mientras que no ha variado la estructura por origen de las importaciones de los otros productos<sup>21</sup>.

21. Para mayor detalle véase GTZ/IDEE. Op. Cit.



2.1.-*Petróleo y derivados*: Seis países de la región son exportadores netos, mientras que los restantes 20 países son importadores netos. De los 3473 miles de barriles día de petróleo y 1228 miles de barriles día de derivados, Venezuela y México aportan el 77% y los otros cuatro países: Ecuador, Colombia, Argentina y Trinidad y Tobago contribuyen con el 18%. El 5% restante proviene de países netamente importadores como Brasil, Panamá, Perú, Barbados, Costa Rica, Cuba, Chile, El Salvador, Jamaica, Surinam y Paraguay, que exportan principalmente fuel oil y gasolinas debido a las características de sus refinерías y la estructura de sus mercados internos.

Entre los importadores netos se destacó Brasil que por sí solo recibió el 44.4% de las importaciones de la región. Cuba (9.1%), Chile (8.2%), los países centroamericanos (8.3%), resto de los países de el Caribe (8%) y resto de los países de América del Sur (5.7%). La suma de las importaciones de los países mencionados concentraba el 83.7% de las importaciones de crudo y derivados. El 16.3% lo realizaron los países exportadores netos por la estructura de su capacidad de refinación respecto a la de la demanda.

2.2.-*Gas natural*: Por sus características, el transporte a los precios actuales solo resulta viable por gasoductos. Los únicos intercambios regionales en 1993 se verificaron desde Bolivia a Argentina por un

equivalente al 9% del consumo de este último país. México debido a la asimétrica localización de sus yacimientos respecto a sus industrias importó el 3% de su consumo desde Estados Unidos. El total de importaciones de la región llegó en 1993 a 3.094 millones de m<sup>3</sup> que representó el 3% del consumo de la región.

*2.3.- Carbón mineral:* En 1993 se importaban 19.6 millones de toneladas de carbón mineral, equivalentes al 51% del consumo total regional. De ese total Brasil participó con el 87% seguido por Argentina con el 6%. Los restantes importadores fueron Chile, Perú, Cuba, República Dominicana, Panamá, Jamaica, México y Uruguay. La mayor parte de las importaciones de Brasil y Argentina se destinaron a la industria siderúrgica debido a que la producción de carbón local no tiene propiedades coquificantes y en segundo lugar a la generación de electricidad. Las exportaciones habían alcanzado en 1993 a 21.4 millones de toneladas e implicaron el 58% de la producción regional. Colombia aportó el 84% y Venezuela el 16% restante.

*2.4.- Electricidad:* Los flujos más importantes se registran entre los países del MERCOSUR que están asociados a los principales aprovechamientos hidroeléctricos compartidos (Itaipú y Salto Grande). En el resto de las subregiones continentales existen interconexiones de porte mediano pero los intercambios no han sido significativos.

**Tabla 14: Exportación e importación de electricidad (MWh)**

Subregiones	Exportaciones	1985	1990	1993
	Importaciones			
MERCOSUR	Exportaciones	5544	27672	30472
	Importaciones	4632	29296	28853
MCCA	Exportaciones	204	443	219
	Importaciones	198	371	184
Panamá	Exportaciones	8	90	106
	Importaciones	30	204	192
México	Exportaciones	237	1945	2015
	Importaciones	135	576	909

Fuente: En base a datos de IDEE, 1995

2.5.-El valor de las exportaciones e importaciones regionales de energía. El 86.7% de las exportaciones generaron un ingreso de divisas a la región desde el resto del mundo. El petróleo es el que genera el mayor ingreso de divisas por exportaciones, esto es, el 71 % de las divisas totales que generó la exportación al resto del mundo.

**Table 15: Exportaciones e importaciones regionales de energía en 1993**  
(En millones de US\$)

	Exportaciones			Importaciones			Saldo con el Resto del Mundo
	ALyC	Mundo	Total	ALyC	Mundo	Total	
Petróleo	1.734	17.318	19.052	1934	2938	4872	14.380
Gasolinas	481	2.008	2.489	550	1.729	2.279	279
Diesel oil	717	1.278	1.995	755	976	1.731	302
Fuel oil	247	1.297	1.544	282	727	1.009	570
Kero/jet	116	916	1.032	132	170	302	746
GLP	144	277	421	172	227	399	50
Lubricantes	162	212	374	169	35	204	177
Asfaltos	7	125	132	7	1	8	124
Gas Natural	88	2	90	94	78	172	(76)
Carbón Mineral	15	883	898	18	859	877	24
TOTAL ALyC	3.711	24.316	28.027	4.113	7.740	11.853	16.576

Fuente: GTZ/IDEE, Julio 1995

Por su parte, las importaciones generaron un flujo de divisas hacia el resto del mundo que representó el 65.3% del total de las importaciones. El saldo neto es positivo en US\$ 16.576 millones y de ese saldo el petróleo representa la principal fuente de ingresos, seguido por el kero/jet y el fuel oil.

#### **IV. Perspectivas de la integración energética**

Más allá de los acuerdos bilaterales y subregionales, existen importantes evidencias sobre integración energética entre bloques que tienden a favorecer la integración regional. La evidencia más reciente son los acuerdos y estudios que se van concretando en el G-3 y que en el campo de la energía se traducen en el proyecto de interconexión eléctrica entre tres bloques, NAFTA, Centroamérica y GRAN, aún cuando al interior de alguno de ellos los avances de las interconexiones no sean significativos<sup>22</sup>. Por su parte, los estudios de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) sobre interconexiones eléctricas en Sudamérica integran el GRAN, MERCOSUR y Chile por medio de un gran anillo que permitiría optimizar las capacidades hidroeléctricas existentes y poner nuevamente en prioridad proyectos que para los países aislados no justificaban su emprendimiento<sup>23</sup>. El Sistema de Interconexión Eléctrico de América Central (SIPAC), si bien subregional, posibilitará avanzar en la dirección de las interconexiones entre bloques.

A su vez, OLADE y PNUD<sup>24</sup>, han relevado los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos mediante un estudio que ha tenido por objeto presentar los elementos conceptuales que han posibilitado en gran parte el esfuerzo de integración energética en la región, así como explicitar el carácter de esos aprovechamientos como vías de colaboración entre los países de la región, incluyendo la ampliación de los mercados eléctricos nacionales a través de interconexiones multinacionales. También, OLADE ha relevado los aprovechamientos hidrocarburíferos compartidos aportando nuevos elementos al proceso de integración en ese tema.

22. Grupo de los Tres "Informe de la décimo segunda reunión del Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica" Comité de Cooperación Eléctrica. México, junio 1995.

23. Rodolfo R. D'Amado Campos "Relevancia Geopolítica de la Hidroelectricidad en la Región de la CIER" Comisión de Integración Eléctrica Regional. Uruguay.

24. OLADE-PNUD "Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos" Quito, julio 1988

Las redes de transporte de gas natural, existentes y en proyecto, entre el GRAN, MERCOSUR y Chile son también fuertes evidencias integracionistas así como el oleoducto entre Chile y Argentina o el Acuerdo de San José, por el cual México y Venezuela otorgan facilidades financieras a los países del Istmo Centroamericano para abastecerse de crudo.

De este modo, aparece la necesidad de reformular la perspectiva energética dentro del contexto de las políticas de integración, entre o al interior, de los bloques y de estudiar las cuestiones relativas al uso compartido de los recursos naturales de cada país, la libertad de comercio a través del transporte de energía, el uso de los yacimientos y recursos hidráulicos compartidos, los derechos de aguas y los de paso, la armonización de los procesos regulatorios y la eliminación de las barreras arancelarias y no arancelarias.

Los proyectos de integración energética deben tener dimensión regional. Existen esfuerzos subregionales, en el MERCOSUR, GRAN, MCCA y Grupo de los Tres, por realizar interconexiones eléctricas entre subregiones. Sin embargo, los estudios deberían realizarse teniendo en consideración a la región como un todo, esto es, siguiendo la secuencia de análisis de las interconexiones y gasoductos entre subregiones y luego al interior de aquéllas para terminar en la detección de los problemas en los sistemas interconectados nacionales o en las redes de transporte de gas natural. A su vez, determinar la viabilidad de los emprendimientos de generación hidroeléctrica identificados o de las alternativas de generación y los potenciales y reservas de gas natural. De ese modo, los proyectos constituirán un marco de referencia para inversores, públicos y privados o sus asociaciones, que posibilitará bajar al plano de ejecución obras concretas en transmisión y generación o en gasoductos. Los estudios deberían, además, posibilitar la preparación de pliegos de licitación de obras internacionales en los tramos que estimen prioritarios los gobiernos.

Pero todo ese análisis se vería más consolidado, si además, los proyectos consideraran las interdependencias entre las distintas fuentes energéticas con el fin de optimizar el abastecimiento al mínimo costo. En esas condiciones será posible elevar la competitividad industrial de la región, al menos en cuanto al costo de los insumos energéticos.

Los aspectos comentados ofrecen cada vez menos restricciones gubernamentales en aras del predominio del interés regional cuyo fin es la seguridad energética, bajos costos de los energéticos, mayor eficiencia y calidad ambiental que favorezcan la competitividad industrial en el mercado internacional.

Por su parte, el Area de Libre Comercio de las Américas favorecerá el acceso a la tecnología y a las inversiones intrarregionales y generará una nueva dimensión de mercados cuyo potencial ofrece interesantes perspectivas.

Además de todo ello, debe recordarse que la región ejecutó los proyectos energéticos con un alto porcentaje de recursos humanos propios, que se fueron capacitando a lo largo de dos décadas y que la pone en mejores condiciones para afrontar los nuevos desafíos.

*1.- Petróleo y derivados:* Las principales acciones efectivizadas en esta actividad y que pueden dar lugar a su profundización o nuevas acciones, son las siguientes:

El Pacto de San José fue establecido entre países del istmo Centroamericano y el Caribe con México y Venezuela, como consecuencia de la elevada factura petrolera de los países importadores, motivada por el incremento de precios del petróleo en los dos shocks de 1973-74 y 1979-80. A través del Pacto, México y Venezuela, conceden a los países beneficiarios 20% de la factura petrolera en calidad de préstamos blandos, que sean destinados a proyectos de desarrollo económico y social. Con este convenio, si bien inicialmente los países importadores incluidos en el mismo se aseguraron la provi-

sión de crudo y las facilidades indicadas en un período de escasez de crudo y altos precios, la situación posterior del mercado petrolero no lo hizo tan atractivo.

Algunas de las objeciones presentadas por parte de varios países importadores se relacionaban con el tipo de crudo provisto por México y Venezuela, que era demasiado pesado para la estructura de las refinerías existentes en los países receptores y la estructura de sus mercados internos de derivados. Esta situación les provocaba un fuerte desequilibrio en cuanto a excedentes de fuel oil (bunker) y faltantes de gasolinas y gas oil. A mediados de la década de los 80 bajó significativamente el precio del crudo y los derivados en el mercado internacional, aumentó el número de oferentes, no se modificaron las estructuras de las refinerías en los países beneficiarios, se privatizaron las importaciones de combustibles en algunos de ellos, y este conjunto de hechos principales, quitó buena parte de las ventajas iniciales del Pacto de San José <sup>25</sup>.

Así disminuyeron el tipo de intercambios y los países o las empresas petroleras privadas en ellos actuantes, volvieron a la práctica de importar el denominado "crudo reconstituido" o directamente los derivados, cerrando refinerías en algunos casos.

Ultimamente, en mayo de 1995, Honduras, país que atraviesa una particular crisis económica, estaría interesado en reanudar las importaciones de 8000 bls/día desde Venezuela, en el marco del Pacto de San José, mediante relaciones de compraventa llevadas a cabo entre los importadores privados hondureños y el gobierno de Venezuela. De todas maneras, este tipo de convenios parecería un camino a perfeccionar y continuar aplicando en el futuro.

También dentro de la subregión centroamericana, aparecen posibilidades de integración, como consecuencia de la obsolescencia tecnológica y deseconomías de escala de las refinerías existentes

25. Véase al respecto el estudio de CEPAL-GTZ "Utilización y Beneficios del Acuerdo de San José para el Istmo Centroamericano" México, julio 1994.

en esos países. Estas características provocan desequilibrios estructurales entre la oferta y demanda de derivados, que los países solucionan importando los derivados estrictamente requeridos por sus mercados internos, dado que el resultado económico no es más desfavorable que la importación de crudos y su procesamiento en esas plantas.

A pesar de las situaciones institucionales, algunas refinerías son de propiedad privada de empresas multinacionales petroleras y otras de propiedad estatal, por lo que resultaría conveniente analizar algunas posibilidades de integración: La primera, la adquisición conjunta por los países, del crudo y/o los derivados que requieran sus mercados internos, para conseguir mejores precios que los que obtendrían individualmente. La segunda, analizar la posibilidad de construir una refinería que abastezca los requerimientos de todo el mercado centroamericano, de propiedad común, mediante una joint venture entre los países y empresas privadas. Si bien esta alternativa tiene dificultades de tipo geopolítico, un estudio que demuestre la conveniencia económica de tal decisión, frente al mantenimiento de las situaciones actuales, puede aportar elementos que relativicen esa dificultad.

La integración petrolera entre los países del Caribe presenta mayores dificultades por tratarse de espacios territoriales no continuos, pero las alternativas mencionadas para Centroamérica podrían analizarse también para esos países.

En América del Sur, dentro de los países del Pacto Andino, se han verificado acciones de solidaridad como consecuencia de siniestros naturales o atentados que han provocado daños en oleoductos propios y que impidieron la evacuación del crudo de yacimientos en áreas de selva hasta la costa marítima para su exportación. La colaboración entre países limítrofes como Ecuador y Colombia así como entre Ecuador y Venezuela a partir de préstamos de crudo de éste último país, evidenció este tipo de acciones solidarias.

Un tema prioritario se refiere a los intercambios comerciales de crudo y derivados entre países de la región. Estos intercambios han aumentado en la última década y si se observa que las importaciones anuales de ALyC representan unos 10.800 millones de dólares y las exportaciones unos 27.000 mil millones de dólares puede apreciarse la magnitud de este mercado y las enormes posibilidades que existen para incrementar estos intercambios. Pero para alentar el intercambio intrarregional es importante lograr una estabilización de los precios ya que cuando bajan se perjudican los exportadores y cuando suben el problema se traslada a los importadores.

Otro aspecto relacionado con esta actividad es la seguridad de abastecimiento por parte de los países y esto solo puede conseguirse recurriendo a provisiones confiables y estables que pueden privilegiar los intercambios intrarregionales. Como ejemplos de estas situaciones pueden mencionarse las exportaciones de crudo de Argentina a Brasil, Uruguay, Chile y Paraguay que por razones de distancia han convertido a Argentina en el segundo proveedor de Brasil y a los países mencionados en los destinatarios de la mayor parte de las exportaciones de crudos argentinos.

Desde 1994 una parte importante del crudo importado por Chile llega por un oleoducto que se alimenta con petróleo de la cuenca neuquina de Argentina.

Los desequilibrios entre las estructuras de refinerías y los mercados respectivos han provocado también un intercambio de derivados entre países. Como ejemplo, las ventas de gasolinas de Brasil a Colombia y de fuel oil de Brasil a Argentina.

En materia de exploración han sido destacables las tareas conjuntas entre la empresa mexicana PEMEX y RECOPE de Costa Rica. También la ex empresa estatal argentina YPF realizó tareas exploratorias en Ecuador y realiza búsqueda de hidrocarburos con PETROBRAS de Brasil y con subsidiarias de ENAP de Chile, en este último

caso llegando a la explotación conjunta de un yacimiento en Argentina.

En cuanto a la producción de petróleo, además de la citada asociación entre YPF Sociedad Anónima y subsidiarias de ENAP, en Chile, se puede mencionar la participación de empresas privadas argentinas en las áreas marginales de Venezuela.

Hace unos años se propuso crear una multinacional petrolera estatal latinoamericana, conformada por PDVSA de Venezuela; PEMEX de México y PETROBRAS de Brasil, que están ubicadas entre las 15 compañías más importantes del mundo. Si bien la iniciativa no ha llegado aún a concretarse, existe un interés creciente en concertaciones, asociaciones o compras de empresas. El caso más reciente es la compra de la empresa Maxus de Estados Unidos por YPF de Argentina.

El intercambio a nivel de las compras de equipos y materiales para la industria petrolera, que llega a unos 7000 millones de dólares año con casi un 40% de los mismos provenientes de fuera de la región, es otro aspecto que merece especial atención.

El intercambio de capacidad tecnológica y de gestión empresarial, podría motivar un flujo destacado entre empresas petroleras estatales de México, Brasil y Venezuela y privadas de Argentina, con las existentes en países de menor desarrollo petrolero relativo. Especialmente los desarrollos de PETROBRAS en exploración y producción offshore, y de las restantes en sísmica en 3D y de Venezuela en la perforación de pozos horizontales. Las empresas privadas que actualmente actúan con sus filiales en varios de los países de la región, especialmente en exploración y producción, podrían contribuir a la transferencia de su capacidad de gestión a las empresas estatales que lo requieran.

La capacitación de recursos humanos en el área petrolera tiene en la propia región, exponentes destacados en la Universidad Nacio-

nal Autónoma de México e Instituto Mexicano del Petróleo, en la Universidad Federal de Río de Janeiro con su Instituto de Economía Industrial; en Argentina con el Instituto de Economía Energética; el Instituto Mosconi y el Instituto Argentino del Petróleo, así como las instituciones petroleras y de gas natural de Venezuela y Colombia y los respectivos programas de capacitación empresariales.

Los países exportadores de petróleo de ALyC, constituyeron un grupo informal que realizó acciones en cuanto al comercio de derivados, complementación industrial entre México y Venezuela; cooperación y asistencia en caso de accidentes petroleros entre Venezuela y Trinidad y Tobago; control de derrames de hidrocarburos entre Venezuela y Colombia y sobre comercialización de fuel oil entre estos mismos países. El Grupo lo integran Colombia, Ecuador, México, Trinidad y Tobago y Venezuela.

A nivel del GRAN y a través de la Secretaría Permanente de OLADE, se realizaron reuniones entre los Ministros de Energía para cooperar en la complementación tecnológica y el intercambio comercial de bienes de capital, servicios e insumos de la industria petrolera.

2.- *Gas Natural*: En ALyC se observan desarrollos en la industria del gas natural, en México, en varios países de América del Sur y Trini-

**Tabla 16: Mercosur y países vecinos recursos de gas natural a 1994**

País	Recursos MMmc				Producción Mmc 5	Reservas/Producción Años 6
	Reservas 1	Probables 2	Potenciales(*) 3	Total 4		
Argentina	526	113	636	1275	27773	18.9
Bolivia	108	46	189	343	4365	27.3
Brasil	147	52	1143	1342	7024	20.9
Chile	117	-	81	198	2712	43.1
Perú	202	183	500	885	1287	157.0
Total	1100	394	2549	4043	40451	27.2

Fuente: En base a datos de OLADE. Diciembre 1995.

(\*) Los potenciales fueron calculados sobre la base de datos de Charles D Masters, Emil D. Altnasi and David H. Root, U.S. Geological Survey, National Center, Reston, Virginia, USA. Preprint in Proceedings of the 14th. World Petroleum Congress, Stavanger, Norway. John Wiley and Sons Ltd. 1994.

dad y Tobago. Argentina es donde mayor difusión en los sectores socioeconómicos ha alcanzado el gas natural, con una significativa extensión de las redes domiciliarias.

La penetración del gas licuado de petróleo, por el contrario, se manifiesta en prácticamente todos los países de la región.

La interconexión gasífera en la Cuenca del Plata y de Argentina con Chile posibilitaría el desarrollo de un mercado subregional que integre Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, a través de una red de gasoductos que permitirán intercambios en condiciones económicas que podrían ser ventajosas. El área promedio de esos países es de 15 millones de km<sup>2</sup> con una población de 235 millones de habitantes que crece a una tasa anual promedio del 2%.

La existencia de ese potencial y el avance logrado en el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución así como el interés de sustituir el uso de los derivados de petróleo llevaron a los países de la subregión al establecimiento de negociaciones para el suministro de este energético. Sin embargo, se estima que, en particular en los países potenciales proveedores del MERCOSUR (Argentina, Bolivia, Perú), se requerirán inversiones de significación en exploración para garantizar el abastecimiento.

Un análisis global de las previsiones de abastecimiento del MERCOSUR, en base a los potenciales de Argentina, Bolivia y Perú, muestra ciertas debilidades que se manifestarían en los próximos 15 años. La debilidad de las previsiones parte del supuesto, en exceso fuerte, de que los potenciales de gas natural, de la tabla precedente, serán descubiertos en un 100%. Los cálculos realizados, muestran que el abastecimiento desde Venezuela, presumiblemente hacia Manaos, Brasil, para interconectarse con un gasoducto brasileño proyectado hasta San Pablo, permitiría otorgar mayor cobertura a las estimaciones de abastecimiento del MERCOSUR y garantizar a los países de la subregión la seguridad del abastecimiento por un plazo

prolongado. En la siguiente tabla puede advertirse lo señalado precedentemente.

A su vez el Istmo Centroamericano podría beneficiarse por la riqueza de reservas de gas de los países del Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela). México, segundo país de la región en cuanto a reservas comprobadas y producción, es a su vez, importador de gas natural desde Estados Unidos debido a que sus yacimientos están ubicados mucho más lejos que los de Estados Unidos de sus centros de consumo industrial. Así el 90% de la producción de gas natural de México se encuentra en el sureste del país, pero las mayores industrias están en el norte. Ante la ausencia de gasoductos de capacidad suficiente que unan la región sur con el norte de México, algunos expertos afirman que resulta más barato importar gas de Estados Unidos que construir esos gasoductos. De todas maneras una alternativa de integración a analizar detenidamente sería la construcción de un gasoducto que partiendo del sureste de México abastezca a los países del istmo centroamericano.

**Tabla 17: Mercosur y países vecinos: Exportaciones e importaciones de gas natural estimadas al 2010<sup>26</sup>**

Países	Producción Mmc 1994 (*)			Consumo per cápita mc/año (1994) (4)	Producción Mmc 2010 (**)			Consumo per cápita mc/año 2010 (8)
	Demanda Total (1)	Exportación (Importación) (2)	Total (3)		Demanda Total (5)	Exportación (Importación) (6)	Total (7)	
Argentina	30030	-2257	27773	886	45355	8810	54165	1090
Bolivia	2243	2257	4500	283	3953	9800	13753	338
Brasil	7024		7024	46	29761	-8000	21761	138
Chile	2712		2712	193	13902	-8600	5302	755
Paraguay	-		-	-	1300	-1300	-	149
Perú	1287		1287	55	1726	0	1726	49
Uruguay	-		-	-	710	-710	-	198
<b>Total</b>	<b>43296</b>	<b>0</b>	<b>43296</b>		<b>96707</b>	<b>0</b>	<b>96707</b>	

Fuente: (\*) En base a datos del SIEE-OLADE, Diciembre 1995. (\*\*) Estimación propia.

26 Se supone que la oferta total (Col 6) satisfará el consumo per cápita (Col 10) que tiene implícitos los consumos intermedios, propios y finales de los sectores socioeconómicos. A su vez, la producción total (Col 9), se ha calculado sobre las reservas esperadas, descontando el 50% de los potenciales, y sobre la base de un horizonte de reservas de 15 años para todos los países, excepto Venezuela. El gas natural no aprovechado (Col 8) resulta de suponer un 15% por venteos y pérdidas. Las exportaciones e importaciones surgen por diferencia.

Colombia dispone también de abundantes reservas de gas natural que espera desarrollar esencialmente con miras al abastecimiento interno, comenzando con la generación termoeléctrica. Eventualmente debería analizarse la alternativa de abastecer desde Colombia a los países del Istmo Centroamericano.

Venezuela es el principal país de la región en cuanto a reservas y producción de gas natural. Su utilización es fundamentalmente en la propia industria petrolera, generación de electricidad e industria, siendo relativamente escaso el desarrollo del uso residencial. Más allá de los proyectos destinados a producir GNL para exportación, la disponibilidad comprobada de gas natural ameritaría el estudio de una alternativa de abastecimiento por gasoducto a los países centroamericanos pasando por territorio colombiano.

El proyecto de integración de gas más importante de América del Sur, es sin duda el que uniría los yacimientos de Bolivia y Argentina con Paraguay y el sur de Brasil. En este aspecto hay numerosas ideas y trazas, algunas de ellas aún no totalmente definidas:

- Gasoducto desde Santa Cruz de la Sierra en Bolivia hasta Río Grande do Sul en Brasil. Estos dos países firmaron, en febrero de 1993, un contrato para la construcción de un gasoducto que permita exportar gas natural desde los yacimientos bolivianos. El gasoducto desde Santa Cruz de la Sierra hasta Campinas tiene una longitud de 3400 Km y 32" de diámetro con posibilidades de ser incrementado a 36" para abastecer a las compañías de electricidad de San Pablo. El abastecimiento previsto es de 8 millones de m<sup>3</sup>/día con posibilidad de aumentar a 12 millones de m<sup>3</sup>/día.
- Gasoducto desde Yacuiba en Bolivia, que atraviesa el Paraguay y llega a Río Grande do Sul. Desde allí se conectaría a San Pablo y Río de Janeiro. Este último gasoducto podría en un futuro conectarse con el yacimiento de Camisea en Perú.

Tabla 18: Gasoductos internacionales en proyecto

Países	Tramos	Longitud (km)	Diámetro (Pulgadas)
Argentina-Brasil	San Jerónimo-Puerto Iguazú-San Pablo	2300	35/42
	Paraná-Concepción del Uruguay-Paso de los Libres-Alegrete-Porto Alegre	1140	
	Madrejones-Porto Alegre	2735	
Argentina-Uruguay	San Jerónimo-Montevideo	644	
Argentina-Chile	Neuquén-Santiago	1200	24/26
	Ramos-Antofagasta	640	
	Mendoza-Santiago	410	
Bolivia-Brasil	Santa Cruz-Sao Pablo	2300	32/36
Bolivia-Chile	Villamontes-Antofagasta-Santiago	1126	20
Bolivia-Paraguay	Vuelta Grande-Asunción	901	12
Perú-Bolivia	Camisea-Santa Cruz	1300	30

Fuente: OLADE

- Entre Argentina y Brasil, también se han analizado opciones para la construcción de dos gasoductos. El primero entre San Gerónimo-Puerto Iguazú-San Pablo con una longitud de 2300 Km tendría una capacidad de transportar un volumen de 6 millones de m<sup>3</sup>/día. El segundo, seguiría un trazado por Paraná-Concepción del Uruguay-Paso de los Libres-Alegrete-Porto Alegre con una longitud de 1140 Km. El suministro a Paraguay y Uruguay dependería de la concreción de los proyectos mencionados y de la forma como se desarrolle su mercado energético.
- Entre Argentina y Chile está prevista la construcción de al menos dos gasoductos, que unirían estos países. Uno de ellos, el más importante, inyectaría gas desde la cuenca neuquina argentina e ingresaría a Chile por Neuquén, su longitud es de 820 km, y otro alternativo de 410 km que lo haría desde la provincia argentina de Mendoza. Con este gasoducto se espera que dentro de dos años la zona central de Chile comience a recibir gas argentino, para uso residencial e industrial y para generación termoeléctrica. Otro gasoducto más pequeño, prácticamente decidido, se construiría en el extremo sur de Argentina para alimentar una industria petroquímica para la producción de Metanol en Chile. Existen también ne-

gociaciones entre ambos países para construir un gasoducto de 640 Km desde el Noroeste argentino hasta el norte de Chile. Esos proyectos suman US\$3100 millones a financiarse mayoritariamente con capitales privados.

- Entre Bolivia y Chile existe el proyecto de un gasoducto de 980 Km cuya inversión estaría en el orden de los US\$ 530 millones de dólares. También a financiarse con capital privado.
- Gasoducto Mesopotámico que se prolongaría a Uruguay. Este gasoducto podría abastecerse desde yacimientos del norte argentino luego de pasar las provincias de Formosa, Corrientes y Entre Ríos, e incluso estar interconectado con una derivación a Paraguay y con el gasoducto a Brasil proveniente de Bolivia.
- En el norte de Sudamérica aparece un potencial de integración entre Venezuela, Colombia y Ecuador que tendrá que esperar el desarrollo de los mercados internos a partir de grandes inversiones en redes de distribución.
- Trinidad y Tobago dispone de un interesante nivel de reservas comprobadas de gas natural, casi el doble que Bolivia, parte de las cuales están localizadas en sus aguas territoriales en un yacimiento controlado por British Gas y Amoco. Estas empresas proyectan construir una planta de GNL para exportar a Estados Unidos, a Puerto Rico y posiblemente a Europa. El principal inconveniente es el precio del gas que debería superar los 3 u\$s/10<sup>6</sup> BTU, cuando actualmente oscila en 1,5 u\$s/10<sup>6</sup> BTU.

*3. Carbón mineral:* En la región, ocho países cuentan con reservas comprobadas de carbón mineral predominando largamente Colombia y Brasil que en conjunto poseen el 71% de los mismos.

Sólo dos países son exportadores netos: Colombia y Venezuela, absorbiendo Colombia, con su mina de El Cerrejón el 84% de las exportaciones regionales.

Los mercados de importación fundamentales son Brasil con el 87% de los mismos y Argentina con el 6%. El restante 7% se distribuye entre Chile, Perú, Cuba, Rep. Dominicana, Panamá, Jamaica y México.

Teniendo en cuenta la disponibilidad de carbones aptos para siderurgia de Colombia y los requerimientos de Argentina y Brasil para este tipo de usos, sería conveniente establecer acuerdos bilaterales de suministro que incrementen el intercambio regional.

Para uso en generación eléctrica, otro posible mercado regional sería el de los países del Caribe, como Cuba, Jamaica y República Dominicana, los tres fuertes importadores de petróleo. El inconveniente a superar en estos casos sería el impacto ambiental que provoca el uso del carbón para generar electricidad si no se adecuan las instalaciones de quemado, la operación de combustión y la captación de las partículas sólidas, impidiendo su emisión a la atmósfera. El desarrollo de un proyecto de investigación sobre estos aspectos, análogo al que desarrolló Brasil para la exploración marina, que tenga como objetivo poner al carbón del país en el mercado mundial podría ser un tema prioritario para Colombia, con la cooperación de Argentina y Brasil como potenciales consumidores de gran escala.

*4.- Electricidad:* Los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos en proyecto que se han considerado son aquellos que disponen de información sobre potencia o energía. El resto de los proyectos relevados<sup>27</sup> se encuentra a nivel de estudios preliminares o idea.

De los proyectos relevados se destacan Garabí y Corpus que se encuentran en etapa final de proyecto y en condiciones de ser licitados. Otros seis proyectos se encuentran a nivel de prefactibilidad. La potencia que sumarían los ocho emprendimientos es de 11.384 MW, lo que da una idea de los efectos sobre el desarrollo de la subregión, además del aporte de energía limpia.

27. OLADE-PNUD. op. cit.

En Centroamérica, el aprovechamiento de El Tigre también se encuentra con estudios avanzados que permitirían a El Salvador y Honduras resolver parte de sus problemas de abastecimiento y aportar al sistema interconectado subregional.

Los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos en la concepción actual han pasado a constituir un aporte de significación a la integración, pero a partir de los importantes avances tecnológicos logrados en materia de transporte de energía eléctrica, sobretodo para grandes potencias y distancias, no solo se incorporan como aportes importantes, a la integración energética, los potenciales hidroeléctricos nacionales, sino también las otras formas de generación. La transmisión en corriente continua ha permitido superar esos inconvenientes, aunque por ahora a mayores costos por MV. Al respecto existe en Brasil la experiencia de interconexión entre Foz de Iguazú y Sao Roque (792 km) que se ha mostrado exitosa en ese sentido.

Por otra parte la interconexión entre aprovechamientos hidroeléctricos de distintas cuencas hídricas permitiría mitigar el carácter aleatorio de los regímenes de lluvias y favorecer aún más las posibilidades de integración o como se advierte entre Argentina y Brasil complementar los excedentes de capacidad térmica e hidroeléctrica.

También se abren nuevas posibilidades para la explotación de recursos renovables importantes en la región para disminuir el consumo de aquellas fuentes no renovables en otra región distante, con elevada demanda y con una diferente estructura de su curva de carga.

A pesar de los efectos de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos compartidos sobre el clima, los suelos, la calidad del agua, flora y fauna, que no han sido aún plenamente evaluados, no cabe duda acerca del aporte que dichos emprendimientos han implicado con relación a la emisión de gases y partículas. A tal punto que los mismos han contribuido significativamente a la tendencia negativa de las emisiones específicas de los sistemas energéticos de Amé-

rica Latina. Dichos emprendimientos han evitado que se emitieran anualmente alrededor de 56 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> y 250 mil Tn de NO<sub>x</sub> frente a la alternativa de generación térmica<sup>28</sup>.

Las perspectivas, sugeridas por los proyectos en estudio y obras en operación, hacen prever que los ejes por los que se comercializará la electricidad son:

- Interconexión eléctrica en el MERCOSUR: Se destacan las interconexiones binacionales entre Argentina y Uruguay como resultado de la generación compartida en Salto Grande, la de Brasil y Paraguay en Itaipú y la de Argentina-Paraguay en Yaciretá y otros emprendimientos más modestos en poblaciones de frontera. A partir del proceso de integración los cuatro países tienen amplias posibilidades de complementación tanto por la diversidad de carga como en la oferta.

El eje costero Atlántico que, desde el Centro Sur Brasileño hasta la región del Comahue en Argentina, termina por enlazar con algunas interconexiones, los sistemas nacionales de Brasil, Paraguay, Uruguay y Argentina.

- Interconexión de los sistemas eléctricos argentinos con los chilenos: Mendoza (AR) - Santiago (CL) y Comahue (AR) - Región de los Lagos (CL).
- Interconexión entre los sistemas boliviano y argentino.
- Interconexión eléctrica del GRAN: Entre Venezuela y Colombia, ya está en operación la línea de interconexión Sevilla-San Antonio entre las ciudades de Cúcuta (CO) - San Antonio (VE). Existen también proyectos respecto a las interconexiones de Ecuador con Colombia y Perú. También se ha estudiado la interconexión entre

28. Carlos Suárez "Impactos ambientales del sistema energético de América Latina y El Caribe 1970-1990/1990-2010" OLADE-CCE, Septiembre 1993.

**Tabla 19: Aprovechamientos hidroeléctricos compartidos (AHC) en proyecto**

AHC/ Países	Cuenca	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Embalse		Estado
				Vol. útil (km3)	Superf icie (km2)	
Corpus Christi (Argentina-Paraguay)	Río Paraná	4600	20100	5	575	Factibilidad
Itaipú-Itacorá (Argentina-Paraguay)	Río Paraná	1660	11290	s/d	1850	Prefactibilidad
Compensador Salto Grande (Argentina-Uruguay)	Río Uruguay	400	2000	s/d	s/d	Inventario
Roncador/ Panambi (Argentina-Brasil)	Río Uruguay	2700	9300	s/d	930	Prefactibilidad
Garabí (Argentina-Brasil)	Río Uruguay	1800	6100	s/d	920	Factibilidad
San Pedro (Argentina-Brasil)	Río Uruguay	750	3700	s/d	1.000	Prefactibilidad
Paso Centurión (Brasil-Uruguay)	Laguna Merín	32	130	s/d	s/d	Inventario
Talavera (Brasil-Uruguay)	Laguna Merín	8	s/d	s/d	s/d	Inventario
Astileros (Argentina-Bolivia)	Río Bermejo	121	s/d	1	54.3	Prefactibilidad
Arnsayal (Argentina-Bolivia)	Río Bermejo	166	s/d	0	37.4	Prefactibilidad
Las Pavas (Argentina-Bolivia)	Río Bermejo	147	s/d	0	22.6	Prefactibilidad
Cachoirá del APA (Brasil-Paraguay)	Río Paraguay	23	s/d	1	s/d	Inventario
Antures-Maipures (Colombia-Venezuela)	Río Orinoco	2000	17000	s/d	s/d	Inventario
El Tigre (El Salvador-Honduras)	Río Lempa	526/635	s/d	s/d	s/d	Inventario

Fuente: OLADE-PNUD y de países

Bolivia y Chile para culminar desde el Caribe al sur del Pacífico con otro gran tendido.

- Los enlaces de cierre en el sur del continente prevén la futura gran interconexión entre los sistemas Centro Sur y Nordeste del Brasil, con prolongación a Manaus que permitirá vincular las zonas andina y atlántica. Se analiza la factibilidad de un futuro enlace Guri (VE) - Manaus (BR) y el posterior enlace entre Perú y el Centro Sur de Brasil a través de Bolivia. El cierre del gran anillo permitirá la optimización de los recursos hidroeléctricos de América del Sur,

**Tabla 20: Interconexiones eléctricas internacionales en proyecto**

Subregiones	Países	Ubicación	Tensiones (kV)
MERCOSUR	Argentina-Brasil	Santo Tomé-Sao Borja Yaciretá-Itaipu	132(Ar)-230(Br)
	Brasil-Paraguay	Mundo Novo-Salto de Guayrá	34.5
	Brasil-Uruguay	Livramento-Rivera Chuí-Chuy Rio Branco-Jaguarao	AT 150 AT
GRAN	Colombia-Venezuela	Corozo-San Mateo Cuestecita-Maracaibo	230 230
	Brasil-Bolivia	Conumbá-Puerto Suarez	230
	Brasil-Venezuela	Roraima-El Guri Manaus-Macagua II	AT 400/500
	Chile-Argentina	Santiago-Mendoza Región de los Lagos-Cornahue	220 s/d
	Chile-Perú	Emelari-Sur Perú	MT
MCCA y Panamá	Hondura-El Salvador SIPAC	Guatemala-Honduras- El Salvador-Costa Rica- Nicaragua-Panamá	230/115/46 500
G-3	México- Centroamérica- Colombia-Venezuela		500

Fuente: CIEH e información de países

tanto en cuanto al mejor aprovechamiento de sus diversidades climáticas y horarias como en lo que hace a la potenciación de sus equipamientos.

- **Interconexión centroamericana:** Los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano se encuentran interconectados en dos bloques. Por una parte Guatemala con El Salvador en el Norte y por otra Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá en el Sur. Se tenía previsto que con los fondos provenientes del Acuerdo de San José, se financie la interconexión en 230 KV entre Honduras y El Salvador, único tramo faltante para que queden interconectados los seis sistemas eléctricos de América Central. También existe como alternativa la posible interconexión entre Guatemala y Honduras.

Finalmente, los sistemas de potencia de México y Colombia han alcanzado un avanzado nivel de integración nacional encontrándose interconectados los principales subsistemas eléctricos regionales de cada país. Esto posibilita identificar dos polos que permitirían la interconexión entre el Norte y Sur de América pasando por el Istmo Centroamericano.

Las integración eléctrica podría profundizarse en varios sentidos: Hacia una operación conjunta del parque generador de los sistemas ya interconectados; hacia una mayor cooperación multilateral entre los países que comparten aprovechamientos sobre una misma cuenca. En este sentido, los países han demostrado su voluntad para el intercambio de información y para evitar perjuicios a terceros países por la construcción de obras en su territorio y su operación posterior. Sin embargo, no se han explorado aún las posibilidades que ofrece un manejo coordinado de los embalses en cascada, ni los beneficios derivados de la mayor regulación de la cuenca; hacia una mayor coordinación en el uso de sus recursos primarios y en la planificación de la extensión de sus respectivos sistemas eléctricos.

## **V. Inversiones energéticas: Las nuevas formas de financiamiento<sup>29</sup>**

Las inversiones que pueden derivar de los proyectos de integración energética enfrentan las mismas dificultades y complejidades de financiamiento a que se enfrenta el sector energético en el ámbito de cada país de la región. Sin embargo, esos proyectos pueden llegar a ofrecer un atractivo adicional a las fuentes de financiamiento debido a los compromisos de largo plazo que debe asumir cada país involucrado en esos proyectos que garantizarían que los emprendimientos, públicos y/o privados, se ejecuten dentro de obligaciones contractuales de cumplimiento cierto.

En los apartados que siguen se expondrá brevemente sobre las distintas formas de financiamiento de las inversiones en energía y las opciones a que pueden acceder los proyectos de integración energética.

### **1. Tendencias en las condiciones marco para el financiamiento del sector energético**

En el curso de los últimos años se han producido y siguen produciéndose cambios en la organización del sector energético que modifican fundamentalmente la función y las opciones de financiamiento en este sector: la corporatización de empresas públicas, la participación ampliada de empresas privadas en un marco más abierto de ordenamiento y estructuración del sector, hasta la privatización de empresas y más recientemente los proyectos de integración energética.

29. Véase a Arnaldo Vieira de Carvalho, Paul Suding y Francisco Figueroa de la Vega "Nuevas formas de financiamiento en el sector eléctrico de América Latina" OLADE/CEPAL/GTZ, Abril de 1995.

Hasta los años 80', el esquema generalizado de organización sectorial, tanto en el subsector eléctrico como en el de petróleo, ha sido el monopolio estatal, donde las firmas formaron parte o dependieron directamente del presupuesto estatal. De esta manera, las empresas dependían en la realización de sus planes de inversión de criterios presupuestarios del Estado. Además, el autofinanciamiento, base importante del financiamiento, estaba sujeto a criterios políticos por su fuerte intervención en la formación de precios internos. La renta, muchas veces generada por empresas petroleras exportadoras, ingresaba en el presupuesto general del Estado, financiaba programas de inversión en otros sectores o cubría hasta los costos de operación de otras entidades estatales.

Este esquema tenía fuerte incidencia para la estructura y las formas de financiamiento. Las empresas dirigidas a los mercados internos tenían crecientes dificultades por encontrar financiamiento suficiente. La estructura de financiamiento de estas empresas evolucionó por falta de préstamos de la banca privada y luego de la banca multilateral hacia una estructura bien especial con altos porcentajes de financiamiento provisto por el gobierno. La estructura de financiamiento de las empresas petroleras exportadoras del sector se debilitó con excepción de las más grandes que se mantuvieron con relativa independencia.

Un primer paso del cambio ha sido la apertura parcial para la participación de entidades privadas bajo la forma de "Construction-Possession-Transfer" (CPT) o parecidos, "Power Purchase Agreements" (PPA) en el sector eléctrico. Contratos de servicios, riesgo, asociación, concesión en el sector petróleo, etc., muchas veces precisamente para superar problemas de financiamiento. Esto no significaba necesariamente un cambio fundamental en el ordenamiento de los sectores.

Otro paso con más incidencia es la corporatización de empresas, anteriormente públicas, seguido por una privatización. La corporatización sin privatización significa la desintegración de las empre-

sas del universo del Estado hasta que la vinculación de éste con la empresa se reduce a una relación normal entre el accionista y su empresa. Si hay al mismo tiempo de la corporatización una reforma de precios que permita un autofinanciamiento razonable y una reducción de cargas estatales, la empresa puede volver a estructuras financieras normales. La garantía que puede brindar un Estado propietario en buenas condiciones financieras permitiría una reducción de la parte del capital propio a niveles más bajos.

La privatización de la empresa implica otra etapa significativa para el financiamiento. Supone, para ser viable, una tarificación suficiente en caso de un monopolio regulado. En el caso de mercados competitivos el precio está autoregulado por las propias fuerzas del mercado. Ambos casos permiten un suficiente autofinanciamiento y la realización de estructuras financieras sanas. Sin embargo, por el lado de las fuentes de financiamiento las empresas privadas tienen un acceso limitado a los fondos de la banca de desarrollo.

En el subsector eléctrico se da el problema característico de la alta intensidad de capital, que requiere de complejas negociaciones para lograr financiamiento, sobretodo para las empresas privadas. El financiamiento de grandes proyectos con alta intensidad de capital y largos plazos de amortización (por ejemplo de generación hidroeléctrica o de transmisión) es difícilmente operativo dentro del esquema del financiamiento de empresas porque forzaría la estructura aconsejable. Por esto y por otras razones la forma de "project financing" y otras formas de financiamiento "fuera del balance" se vuelven necesarias. Los cambios descritos no se produjeron en todos los países. Sin embargo, se encuentran varios ejemplos para cada etapa de cambios en el sector energético de ALyC.

Los cambios en la estructura sectorial y en la propiedad han resultado en un cambio de la función de financiamiento. En algunos países el problema ya no es conseguir el financiamiento en cantidad suficiente para las inversiones necesarias, sino seleccionar entre varias opciones de estructura financiera y de instrumentos a aplicar. El

diseño de la estructura de financiamiento se escoge en base de criterios de costos, riesgos, control y plazos, tomando en cuenta el efecto sobre el control por eventuales intervenciones del gobierno.

Las fuentes tradicionales de financiamiento de inversión energética en ALyC han sido los préstamos bancarios<sup>30</sup>. La financiación del desarrollo de infraestructura en los países de la región ha tenido como fuentes primarias las siguientes:

- La banca multilateral con la garantía implícita del gobierno de cada país;
- La banca privada con garantía explícita de cada gobierno;
- Los gobiernos de países industrializados o de desarrollo relativo mayor con respecto a los de la región, y;
- Crédito de proveedores.

La *banca multilateral* -Banco Mundial (BIRF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Corporación Andina de Fomento (CAF)- como financiadora tradicional de los proyectos energéticos, está enfrentando dificultades cada vez mayores para cumplir este propósito, por razones de orden financiero y de priorización de actividades sujetas a financiamiento. Por otro lado, estas instituciones, en especial el Banco Mundial y el BID, buscan sus fondos en los mercados internacionales de capital y por tener calificación de riesgo bajo, favorece al nivel de tasas de interés al que prestan sus fondos. Se argumenta que si ciertos gobiernos o empresas mayores de los países en desarrollo cumplen con los requerimientos del mercado de capitales se produciría la llamada desintermediación de la banca, inclusive multilateral, y el acceso directo al mercado de valores y capitales. Por eso se tiende a la privatización, desmonopolización y coparticipación del sector privado.

30. Ortiz Durán, Edison, Instrumentos de Mercados de Capital para Empresas de Energía Eléctrica, elaborado para OLADE, Quito, Febrero 1993

La *banca privada* se retiró en la década de los 80', pero actualmente está auspiciando el reingreso de algunos países a los mercados internacionales<sup>31</sup>. Está compuesta por bancos comerciales y de inversión especialmente de países industrializados y ha participado del financiamiento de proyectos energéticos casi siempre acompañados de otros bancos en consorcio, o también con la banca multilateral, o asociados a la financiación de gobierno a gobierno. En algunos casos, como en la financiación de proyectos del área petrolera, se aseguró con la garantía del servicio de la deuda, como eran los ingresos por exportación de petróleo o sus derivados. Con el advenimiento de la crisis de la deuda en la década de los 80', gran parte de la banca privada se retiró del mercado de préstamos a países o empresas del estado, por la incertidumbre en los pagos y las frecuentes moratorias en diversos países. Una vez que éstos han entrado en procesos de regularización de los pagos de deuda, que incluyen acuerdos previos con el Fondo Monetario Internacional (FMI), el Banco Mundial y los acuerdos del Club de París, la banca privada está auspiciando el reingreso de algunos países en desarrollo a los mercados financieros internacionales, actuando como "underwriters" de emisiones de eurobonos y de acciones. Sin embargo, es clara la preferencia por otorgar financiamiento a las empresas privadas de los países en desarrollo y no a los gobiernos o a las empresas estatales.

Los *gobiernos de países* industrializados o de desarrollo relativo mayor con respecto a los de la región, han creado mecanismos de apoyo a sus exportaciones de bienes y servicios que normalmente involucran crédito a la exportación, a través de los bancos centrales y de bancos de exportación-importación ("Eximbanks"). Sin embargo, las restricciones fiscales vienen afectando a las instituciones de apoyo a sus exportaciones, restringiendo esta vía para la financiación de la infraestructura de los demás países.

El *crédito de proveedores*, fuente importante que proviene de los proveedores de servicios, maquinaria y equipo siempre fue cues-

31. Ortiz Durán, Edison, op.cit

tionada porque es difícil segmentar los cargos financieros de los cargos de la oferta.

Todas las alternativas tradicionales han reducido su participación en los últimos años. Las principales razones fueron la influencia de los gobiernos de los países industrializados en las decisiones de los organismos de crédito propios y los de carácter multilateral para restringir aumentos de capital o asignaciones presupuestarias a estos propósitos; y la gran tendencia a la desintermediación bancaria y a la búsqueda de financiamiento en los mercados de capitales, toda vez que se sostenía que la financiación bancaria estatal era una fuente de traspaso de subsidios de los países ricos a los países en desarrollo en detrimento de su propia competitividad. Esta situación obliga a los países de la región a desarrollar nuevas estrategias e iniciativas de orden económico y financiero a nivel interno y externo, además de la adopción de tarifas reales, acompañada de una reducción de costos, mejoras en la eficiencia productiva, en transporte y en la utilización de la energía, con lo que se realizarían ajustes en los flujos netos de fondos.

## **2.- La situación de los mercados financieros en ALyC y el acceso a los mercados internacionales**

Se requiere una gran cantidad de capital extranjero en el sector energético en ALyC. A pesar de su crecimiento vertiginoso en algunos países como Chile, Argentina, México y Colombia, los mercados de capital de la región están lejos de poder satisfacer la demanda de capital del sector energético. Las empresas eléctricas privadas recurren desde ya a los mercados extranjeros de capital no sólo para financiar los proyectos sino también las empresas en general. Sobre todo las empresas eléctricas chilenas operan con "American Depositary Receipts (ADR's) que dan acceso al mercado estadounidense de acciones.

En el caso de Chile, las inversionistas institucionales, sobretodo los fondos de jubilación, tienen un papel decisivo en la formación de mercados de capitales, que en ese caso se produjo en paralelo con las privatizaciones. Los inversionistas institucionales, inclusive las empresas de seguro y fondos comunes de inversión se desarrollan y contribuyen también en otros países como Argentina con el respaldo de la banca multilateral para atender a la necesidad de recursos a largo plazo para las empresas y para fines de infraestructura.

Un problema central de los mercados de capitales es la falta de ahorro interno en los países de ALyC. La otra cara de esta medalla es la existencia de gran cantidad de capital privado latinoamericano en el exterior, estimado entre 200 y 300 mil millones de dólares estadounidenses<sup>32</sup>. Para canalizar estos capitales hacia proyectos de infraestructura en América Latina, es preciso desarrollar mercados locales de capitales de gran profundidad, preferiblemente de tipo bonos.

Las emisiones de *bonos* en el exterior fueron los instrumentos que provocaron el lanzamiento de ALyC en el mercado internacional de capitales; en esto ha influido la iniciativa Brady<sup>33</sup>. Las fuentes de financiamiento de largo plazo, al menos de diez años, tendrían que originarse en agentes bilaterales como los Eximbanks de los Estados Unidos y Japón u otros como Hermes en Alemania, o por garantías de estos a la banca privada<sup>34</sup>. ALyC constituye la región de crecimiento más grande en el mercado de eurobonos. Cerca de 145 emisiones de eurobonos se han efectuado en el período 1989-1992, captando US\$13.3 billones en nueve tipos de monedas. Los cinco países de la región que entraron en los mercados de bonos hasta 1991, Argentina, México, Brasil, Venezuela y Chile, captaron vía emisión de bonos en aquel año aproximadamente US\$7.200 millones, compara-

32. Véase Pedro-Pablo Kuczynski, International Capital Flow to Latin-America, What is in the Promise?, in: World Bank Annual Conference on Development Policy 1992, proceedings Washington 1993, pp. 323

33. Ortiz Durán, Edison, op. cit...

34. Luiz, R., Fuentes de Financiamiento para el Desarrollo de Generación Eléctrica Privada, Seminario Brasil/E.U.A. sobre el Desarrollo de Energía Eléctrica, Consejo Mundial de Energía (CME) /Comité Nacional Brasileño/Asociación de Energía de los Estados Unidos, Rio de Janeiro, Abril de 1992

do con US\$2.760 millones en 1990. En 1992 y 1993, los 4 primeros países lograron US\$12.400 millones<sup>35</sup>.

Una alternativa similar es la emisión de *bonos convertibles*, la que seguramente será utilizada por aquellas empresas que quieren facilitar el ingreso de inversionistas extranjeros o el regreso del capital nacional que fluyó hacia el exterior en el pasado. Este bono convertible es un instrumento casi-patrimonial que puede convertirse total o parcialmente en un número específico de acciones comunes de la entidad emisora. Donde estos bonos convertibles se tratan como patrimonio puede favorecer la relación deuda/capital y la posición financiera de la empresa.

Los ADR's y los *Global Depositary Receipts* (GDR's) se constituyen en certificados negociables que se operan y cotizan en los Estados Unidos de Norteamérica en el caso de ADR's o también en otros mercados GDR's, normalmente europeos. Los ADR's representan la propiedad de un número específico de acciones de una compañía cuyo capital mayoritario no sea estadounidense pero que pueden ser inscritas o listadas en los mercados de USA (según la Regla 144A y Regulación "S" del Acta de Valores de 1933 de USA). La emisión de ADR's es autorizada por la Comisión de Valores y Bolsas de USA por la "Securities and Exchange Commission" (SEC) y para ello participan varias figuras jurídicas: la compañía emisora de acciones no-estadounidenses de manera mayoritaria; un banco custodio que mantiene bajo su poder las acciones que avalen la emisión de los ADR's, corresponsal del banco depositario estadounidense que los emita; la bolsa de valores de cada país que da seguimiento y registro de las cotizaciones de los ADR's en comparación con sus valores colaterales de cada país; un depósito de valores que lleva a cabo el registro de los inversionistas; casas de bolsa como colocadores en cada mercado; corredores de bolsa e inversionistas. México, Brasil, Chile, Venezuela y Argentina son participantes de estos programas, a través de 30 empresas hasta 1992. En 1994, 50 empresas transaron títulos de depósito, a pesar de las pérdidas que registraron las acciones en algunos países Latinoamericanos<sup>36</sup>.

35. Ortiz Duran, Edison, Op. Cit..., CEPAL, Panorama Económico de América Latina 1994, Santiago de Chile, 1994. Pag. 14.

36. CEPAL, Panorama Económico...op cit., pag. 10.

Las empresas telefónicas, de cemento, de petróleo y eléctricas son aquéllas que tienen mayores posibilidades de acceder vía ADR's y GDR's a los mercados mayores.

### **3.- Financiamiento de inversiones en electricidad**

No obstante, la introducción de nuevas reglas y la aplicación de nuevas formas de financiamiento, el sector eléctrico se encuentra todavía frente a una gran brecha financiera. En los años 1991 hasta 2010 ALyC deberían invertir según una estimación de OLADE 466.000 millones de US\$<sup>37</sup>. Esto significa una inversión promedio anual de alrededor de 23.000 millones de US\$ hasta el año 2010.

El monto requerido de inversión arroja un promedio anual de US\$19.000 millones hasta el año 2000, y para la siguiente década un promedio anual de US\$28.000 millones. Los requerimientos anuales de inversión del subsector entonces son más importantes que la totalidad de la inversión extranjera en petróleo, gas natural, electricidad, minería y telecomunicaciones captada por ALyC, que ascendió en 1992 a US\$17.700 millones<sup>38</sup>.

La banca multilateral se autorrestringe a un aporte de no más que 20% del volumen de proyectos. Con el estancamiento de los aportes de los Estados esto significa la necesidad de captar fondos de una magnitud sin precedentes del sector privado, proveedores, clientes, mercados de capitales nacionales e internacionales y de la banca comercial.

*Financiamiento corporativo:* Con la corporación y la aparición de empresas eléctricas privadas las estructuras de financiamiento de

37. OLADE: Prospectiva Energética y Desarrollo Económico en el Siglo XXI, la Perspectiva Latinoamericana y del Caribe en el Contexto Mundial, Junio de 1991

38. OLADE, Reformas, Reestructuración y Regulación en el Subsector Eléctrico de América Latina y El Caribe, Tema focal en la XXV Reunión de Ministros de Energía de OLADE, Puerto España, Trinidad & Tobago, Noviembre de 1994

las empresas ha cambiado. Las fuentes tradicionales de financiamiento al sector eléctrico fueron: la banca multilateral (Banco Mundial, BID, CAF), banca privada (para los países que han solucionado su problema de deuda), gobiernos y préstamos bilaterales, créditos de proveedores, extensión de créditos o aportes de capital de gobiernos, y la generación interna de fondos vía tarifas. Las empresas privadas no tienen las mismas opciones, ya que faltan los aportes del gobierno, el acceso a préstamos de la banca de cooperación bilateral y sobretodo de la banca multilateral. En cambio, una empresa privada madura, en términos operativos, financieros y de servicio, busca otras opciones.

Algunas empresas eléctricas ya captan sus fondos directamente del público<sup>39</sup>. La banca comercial y multilateral toma el rol de facilitador, "Underwriting" de operación, para la emisión de deuda, bonos y acciones que se transan en el mercado internacional de capitales. Los instrumentos de salida, después de solucionar sus problemas de deuda externa, lo constituyen los bonos corporativos y acciones, mecanismos ADR's y GDR's de transacciones indirectas de acciones de corporaciones o empresas latinoamericanas. La acogida para estos instrumentos en el mercado de capitales extranjeros está probada. La banca privada internacional desarrolló una actividad específica para apoyar a las empresas eléctricas.

Mientras el problema con los mercados internacionales de capital consiste en el acceso, en el interior de la región, el problema está en la captación del ahorro interno y en la formación de mercados de capitales, para lo cual se tienen dos sistemas generalizados: los fondos de pensiones y el sistema bancario nacional. En caso de Chile, las privatizaciones de empresas del sector eléctrico con la intervención de fondos de pensiones (apoyados por la capitalización de pensiones de trabajadores en el mismo sector) han sido los momentos decisivos para la formación de mercados de capitales. En otros países estos mercados de capital aún no tienen profundidad.

39. ORTIZ, Edison, El Acceso a los Mercados de Capitales: Posibilidades, Instrumentos y Restricciones. ENERLAC '93, Memorias, OLADE 1993

La banca multilateral a través de sus afiliadas especializadas (IFC del Banco Mundial, IIC del BID, y CAF) participa bajo ciertas condiciones en el capital propio de nuevas empresas o entrega empréstitos a proyectos privados (siempre como contraparte menor en empresas con mayoría local o regional)<sup>40</sup>. Además, la banca multilateral apoya con avales y garantías para la emisión de papeles, elemento importante para el desarrollo de capitales de empresas<sup>41</sup>.

Los riesgos políticos encuentran seguros en agencias como la “Multilateral Investment Guarantee Agency” (MIGA) del Banco Mundial y la “Overseas Private Investment Corporation” (OPIC) de los Estados Unidos. La mayoría de los países en desarrollo tienen acuerdos respectivos con estas agencias que definen el reglamento y el tipo de riesgo que el país huésped quiere asegurar<sup>42</sup>. Con el apoyo de OPIC, se han establecido “Growth funds”, que existen hasta ahora para Rusia, Asia y África con el objetivo de participar en el capital de proyectos y de expansión de empresas.

Otras fuentes para el financiamiento corporativo pueden constituir fondos privados, “Investment Funds” regionales y hasta sectoriales. Estos fondos integran acciones (ADR's) o bonos de empresas eléctricas en su portafolios. Por fin, las empresas eléctricas de otras regiones buscan participaciones en empresas eléctricas de ALyC.

*Financiamiento por proyectos (“Project Financing”)*: En lugar del financiamiento clásico en el marco de la empresa, la forma de “Project Financing”, trata al proyecto como una empresa individual. Este tiene su propia estructura financiera, con capital propio (de riesgo) y capital prestado, y en tanto le están abiertas todas las formas del financiamiento corporativo. En la medida, que la empresa eléctrica toma control del proyecto, este debería ser consolidado en el balance de la misma.

40. Véase capítulo 4 de DELPHOS, A.D.! Power Money, U.S.ECRE y NREL, Washington 1994

41. Véase las ponencias en el panel 2.1 de ENERLAC 1993, ...OLADE 1993

42. Para una apreciación crítica Véase BEHRENS, A. Cheaper Energy at Lower Cost, in: Energy Policy, January 1992

Esta forma ya prevalece en el sector eléctrico para el financiamiento de grandes proyectos desde los años 70 y ha desplazado en la actualidad largamente a la forma tradicional de financiamiento corporativo, que parece poco factible, por cuanto las empresas y los promotores de estos proyectos no tienen la capacidad financiera como corporaciones o individuos para garantizar el repago de los préstamos.

En el "project financing"<sup>43</sup> existe un "sponsor" que asume el riesgo comercial, normalmente una empresa eléctrica que planifica operar una central de generación o una línea de transmisión. En el caso de un "joint-venture", se reúnen dos o más "sponsors" de un proyecto, de preferencia empresas locales, con empresas de otros países o transnacionales.

Para asegurar la viabilidad económica, se busca y firma un "Power Purchase Agreement" (PPA), contrato de compra de electricidad a largo plazo, con empresas distribuidoras de electricidad o grandes consumidores.

Un grupo de asesores ("advisors") aconseja al "sponsor" en cuestiones legales, tributarias y financieras. El asesor financiero, "advisor", una agencia de un banco comercial (internacional) o de la banca multilateral (por ejemplo IFC), construye la estructura financiera del proyecto, y, muchas veces, toma el papel del "arranger", es decir la organización de los aportes financieros.

Las potenciales fuentes del financiamiento son varias: Tradicionalmente, las agencias de crédito de exportación (como la EXIM-Bank de los Estados Unidos) aportan un crédito de exportación como "piedra angular" de la estructura. Contribuyentes importantes tanto de capital propio (pero con participación minoritaria) como de préstamos pueden ser los "arrangers" mismos, la banca multilateral y bilateral de desarrollo (IFC, pero también por ejemplo la KfW de Ale-

43. Véase Special Supplement: Project Financing in Latin America July/August 1993, LATINFINANCE September 1993

mania), la banca comercial. En segunda línea aparecen como aportantes con préstamos los proveedores de bienes de capital, grandes clientes, etc. Las partes de la estructura financiera con menos cobertura están firmadas por grupos (sindicatos) de la banca privada. Los bancos comparten menores partes de estos empréstitos, que no tienen garantías por la falta de liquidez de activos etc., para minimizar sus riesgos (“limited o non resource financing”).

Los riesgos políticos son muchas veces cubiertos por MIGA o por OPIC, los riesgos comerciales de proveedores podrían ser asegurados por seguros de exportación en forma de aval o garantía (EXIM Bank, HERMES de Alemania, etc.)

En última instancia, los capitales para grandes proyectos vienen de los mercados de capitales como bonos o como préstamos de grupos de la banca comercial. En la forma de “Underwriting”, los principales proveedores de capital facilitan este aporte.

*Nuevos mecanismos de la banca multilateral:* La “Global Environmental Facility” (GEF) proporciona, entre otros, aportes no reembolsables para proyectos de inversión que tengan costos incrementales para reducir el daño ambiental global. Entre las cuatro áreas focales, la de reducción de gases de invernadero podría ser aplicable para proyectos de generación eléctrica.

El Fondo Multilateral de Inversión (MIF) fue creado por 21 países miembros del BID. Este fondo tiene dos metas. La primera: “reducir los costos sociales de la transición a la economía de mercado abierto” que no se aplica directamente al sector. La segunda “impulsar la actividad del sector privado, agilizar las instituciones del sector público y ayudar a las empresas a entrar en el mercado mundial” sí puede abrir un espacio para el cofinanciamiento de ciertas inversiones en el sector.

Una alternativa sería la operación conjunta de la banca multilateral y del sector privado. Conforme a lo antes mencionado, la banca

multilateral históricamente ha realizado préstamos para los gobiernos de sus países miembros o garantizados por sus gobiernos. Ello ha impedido el préstamo directo al desarrollo de proyectos privados de energía, llevando a la actuación de la banca multilateral para el sector privado, como es el caso del International Finance Corporation (IFC). Sin embargo, el Banco Mundial y el BID han desarrollado un método para financiar proyectos privados de energía, proveyendo recursos a través de un fondo gubernamental local<sup>44</sup>.

Entre las otras opciones de financiamiento disponibles para el sector están la utilización de los mercados de capital locales, o desarrollarlos en caso que no existan, incluyendo la colocación de bonos en el mercado; empleo de formas de “leasing” para nuevos equipos e instalaciones, involucrando recursos y agentes financieros locales y externos; promoción de “joint ventures” entre las empresas eléctricas nuevas y existentes e inversionistas locales y externos; promoción de la alternativa productores independientes de energía y cogeneradores; promoción de proyectos de manejo de demanda y uso racional de energía eléctrica (MD&UREE); creación de condiciones para la operación de “Energy Services Companies” (ESCO’s) y la constitución de fondos mutuos; arreglo de esquemas de conversión de deuda externa en nuevas inversiones; aumento de la participación financiera en la expansión del sistema por parte de los nuevos clientes y los existentes (incluyendo contratos de compra de energía anticipada); y la venta de parte de los activos de las empresas eléctricas, conforme lo indicado adelante.

*Nuevos actores: “Project Developers”, “Independent Power Producers”, “ESCO’s”*: Debido a la apertura de los mercados eléctricos, surgió espacio para el acceso de nuevos protagonistas en el escena-

44. Este esquema está siendo probado por la primera vez en Kingston, Jamaica, en el proyecto Rockfort de capacidad de 60 MW, con motores diesel, con la empresa Jamaica Private Power Company, a través del National Investment Bank of Jamaica. El esquema fue basado en el proyecto Hub River de 1.300 MW en Pakistán, donde los fondos serían transferidos del Banco Mundial al Private Sector Energy Development Fund de Pakistán, pero el esquema financiero completo todavía no se ha concretado, si bien ya está en construcción. La experiencia del proyecto Rockfort servirá de modelo para otros proyectos, como es el caso de un proyecto de 250 MW en análisis en República Dominicana

rio, algunos de ellos creados a partir de otras realidades, tales como la existente en países industrializados. Es el caso de los nuevos actores en el subsector eléctrico llamados “Project Developers” (desarrolladores de proyectos), “Independent Power Producers” (productores independientes de energía), y “ESCO’s” (empresas de servicios energéticos).

“*Project Developers*”: Los desarrolladores de proyectos son aquellas empresas que buscan oportunidades de inversión en el mercado local e internacional y reúnen los participantes necesarios y más adecuados para desarrollar un proyecto; es decir, el detentor de la concesión, el inversionista principal, las fuentes de financiamiento, el operador, el constructor, los suministradores de equipos, servicios y combustible (cuando es aplicable), la empresa que va comprar la energía generada y la que acepte recibir la nueva instalación energética en el caso de un proyecto de cogeneración.

“*Independent Power Producers*”: Los productores independientes son aquéllos que operan de forma similar a los arriba descritos, pero que se mantienen en el proyecto como operadores y como propietarios de una parte de la instalación. Este tipo de actor ha incrementado su participación en el mercado en los Estados Unidos de manera importante<sup>45</sup>. Desde 1980 la capacidad de la industria independiente ha aumentado 19% al año, alcanzando 43.000 MW en operación en 1992; en el período 1990-1991 esas empresas independientes instalaron casi 11.500 MW. Fué la primera vez que la capacidad adicional instalada por las empresas independientes superó la de las concesionarias tradicionales instaladas en el mismo período.

“*ESCO’s*”: Para entender el funcionamiento de las “Energy Service Companies”, hay que recordar, que existe bastante potencial de ahorro de potencia y energía en cada sistema de usuario de energía. Con una inversión en el sistema del usuario para materializar este po-

45. Cox, Marc, Tendencias de la Industria de Energía Eléctrica Norteamericana, Seminario Brasil/E.U.A. sobre el desarrollo de Energía Eléctrica, op. cit.

tencial, la inversión de expansión del sistema de abastecimiento está de sobra, al menos parcialmente. En tanto existe una situación de competencia entre Megavatios nuevos y “Negavatios”<sup>46</sup>. En los esquemas de “Demand Side Management” (DSM), manejo de la demanda, y “Integrated Resource Planning” (IRP), muchas veces exigidos por el ente regulador, las empresas eléctricas en los Estados Unidos empezaron a tratar con el cliente para reducir su demanda eléctrica. Ahora, existen programas de variada índole: Información y asesoría del cliente, medidas tarifarias para fomentar el ahorro, “compra” de ahorro energético del cliente, “venta” del ahorro energético.

46. Se considera como compra de “negawatios” el pago por parte de las concesionarias eléctricas a sus clientes o a sus representantes (como las ESCO's) para que ellos implanten programas de MD&UREE, basado en la presentación de propuestas de reducción de consumo o potencia, bajo las mismas condiciones competitivas que las propuestas para la venta de energía por productores independientes o cogeneradores.

## **VI. Aspectos Institucionales relevantes para la integración energética**

Los países y las empresas energéticas de la región han creado a los organismos internacionales de energía con la finalidad de facilitar la cooperación y asistencia recíproca, actuar de manera concertada ante los foros internacionales y fundamentalmente promover los procesos de integración bilateral y multilateral. Sin embargo, se advierte en esos organismos y en los ministerios de energía una distinta percepción sobre sus funciones a la luz de la importancia relativa que asignan a cada una de las finalidades mencionadas.

Al respecto, se hará en primer lugar, una breve síntesis sobre los organismos<sup>47</sup> existentes sin pretender ser exhaustivos. En segundo lugar, se analizarán algunas dificultades que esos organismos enfrentan como consecuencia de la falta de interacción entre la política económica-social, la política energética nacional y la política de integración energética, así como, la participación y compromiso que tienen las autoridades energéticas en esas políticas. En tercer lugar, se analizará cómo visualizan los organismos a los procesos de integración, la prioridad que le asignan en sus agendas y su perspectiva respecto a la integración regional y hemisférica así como la percepción que tienen los organismos internacionales sobre los lineamientos que deben tenerse en consideración para la definición de una política energética regional.

### **1.- Los organismos internacionales de energía**

Cuando se intenta identificar algún orden en el universo de acuerdos y organizaciones, gubernamentales y no gubernamentales, formales e informales, que tienen que ver de alguna manera con temas energéticos, se advierte una dispersión por ámbitos de acción como la que se expone en la tabla siguiente. Además, cuando se ana-

47. Al respecto se han considerado aquéllos que tienen un objeto energético en su Estatuto o que cubren aspectos vinculados al sector energético con cierta prioridad dentro de sus diversas funciones.

liza el objeto de cada organización se observa heterogeneidad. Parte de esos organismos no tienen un objeto específico energético, sin embargo todos cuentan con alguna unidad de energía y en gran parte de ellos se realizan trabajos que pueden superponerse con los de otros. El listado solo muestra a los organismos constituidos formalmente y enuncia algunos acuerdos y convenios.

La diversidad y la heterogeneidad han generado cierta descoordinación entre los organismos internacionales que se explican, en parte, por la forma en que se han realizado los procesos de integración energética.

En primer lugar, porque los intentos iniciales de integración energética pasaron principalmente por la ejecución de proyectos para el uso de los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos que derivaron en la creación de organizaciones bilaterales cuyas experiencias no han sido, en algunos casos, bien aprovechadas al no capitalizar dentro de ese proceso capacidades profesionales adquiridas en los emprendimientos. Esto implicó nuevos aprendizajes, superar viejos errores y en definitiva comenzar de nuevo en cada caso.

En segundo lugar, por el rápido desarrollo de los acuerdos subregionales de integración (GRAN, MERCOSUR, MCCA, CARICOM, G-3) que requieren de unidades de energía específicas para resolver los aspectos que derivan de la complementación energética entre los países firmantes y donde intervienen no solo el interés público sino también el privado, que requiere de esos organismos un marco de referencia jurídico para involucrarse en los procesos de integración. En algunos de esos organismos se han realizado y realizan estudios y proyectos de integración donde se identifican los problemas comunes de los países. Sin embargo, esa experiencias no parecen trascender a otros ámbitos con similares problemáticas por lo que nuevamente se repite lo observado a nivel bilateral. La falta de comunicación parece ser una cuestión central en esos procesos.

Tabla 21: Organizaciones internacionales y acuerdos vinculados a la energía

	Gubernamentales	No Gubernamentales
Hemisféricas	Organización de Estados Americanos (OEA) Banco Interamericano de Desarrollo (BID) Area de Libre Comercio de Las Américas	
Regionales	Sistema Económico Latinoamericano (SELA) Grupo de Río Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Organización Latinoamericana de Energía. (OLADE)	Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL) Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)
Subregionales	Mercado Común del Sur (MERCOSUR) Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata (FONPLATA) Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC) Corporación Andina de Fomento (CAF) Comité Andino de Coordinación Energética (CACE) Mercado Común Centroamericano (MCCA) Acuerdo de San José Secretaría de Integración Económica de Centroamérica (SIECA) Foro Regional Energético de América Central (FREAC) Comité de Cooperación en Hidrocarburos para América Central (CCHAC) Triángulo Norte Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) Comunidad del Caribe (CARICOM) Grupo de los Tres (G-3)	Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)
Bilaterales	Acuerdos y Convenios de Integración Energética Comisiones Mixtas para Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos	Acuerdos y Convenios de Integración Energética privados
Nacionales	Ministerios de Energía	Empresas Estatales y Privadas de Energía Cámaras y Asociaciones Empresariales de energía

Fuente: OLADE, Septiembre 1995.

En tercer lugar, por el proceso incipiente de regionalización que empieza a mostrar los beneficios de la integración energética entre subregiones requiriéndose la coordinación de estudios y la cooperación subregional que no responde a acciones coordinadas entre organismos y donde se advierte que todos tratan de hacer de todo.

En cuarto lugar, porque más allá de esos procesos se está en vías de concretar un objetivo más ambicioso como es el Area de Libre Comercio de las Américas que requiere de una organización específica que coordine los esfuerzos regionales y que hasta el momento no tiene en lo energético una coordinación formal.

Como efecto de esa diversidad y heterogeneidad los gobiernos pierden perspectiva y hasta el conocimiento de la existencia de sus propias organizaciones. En consecuencia, crean nuevas estructuras y más acuerdos<sup>48</sup> superponiendo funciones y obstaculizando el proceso de integración al emitir señales poco claras o contradictorias.

48. Hasta la fecha se han relevado más de 20 acuerdos bilaterales de integración energética.

Aparece en consecuencia, la necesidad de hacer un alto en esa dinámica y reflexionar sobre cómo enfrentar la diversidad, la heterogeneidad y sus interacciones para encontrar la mejor solución. La apertura hacia las subregiones con proyección regional, continental y hacia el resto del mundo, requiere que los gobiernos trabajen en forma coordinada en cada ámbito de actividad específica, incluido el energético. Por otra parte, no parece viable tener una perspectiva adecuada de los problemas regionales desde los ministerios de cada país, excepto en lo que al interés nacional se refiere.

En consecuencia, se requiere, una revisión de las funciones de los organismos internacionales buscando una mejor división del trabajo, crear una adecuada red de comunicación entre éstos con el fin de alcanzar un funcionamiento coordinado y dentro de un ambiente de cooperación.

A continuación se hará una breve referencia a las características de las principales organizaciones de energía de la región que tienen un objeto estatutario específico en ese ámbito.

### **1.1. Organismos gubernamentales regionales: La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)**

De todos los organismos internacionales gubernamentales y regionales que se han presentado en la Tabla, OLADE es el que tiene definido un objeto específico en energía. Desde su creación, el 2 de noviembre de 1973, mediante la suscripción del Convenio de Lima, ratificado por 26 países de ALyC, ocupa una vasta región de Latinoamérica<sup>49</sup> que confrontada con la que ocupa la Agencia Internacional de Energía (AIE), a la que están asociados los países industrializados

49. Barbados, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Grenada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay, Venezuela.

integrantes de la OCDE, no parece nada despreciable. Los creadores de la Organización se plantearon alcanzar los siguientes objetivos:

- a) Intensificar la solidaridad y coordinación de acciones para el racional aprovechamiento y la defensa de los recursos energéticos de los países y la región en su conjunto;
- b) Fomentar el desarrollo de los recursos energéticos y atender de manera conjunta los diversos problemas relativos a su eficiente y racional aprovechamiento, a fin de coadyuvar de mejor manera al desarrollo económico y social de los respectivos países;
- c) Promover la integración energética regional; y
- d) Proponer los medios para minimizar los impactos negativos de la energía sobre el ambiente.

La máxima autoridad de la organización es la Reunión de Ministros, integrada por los Ministros de Energía, o su equivalente, de los Países Miembros. La Secretaría Permanente es el órgano ejecutivo con sede en Quito, Ecuador, que está dirigida por el Secretario Ejecutivo que es elegido por la Reunión de Ministros.

Desde su creación, ha desarrollado gradualmente, con el auspicio de la Unión Europea, un Sistema de Información Económica-Energética (SIEE), histórica y prospectiva de la región, que la pone en primer lugar junto a los organismos internacionales especializados en el tema, informando en forma actualizada sobre la estructura y evolución energética de cada país y de la Región con datos proporcionados por los ministerios de energía de los Países Miembros. Además, ha desarrollado y desarrolla estudios energéticos y asistencias técnicas por encargo de los Países Miembros y la cooperación internacional.

En las últimas Reuniones de Ministros, la mayoría de los Países Miembros consideraron que era necesario que la Organización se

reorganizara adaptando sus actividades a la nueva situación energética mundial, a los procesos de integración y a la nueva realidad económica e institucional de los países de la región, en la que la actividad privada participa con particular intensidad<sup>50</sup>. La adaptación debía posibilitar la participación activa de todos los actores energéticos públicos y privados, la interrelación entre esos actores, la transferencia de tecnología y el fomento de las relaciones comerciales y de negocios en el sector energético.

Por ello, a partir de los desafíos que derivan de lo expuesto precedentemente, se propuso concentrar los esfuerzos de la Organización en áreas de actividad destinadas a prestar una asistencia en la cual se vean involucrados todos los actores energéticos y recíprocamente que se involucre en las áreas específicas que esos actores requieran<sup>51</sup>.

La incorporación de las empresas energéticas, públicas y privadas, a la Organización permitirá encontrar un espacio para que aquéllas puedan actuar como parte de la misma, enriquecerla con sus aportes y servirse de las prestaciones que ofrezca.

El espacio de acción para las empresas, en proyectos y actividades de la Organización, así como en la difusión de información sobre la evolución de los procesos de reestructuración en el sector de energía y participación privada y pública en proyectos de integración energética en los Países Miembros, permitirá generar una sinergia entre los actores del sector que potenciará los esfuerzos.

A su vez, la cooperación de OLADE con las empresas energéticas, públicas y privadas, tiene como fin promover sus iniciativas en temas como conservación de energía, inversiones para abastecimiento de energía, producción de equipos dentro de determinados estándares de eficiencia y calidad, transferencia de tecnología, proyectos de integración energética. La participación de OLADE permitirá iden-

50. Véanse al respecto las Resoluciones pertinentes de las Reuniones de Ministros, 1992 a 1994.

51. Véase "OLADE: Estrategias para la incorporación de los actores públicos y privados del Sector Energético Regional" Quito, Febrero de 1995.

tificar y evaluar técnica, económica y financieramente proyectos energéticos en un contexto de desarrollo, definido por cada país o dentro de los acuerdos de integración, que deberían constituir el aval para la gestión y consecución del financiamiento.

La cooperación técnica de OLADE propone, además, compartir esfuerzos con los centros de investigación, universidades y consultores de energía de Latinoamérica y extraregionales a fin de potenciar sus esfuerzos para atender los proyectos de la región, minimizando sus dotaciones técnicas al nivel de gerenciamiento y auditorías de proyectos de modo de establecer un control de calidad y direccionamiento de los trabajos hacia los centros con especialidades específicas.

## **1.2. Organismos Gubernamentales Subregionales de Energía**

**1.2.1. El Mercado Común del Sur (MERCOSUR)<sup>52</sup>:** Las políticas subregionales y las decisiones para su implementación están a cargo del Consejo del Mercado Común (CMC), órgano que ejerce la conducción política y adopción de decisiones destinadas a cumplir con los objetivos del Tratado de Asunción. El Consejo está integrado por los Ministros de Relaciones Exteriores y de Economía de los países miembros.

El Grupo Mercado Común (GMC), órgano ejecutor de la decisiones del Consejo está integrado por representantes de los Ministerios de Relaciones Exteriores, de Economía y Bancos Centrales.

Los Subgrupos de Trabajo (SGT) desarrollan las tareas para el cumplimiento de los cometidos por el GMC. Entre estos se encuentra el SGT-9 cuya función es recomendar la Política Energética para

52. Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.

el MERCOSUR tendiente a facilitar el objetivo del Tratado en el área energética.

En marzo de 1993 se delineó un Plan de Trabajo con el fin de establecer las directrices de la Política Energética en la subregión y actualmente realizan estudios y proyectos de integración donde se identifican los problemas comunes relativos a los marcos institucionales, legales y jurídicos, se evalúan las asimetrías entre los sistemas energéticos de los países integrantes, se analizan los precios comparados de la energía y su tratamiento tributario, las incidencias energéticas sobre sectores productivos seleccionados, racionalización, calidad, productividad y normas técnicas, legislación y marco ambiental y desarrollo tecnológico, entre otras cuestiones.

**1.2.2. Grupo Andino (GRAN)<sup>53</sup>:** La Reunión de Quito de septiembre de 1995, contituida por los Presidentes del Grupo Andino, dispone la creación del Sistema Andino de Integración por el que la Junta que era su ente técnico será sustituida por una Secretaría General e incorporando al Sistema a los organismos que ya venían funcionando.

Para atender los aspectos relativos a la integración energética, en 1994, la Junta creó el Programa Andino de Integración Energética (PAIE). Las acciones previstas para cumplir con esos aspectos están orientadas a promover el intercambio de información y experiencias entre los Países Miembros, la propuesta de normas técnicas andinas de eficiencia y el estudio de proyectos de integración física, dentro de una estrategia orientada hacia la conformación de un Mercado Común Andino. Las actividades correspondientes a 1995 se han agrupado en dos grandes áreas dirigidas hacia la Cooperación Energética y al Uso de la Energía en un marco de desarrollo sostenible.

El 16 de Julio de 1994, la VI Reunión de Ministros de Energía de los Países Miembros aprobó la creación del Comité Andino de Coordinación Energética (CACE) que tiene por objetivo la coordinación,

53. Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela

complementación e integración del sector energético del GRAN, mediante la optimización de los recursos técnicos y financieros existentes a nivel subregional.

El CACE esta constituido por la Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC), que probablemente será reemplazada por la Secretaría General del Sistema Andino de Integración, la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) que cumple la función de Secretaría Técnica. Para alcanzar los objetivos de integración energética subregional la funciones del CACE quedaron enmarcadas dentro de las siguientes acciones:

- Establecimiento de objetivos comunes de largo plazo definidos en la Agenda Energética Andina;
- La adopción de medidas comunes; y
- El financiamiento del proceso de integración.

**1.2.3. Mercado Común Centroamericano (MCCA)<sup>54</sup>:** Durante los últimos años ha habido importantes avances en la consolidación del proceso de integración del Istmo Centroamericano. En la actual agenda se consideran las siguientes acciones: i) reactivación de la integración económica; ii) definición de acciones sectoriales; iii) apoyo a la modernización productiva; iv) modernización del sector público y v) coordinación de las negociaciones con terceros países. Para el desarrollo de las anteriores acciones se ha reconocido la importancia de la cooperación externa.

En el sector energético sobresalen las acciones llevadas a cabo en los subsectores eléctrico e hidrocarburos. En el primero, los principales frutos se han obtenido con el desarrollo de las interconexiones eléctricas binacionales, los estudios e iniciativas que se hacen pa-

54. Costa Rica, El Salvador, Honduras, Guatemala y Nicaragua

ra su finalización y reforzamiento y la consolidación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), organismo conformado por las autoridades de las empresas eléctricas nacionales de los seis países del Istmo y encargado de impulsar y coordinar las acciones para la integración eléctrica subregional.

La creación e instauración, en 1991, del Foro Regional Energético Centroamericano (FREAC), integrado por los Ministros a cargo del sector energía, ha fomentado la integración y la cooperación intraregional en el sector. Una de sus primeras acciones fue la creación del Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), formado por los funcionarios a cargo del referido subsector en cada país. La problemática derivada de la condición de países importadores netos de productos petrolíferos y del consiguiente abastecimiento, ha constituido el principal tema de la agenda del Comité. Los resultados de estas deliberaciones han sido planteados en el seno del FREAC, organismo que ha reconocido la importancia de la cooperación externa en la región y la necesidad de coordinarla y orientarla para maximizar su aporte al desarrollo de los países.

**1.2.4. Grupo de los Tres (G-3)<sup>55</sup>:** En el mes de octubre de 1990, los Viceministros de energía de los tres países constituyeron el Comité de Cooperación Energética del G-3, integrado por varios Grupos de Trabajo (carbón, hidroelectricidad, interconexiones eléctricas y gas natural). Los países centroamericanos han sido invitados a participar en estos grupos, cuyas actividades se han orientado a evaluar el potencial energético e identificar esquemas complementarios de desarrollo energético.

El Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica (GTIE) se creó para estudiar esquemas de desarrollo de los sistemas eléctricos con el fin de evaluar los beneficios de la interconexión eléctrica y para conformar una cartera conjunta de proyectos de generación que permitirían hacer mejor uso de los recursos energéticos a través de la interconexión eléctrica.

55. Colombia, México y Venezuela

El Grupo está integrado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) de Colombia, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y las empresas EDELCA y CADAFE de Venezuela. Debido a que la interconexión de los sistemas eléctricos de los países del G-3 requiere de la incorporación del sistema eléctrico centroamericano, también integran el GTIE los representantes de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá a través del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), CEPAL y las empresas eléctricas correspondientes.

### **1.3. Organismos no gubernamentales**

**1.3.1.- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER):** Tiene su origen en el año 1964 a iniciativa de los directivos del sector eléctrico del Uruguay quienes convocaron a un congreso de representantes de empresas a cargo de los servicios de electricidad de Latinoamérica. En dicho encuentro se acordó constituir la CIER que agrupando a distintas entidades responsables de los mencionados servicios fuese el foro natural para el intercambio de información, conocimientos y experiencias sobre los problemas del sector eléctrico en la región, así como para intercambiar ideas sobre posibles emprendimientos bilaterales o multilaterales.

Integran la CIER diez Comités Nacionales de los países de Sudamérica<sup>56</sup> en calidad de miembros plenos. Participan también con carácter de miembros asociados las empresas del Grupo UNESA de España, EDF de Francia, CFE de México y ENEL de Italia.

Según sus estatutos, el objeto de la CIER es promover y favorecer la integración del sector eléctrico en la Región.

La creación de la CIER se produjo en un momento histórico caracterizado por la abundancia de petrodólares que permitieron el fi-

56. Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

nanciamiento de proyectos de integración de relevancia mundial como las centrales hidroeléctricas de Itaipú, la mayor del mundo, construída por Brasil y Paraguay; Salto Grande, realizada en forma conjunta por Argentina y Uruguay; Yaciretá, entre Argentina y Paraguay; así como numerosas líneas de interconexión fronteriza.

**1.3.2.- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC):** Este organismo está conformado por las autoridades de las empresas eléctricas nacionales de los seis países del Istmo<sup>57</sup> y encargado de impulsar y coordinar las acciones para la integración eléctrica subregional.

Su finalidad principal es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los Países Miembros, por medio de una eficiente, racional y apropiada generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

A partir de la creación de la CEAC, se han desarrollado las interconexiones eléctricas binacionales y los estudios e iniciativas que se hacen para su finalización y reforzamiento.

**1.3.3.- Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL):** Creada el 2 de octubre de 1965 en Río de Janeiro como una asociación no gubernamental de empresas estatales latinoamericanas. Modifica sus estatutos en la 28a. Asamblea Ordinaria en Asunción del Paraguay, en 1994, con el objeto de posibilitar la incorporación de las empresas petroleras privadas de la región<sup>58</sup>. Los

57. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IHRE) de Panamá.

58. Son miembros de ARPEL: La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) de Uruguay, Unión de Combustible (CUPET) de Cuba, Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) de Chile, Gas del Estado de Argentina, Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ), Petróleo de Venezuela S.A. (PDVSA), Petróleos Mexicanos S.A. (PEMEX), Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), Petro-Canadá, Petroecuador, Empresa Nicaraguense del Petróleo (PETRONIC), Petróleos Paraguayos (PETROPAR), Petróleos del Perú S.A. (PETROPERU), Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), State Oil Company Suriname N.V. (STAATSOLIE), Trinidad and Tobago Oil Company Ltd. (TRINTOC), Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. (YPF) de Argentina, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

objetivos que derivan del nuevo estatuto son fomentar la cooperación entre sus miembros en áreas de interés y beneficio comunes, así como la asistencia recíproca, con vistas a la integración regional, a su desarrollo empresarial, al incremento de la eficiencia de su gestión, a la protección del ambiente y al progreso de la industria petrolera latinoamericana en el contexto mundial.

## **2.- Relación entre las políticas nacionales y la integración energética**

Los Países Miembros de OLADE han manifestado su voluntad de integración energética en el Convenio de Lima a partir de un amplio conjunto de objetivos. Sin embargo, no todos los países otorgan una alta prioridad al tema de la integración energética. En general, se observa que los países no han compatibilizado sus aspiraciones de integración regional con la política nacional en materia energética.

De lo expuesto se infiere, que el proceso de integración energética se viene ejecutando en algunos casos con grandes dificultades y en otros espontáneamente, dentro de lo que se ha denominado el proceso de regionalismo abierto, en el que los actores privados tienen una mayor dinámica para generar acuerdos comerciales y de inversión en el sector cuando los gobiernos producen la apertura y donde la estructura burocrática para dinamizar y orientar los procesos de integración de acuerdo a las necesidades de cada país es, en general, débil y con baja participación de los ministerios de energía. Esas cuestiones se traducen en una serie de vacíos que no favorecen la conjunción de las expectativas con los hechos, expresadas en el Convenio de Lima. Algunas de esas carencias se exponen a continuación:

- **Legislación y normativa:** En general, en los países de la región, las leyes de hidrocarburos y las que rigen al subsector eléctrico no contienen disposiciones expresas en lo relativo a la integración

energética. La situación genera un vacío jurídico que impide dinamizar los proyectos de integración energética a nivel regional y subregional. Deriva de ello que faltan especificaciones en aspectos tales como normas de origen, reciprocidad, moneda, formas de pago y compensaciones, inversiones conjuntas, normas anti-dumping, optimización de potencia y de energía en el área integrada, entre otros.

- Precios y tributación aplicable: En la región se ha avanzado poco en la fijación uniforme de precios, tarifas y tributación aspecto que constituye barreras a los procesos de integración energética. La fijación de aranceles para la importación de energía tiene las siguientes características: en general, los países gravan la importación de hidrocarburos exclusivamente con impuestos ad-valorem. Existe una gran disparidad en los niveles tarifarios advirtiéndose que algunos países exportadores de petróleo mantienen elevados aranceles a la importación para las gasolinas y el diesel oil y para el crudo, reconstituidos y refinados respectivamente. Las exportaciones de hidrocarburos, en general, no están sujetas a gravámenes excepto en algunos países. En general la importación y exportación de electricidad no están sujetas a gravámenes.

De todos modos, se constata que la mayoría de los países avanza hacia la neutralidad tributaria con el fin de que la carga tributaria sea la misma tanto para las materias primas como para los productos terminados.

La falta de relación entre las políticas de integración energética y las políticas energéticas nacionales de algunos de los países de la región tienen también efectos negativos sobre la posibilidad de identificar los medios y oportunidades que favorezcan a los países con la integración energética. En ese sentido, entre los medios, están los organismos internacionales gubernamentales como extensión de sus propias organizaciones nacionales y los no gubernamentales, como extensión de sus empresas (públicas y privadas). La visión sobre los procesos de integración energética que tienen esos organismos, por

la interacción permanente con los procesos subregionales, regionales y con el resto de mundo, les otorga una perspectiva global de los problemas energéticos que muchas veces no es posible percibir desde la propia individualidad nacional.

Por su parte, en la mayoría de los organismos internacionales gubernamentales que se ocupan del tema de la integración, los Ministros de Energía no participan directa ni indirectamente, con excepción de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Foro Regional Energético de América Central (FREAC). Tampoco se advierte una participación activa y directa de la mayoría de los Ministros de Energía en los foros donde tienen, por derecho propio, la posibilidad de analizar con sus pares los problemas comunes y de diagramar y facilitar los procesos de integración energética.

Si a esto se agrega la no participación de los ministerios de energía en las discusiones relativas a resolver los compromisos energéticos que suscribieron los Presidentes en la Cumbre de las Américas, en Miami en diciembre de 1994, la situación aparece como de particular complejidad ya que no está definido el foro donde discutir y coordinar esas directivas en materia energética. A partir de la Cumbre de las Américas, los gobiernos reconocen en forma expresa que el desarrollo sustentable requiere de la cooperación hemisférica en el campo de la energía<sup>59</sup>. Para ello los gobiernos se comprometieron a fomentar la cooperación orientada a estudiar las vías para desarrollar la industria energética en el hemisferio, que sean compatibles con las estrategias nacionales para la energía menos costosa y con las actividades descritas en la “Alianza para el uso sostenible de la energía”, en los siguientes campos:

- Consideración de las vías que permitan utilizar al sector energético en la promoción del crecimiento económico sostenible.
- Cooperación para estudiar vías que permitan optimizar y facilitar los mecanismos de financiamiento por parte de las instituciones financieras internacionales con el fin de apoyar el desarrollo de los

59. Grupo de Río. op. cit. Apartado 17

proyectos en el sector energético, especialmente de aquellos relativos al mejoramiento de la eficiencia en el uso de la energía y a la energía renovable no convencional.

- Cooperación para promover las inversiones y fomentar el uso de mecanismos financieros innovadores para incrementar las inversiones en el sector energético y aumentar la eficiencia del uso de la energía y de la energía no convencional, de acuerdo con las leyes y las necesidades de desarrollo de cada país.
- Promoción del uso de tecnologías energéticas eficientes y no contaminantes, tanto convencionales como renovables, que conduzcan a un mayor nivel de conocimientos y experiencia técnica en este campo.
- Consideración de la ampliación de los esfuerzos en curso para establecer instalaciones eléctricas y de otros tipos de energía, de acuerdo con los marcos reglamentarios internos y cuando así proceda, de conformidad con los acuerdos regionales.

Para ello, la *Alianza para el Uso Sostenible de la Energía* establece que los gobiernos y el sector privado deberán promover un mayor acceso a los servicios de energía confiables, limpios y de menor costo a través de actividades y proyectos que reúnan los requerimientos económicos, sociales y ambientales, en el contexto de las metas nacionales de desarrollo sostenible y de los marcos jurídicos nacionales.

En ese espíritu de cooperación, se requería a los países que compartieran sus experiencias y discutieran sobre los avances alcanzados en la ejecución del Plan de Acción.

### **3.- Prioridades que asignan los organismos internacionales a la integración energética**

Para algunos de los organismos internacionales los temas de energía o de la integración energética no tienen prioridad y son de poca relevancia como no sea dentro de temáticas más amplias.

En otros, el tema es decididamente no prioritario no obstante que disponen de unidades dedicadas a estudiar esos procesos. Recíprocamente, otros organismos tienen unidades de energía porque asignan a los procesos de integración energética prioridad sobre otros temas.

Los organismos que asignan alguna prioridad al tema energético ponderan en primer lugar, a la integración física, a partir del financiamiento y construcción conjunta de oleoductos, gasoductos e interconexiones eléctricas, como mecanismo para dinamizar las corrientes de comercio energético entre los países. En segundo lugar, a la cooperación técnica, la capacitación y la transferencia de tecnología, tanto en el sector hidrocarburos como electricidad. En tercer lugar, a la aplicación de normas y estándares de calidad comunes en el sector petróleo y gas, mientras que en el subsector eléctrico asignan prioridad a los estudios de interconexiones subregionales.

En cuanto al ámbito de la integración se advierte una tendencia a privilegiar la integración subregional y regional sobre la hemisférica.

Finalmente, los organismos internacionales reconocen, en general, que los elementos más importantes para una agenda energética son:

- La racionalización del balance energético regional, mediante el incremento de la producción de gas natural e hidroelectricidad;
- La utilización de la integración energética como un instrumento que permita alcanzar objetivos más amplios del desarrollo económico social;
- La utilización prioritaria de los recursos energéticos regionales;
- La satisfacción de la demanda energética regional;

- Mayor seguridad y confiabilidad energética;
- El incremento de los niveles generales de eficiencia en el sector energético y el resto de los sectores productivos.

## **VII. Lineamientos para una política energética regional**

### **1.- La integración energética como parte de una estrategia de desarrollo sustentable regional**

Los organismos internacionales han promovido, por indicación de los gobiernos o por iniciativa de las propias empresas, proyectos de integración energética sobre cuyos beneficios existe consenso, a partir de los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos, donde tanto en Centroamérica como en el MERCOSUR se han hecho grandes esfuerzos que hoy se traducen en obras concretas. Pero eso no es suficiente, la energía y la integración energética, en particular, son medios para alcanzar el desarrollo sustentable, que en sus principales dimensiones se identifica con el crecimiento económico, la equidad social y un buen manejo ambiental, en un contexto donde alguna de esas dimensiones puedan mejorarse sin detrimento de las otras.

Ante la rapidez de los cambios que originan los procesos de integración, mas los que se están produciendo al interior de los países, los gobiernos difícilmente pueden afrontar la adecuación y coordinación que se requiere para optimizar el abastecimiento energético. Al parecer, los gobiernos ponen su prioridad en las reformas hacia adentro y donde los problemas son más urgentes. En ese contexto la planificación del abastecimiento energético va perdiendo importancia y es cada vez menor el interés que se le asigna a esa actividad. Sin embargo, la energía está en la base misma del desarrollo y por lo tanto la solución de los problemas energéticos domésticos requiere, en un mundo de apertura de mercados hacia dimensiones hasta hace poco impensadas, el análisis de la interacción entre los potenciales energéticos externos e internos para satisfacer las necesidades futuras de energía que generará el crecimiento económico y las carencias de arrastre de las poblaciones que no acceden al mercado, todo ello

en un ambiente protegido razonablemente que favorezca el hábitat de las personas.

La región es inmensamente rica en reservas de petróleo, gas natural y carbón y potenciales hidroeléctricos y pobre en la capacidad de generación de electricidad, que es otra manifestación del grado de desarrollo. Aunque la distribución de los recursos energéticos sea desigual y con los procesos de integración subregional y regional se puedan compensar en parte las carencias, esos mismos procesos no bastan para eliminar el atraso relativo respecto al mundo industrializado y por lo tanto persistirán las desventajas competitivas de no tomarse las medidas apropiadas.

La integración energética constituye en si misma un objetivo parcial del desarrollo sustentable. Sin embargo, su análisis debe visualizarse como una sucesión de conjuntos incluidos. Los proyectos de integración energética deben tener dimensión regional. Existen esfuerzos subregionales, en el MERCOSUR, GRAN, MCCA y Grupo de los Tres, por realizar interconexiones eléctricas y de gas natural entre subregiones. Sin embargo, los estudios más que buscar la rentabilidad de los proyectos individuales deberían realizarse teniendo en consideración a la región como un todo, esto es, además pensando en la seguridad del abastecimiento, siguiendo la secuencia de análisis de las interconexiones y gasoductos entre subregiones y luego al interior de aquellas para terminar en la detección de los problemas en los sistemas interconectados nacionales o en las redes interiores de transporte de gas natural. A su vez, determinar la viabilidad de los emprendimientos de generación hidroeléctrica identificados o de las alternativas de generación térmica y reservas de gas natural.

De ese modo, los proyectos constituirán un marco de referencia para potenciales inversores, públicos y privados o sus asociaciones, que posibilitará conciliar el interés general y particular y bajar al plano de ejecución obras concretas en transmisión y generación o en gasoductos y desarrollo de campos.

Todo ese análisis se vería más consolidado, si además, los proyectos consideraran las interdependencias entre las distintas fuentes energéticas con el fin de optimizar el abastecimiento buscando el mínimo costo, preservando las fuentes agotables y, garantizando el suministro. En esas condiciones será posible elevar la competitividad industrial de la región en los mercados internacionales, al menos en cuanto al costo de los insumos energéticos se refiere y fomentar el crecimiento económico.

Si además, los proyectos consideran su viabilidad ambiental, dentro de ciertas normas que no pongan en situación de riesgo a las otras dimensiones del desarrollo regional, también se habrá contribuido al objetivo final.

Pero, en ese contexto los gobiernos no deberían olvidar su responsabilidad en lo que atañe a la equidad social, que en épocas en que se supone que el mercado lo resuelve todo, parece atractivo pensar que la mano invisible se ocupará de los desposeídos. Dentro de esas responsabilidades, le cabe al sector energético identificar y proponer cómo pueden satisfacerse las necesidades de energía de las áreas urbano marginales y rurales aisladas.

Aparece también, la necesidad de reformular la prospectiva energética dentro del contexto de las políticas de integración, entre o al interior, de los bloques y de estudiar las cuestiones relativas al uso de los recursos naturales de cada país, la libertad de comercio a través del transporte de energía, el uso de los yacimientos y recursos hidráulicos compartidos, los derechos de aguas y los de paso, la armonización de los procesos regulatorios y la eliminación de las barreras arancelarias y no arancelarias.

Los aspectos señalados ofrecen cada vez menos restricciones gubernamentales en aras del predominio del interés regional cuyo fin es la seguridad energética, bajos costos de los energéticos, mayor eficiencia y calidad ambiental que favorezcan la competitividad in-

dustrial en el mercado internacional. Sin embargo deben coordinarse los esfuerzos.

Es precisamente, en el análisis de esas actividades, entre otras que hacen a la cooperación, que los organismos internacionales de energía deben profundizar su actividad así como adecuar su organización a los cambios estructurales que se observan en la región con el fin de estar en mejores condiciones para hacer frente a esos procesos en forma participativa con los actores privados cuya presencia en la actividad es cada vez más relevante en el escenario energético latinoamericano.

## **2. Elementos para una Carta Latinoamericana de Energía**

Existe, entre los Países Miembros, el convencimiento de que la energía es un factor central en las actividades socioeconómicas por lo que una identificación de las políticas energéticas nacionales con los objetivos regionales se entiende como uno de los ejes de la política energética conjunta.

El marco de referencia se concreta al intento de armonizar los siguientes objetivos: *Cubrir la necesidades de los usuarios, con el mínimo costo y seguridad de aprovisionamiento, protegiendo adecuadamente el medio ambiente.*

Respecto a los actores de ese proceso la meta a alcanzar se centra en conseguir convergencia de las políticas nacionales, subregionales, regionales y hemisféricas, el refuerzo de la competencia y el establecimiento de las responsabilidades del sector privado y de los gobiernos.

La dependencia energética externa que actualmente se observa en algunos países y subregiones de ALyC debería reducirse gra-

dualmente mediante acuerdos que aseguren el suministro energético regional, dado que la región es independiente en petróleo, gas natural y carbón mineral y posee un gran potencial hidroeléctrico, aunque adolece de un reducido suministro de electricidad que la condiciona a un bajo nivel de desarrollo y en consecuencia de competitividad respecto a los países industrializados. Para ello, se requiere intensificar los esfuerzos por interconectar a países y subregiones para un mejor aprovechamiento de los recursos y capacidades ociosas.

El impacto ambiental que produce la utilización de recursos fósiles, el entorno de los recursos hidroeléctricos y las redes de transporte y distribución deriva en la necesidad de reconocer que el desarrollo económico y social no puede proseguir sin tomar medidas de protección del ambiente.

Para contribuir a la protección ambiental se requerirá también armonizar los efectos que deriven de la competitividad estableciendo límites de razonabilidad e impuestos acompañados de incentivos fiscales que permitan la internalización de los costos sin deterioro de la situación competitiva. Al mismo tiempo, se deberá promover la transferencia de tecnología y su contribución a una mayor eficiencia energética.

Se prevé que el cambio tecnológico y los aumentos en la eficiencia energética permitirán un crecimiento más moderado del consumo de energía, sin embargo, los bajos niveles en ciertos consumos no podrán restringirse por condicionamientos que frenen el desarrollo regional sobre la base del argumento de las emisiones globales. La región es la que más ha invertido al respecto y la que más ha contribuido a disminuir las emisiones globales a costa de fuertes endeudamientos financieros, mientras que los países industrializados, que se han endeudado significativamente con el ambiente global, son los acreedores de la deuda financiera regional. La situación requiere propiciar la cooperación y la armonización de los intereses recíprocos que faciliten el desarrollo de la región.

Para propiciar un buen funcionamiento de los mercados energéticos se debería limitar la regulación a un mínimo necesario para que el consumidor industrial tenga acceso a una energía de bajo costo y conciliar los objetivos de protección del servicio público con la valoración de la eficiencia energética. Se propone aplicar el principio de subsidiariedad cuando las políticas nacionales requieran que la región incorpore valor añadido a las políticas adoptadas en el seno de los diferentes países, buscando de ese modo instaurar un sistema regional solidario.

En el marco de los objetivos mencionados se proponen las siguientes acciones prioritarias:

- Consolidar el mercado regional como instrumento privilegiado para alcanzar el necesario balance en mejores condiciones económicas, limitando la intervención pública a asegurar la subordinación al interés general.
- Promover el diálogo entre las autoridades reguladoras de los diferentes países, propiciando el acceso a las redes de transporte, la eliminación de las barreras de carácter monopolístico y la búsqueda de la necesaria armonización financiera y fiscal.
- Reducir la explotación de leña y biomasa, en la medida que alteren el equilibrio, y promover su sustitución por gas natural, gas licuado de petróleo, otras fuentes renovables de energía y fomento a la diversificación de las fuentes.
- Fomentar el desarrollo de redes regionales de transporte de energía, en particular en electricidad y gas natural.
- Promover la solución de los conflictos planteados entre el incremento de la competitividad y la protección ambiental.
- Promocionar financiera y tecnológicamente la eficiencia energética.

Respecto a los aprovisionamientos, las acciones de la región deberían estar orientadas a lo siguiente:

- En el campo del petróleo, la región debería propiciar acuerdos comerciales a largo plazo y un clima apropiado para la inversión en el terreno de la exploración-explotación, el transporte de crudo y derivados y la adecuación de las estructuras de refinación que mejor respondan al interés subregional y regional.
- En el área del gas natural, se propone fomentar la construcción de redes entre países y subregiones, mediante los mecanismos financieros que permitan promover las inversiones cuya rentabilidad reside en el largo plazo.
- En el área del carbón, se propone que los países importadores de la región acuerden con los exportadores un proyecto de investigación intensivo para lograr tecnologías de carbón limpio para la generación de electricidad.
- En el área de electricidad, se propone fomentar la interconexión entre países y subregiones con el fin de optimizar el uso de las capacidades existentes y propiciar inversiones en energías renovables que favorezcan el desarrollo sustentable

Respecto a la coordinación de las acciones gubernamentales precedentes y su interacción con el sector privado, se propone:

- Desarrollar acuerdos de cooperación entre OLADE y ALADI para coordinar la política general de integración regional con la política de integración energética.
- Desarrollar acuerdos de cooperación de OLADE con organismos subregionales de integración (MERCOSUR, GRAN, MCCA, G-3, CARICOM) con la finalidad de coordinar el desarrollo de proyectos de integración energética entre subregiones, transferencia de

tecnología y metodologías que favorezcan los procesos de integración energética.

- Desarrollar acuerdos de cooperación de OLADE con ARPEL, CIER y CEAC para el desarrollo de estudios sobre integración energética en petróleo, gas natural, y electricidad que permitan disponer de un inventario de proyectos para potenciales inversores públicos y/o privados.
- Desarrollar acuerdos entre OLADE, las empresas energéticas que operen en la región y las cooperaciones de los países industrializados para la transferencia de tecnología que favorezcan los aumentos de eficiencia, mejoren el suministro y reduzcan el impacto ambiental en cada eslabón de las cadenas energéticas, desde la explotación de potenciales y reservas hasta los consumos sectoriales.
- Desarrollar acuerdos entre OLADE y la banca multilateral para identificar nuevas formas de financiamiento de los proyectos de integración energética regional, públicos y/o privados, que estimulen su ejecución dentro de plazos razonables y que satisfagan los objetivos de la presente propuesta.

Una política energética común de la región, aplicada por los Estados Miembros, debería facilitar un suministro seguro, respetuoso con el ambiente y a precios que permitan reforzar la competitividad global de ALyC.

## **VIII Conclusiones y recomendaciones**

A continuación se reseñan sintéticamente las principales conclusiones que sugiere la situación descrita precedentemente. Se abordan separadamente los temas referidos a integración económica y energética en petróleo y sus derivados, gas natural, carbón mineral y electricidad y finalmente el rol de OLADE en el proceso de integración energética regional y hemisférica.

### **1. La integración económica**

Las iniciativas de integración en el ámbito de América Latina y el Caribe se han incrementado notablemente en los últimos años. Además de la revitalización de los acuerdos de integración subregionales ya existentes, MCCA, GRAN, CARICOM, G-3, se han constituido otros como el MERCOSUR y al mismo tiempo, se han celebrado más de 20 acuerdos bilaterales con posterioridad a 1986.

Las principales tendencias o características que se destacan son las siguientes:

A diferencia de las primeras iniciativas de integración de los años 60, impulsadas dentro de un contexto proteccionista y por la necesidad de superar la estrechez del mercado interno y los desequilibrios de las cuentas propias del modelo de industrialización sustitutiva, los nuevos acuerdos se realizan en un marco de creciente apertura de las economías nacionales.

Estas nuevas iniciativas de integración están caracterizadas por un marcado subregionalismo y la proliferación desordenada de acuerdos bilaterales que, aunque implican una mayor liberalización del mercado que en el pasado, pueden constituir un obstáculo para una integración regional más plena. La denominación de "regionalismo abierto" acuñada por la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) tiende a reflejar las características de esta tendencia, don-

de los acuerdos basados en listas positivas han sido sustituidos por los fundados en listas negativas (excepciones a los acuerdos de libre comercio).

En el caso de los bloques subregionales (MCCA, GRAN, CARICOM, MERCOSUR y G-3) se plantean ambiciosos objetivos de integración que trascienden la mera liberalización al comercio intrabloque, intentando alcanzar el status de una Unión Aduanera, incluso de un Mercado Común. Sin embargo, a pesar de la mayor estabilidad macroeconómica en el área, en ningún caso se ha logrado aún alcanzar el objetivo de un arancel externo único.

Es claro que las políticas de apertura unilateral, predominante en toda el área, tienden a facilitar el objetivo de liberalización del comercio subregional. En este sentido, todos los tratados fijan un cronograma para la eliminación progresiva de las trabas al comercio intrabloque planteando excepciones o tratamiento especial para ciertos productos. Al no haber alcanzado aún la adopción de arancel externo único, sugiere para aquella liberalización del comercio, la necesidad de fijar criterios o normas de origen más flexibles.

En las nuevas iniciativas de integración se refleja una mayor presencia de acuerdos sectoriales. Ellos están principalmente referidos a la industria y al sector agropecuario y, en general, enfatizan ciertas restricciones a los acuerdos generales sobre el comercio más que acuerdos sobre estrategias comunes.

Desde fines de la década del 80 se ha observado una fuerte expansión del comercio dentro de la región y especialmente entre los países que conforman los diferentes bloques (salvo en el área de CARICOM). Sin embargo, esa tendencia parece haber sido más el efecto combinado de la mayor apertura, decidida unilateralmente y al aprovechamiento de las ventajas derivadas de la vecindad geográfica o de oportunidades naturales de complementariedad que a los impactos de los acuerdos establecidos.

Aún cuando, junto con el crecimiento del comercio intrarregional, se han incrementado los intercambios energéticos y las iniciativas de integración, ello tampoco parece ser el resultado directo o exclusivo de estrategias establecidas en los tratados o acuerdos.

## **2. La integración energética regional y hemisférica**

### **2.1. El diagnóstico**

ALyC presenta una situación energética que puede contribuir en forma sustancial al aumento de la competitividad internacional de la industria interior y al desarrollo sustentable regional.

Las fuentes energéticas primarias (petróleo, gas natural, carbón mineral), así como los potenciales hidroeléctricos, son abundantes como para inducir el crecimiento económico, pero la insuficiente capacidad de generación de energía eléctrica y la limitada infraestructura gasífera constituyen una barrera para el desarrollo.

Los consumos de electricidad en la región (500 KWh/hab.) son sustancialmente bajos cuando se los compara con los de los países industrializados (5000 KWh/hab.). En los países de la región, la economía informal alcanza niveles de significación, que no siempre son tomados en consideración en las previsiones de demanda así como la energía requerida como factor inductor de una mejor calidad de vida de la población. La situación determina mercados nacionales de reducida dimensión y una baja capacidad de generación que responden, en general, a las necesidades de la economía formal.

La distribución de las reservas de energía primaria en la región no es uniforme, advirtiéndose ciertas ventajas comparativas entre las subregiones. El GRAN es el que presenta, en magnitud y ubicación geográfica, la mejor posición relativa en petróleo, gas natural y carbón mineral. El MERCOSUR predomina en generación de electricidad sobre las demás subregiones, con una fuerte incidencia de la hi-

droeléctricidad debido a la escasez de hidrocarburos y a que el mayor potencial hidráulico se concentra en esa subregión. En Centroamérica los progresos de las interconexiones eléctricas están creando condiciones para la seguridad del suministro eléctrico subregional.

En *petróleo*, el GRAN y México cuentan con un importante potencial con grandes posibilidades para crear las condiciones de una seguridad del abastecimiento regional. La diferente distribución regional de las reservas y el consumo indican la posibilidad de complementación.

En *derivados de petróleo*, se advierte que, en la mayoría de los países, las capacidades de procesamiento no están adaptadas a la estructura del consumo por lo que existen excedentes y faltantes de derivados que son objeto de intercambio intraregional con elevados costos por fletes. Un proyecto destinado al estudio de los problemas que derivan de la suboptimización en el uso de las capacidades de refinación, con relación al mercado regional, puede constituir una buena orientación para la inversión en unidades de proceso, relocalización o instalación de nuevas refinerías. De este modo las oportunidades de negocios se compatibilizarían con los objetivos a largo plazo sobre seguridad del abastecimiento en la región.

En *gas natural*, el GRAN tiene la mayor dotación de recursos, encontrándose en una ubicación privilegiada en la región para su comercialización en el Istmo Centroamericano, al igual que los yacimientos del sur de México. El GRAN también es un potencial abastecedor del MERCOSUR desde Venezuela hasta Bolivia y Perú. El estudio de estos aspectos parece ser una necesidad a la que deben prestar particular atención los países de la región con el fin de optimizar el suministro y orientar la inversión privada hacia proyectos que garanticen la seguridad del abastecimiento a largo plazo. La reducida capacidad de transporte de gas natural en la región es una de las principales causas de su bajo consumo.

El *carbón mineral*, es otra fuente energética que tiene perspectivas para dinamizar el comercio energético regional, en la medida que los países productores encuentren la forma de financiar los costos de reconversión para usos limpios 'in situ' o en los potenciales países importadores. Esto contribuiría a racionalizar y diversificar el balance energético de los países y en el caso de los países productores de petróleo, liberaría un importante volumen de fuel oil para la exportación hacia otras regiones.

En *energía eléctrica*, la reducida capacidad de generación, mencionada precedentemente, puede ser compensada en parte a partir de interconexiones subregionales que posibiliten la complementariedad hidrológica y la utilización de las sobrecapacidades existentes, compartidas o no, cuyos costos también podrían ser distribuidos de mejor modo. Los procesos de integración subregional y regional, generarán mercados de grandes proporciones con la expansión de las líneas de transmisión. Las estacionalidades podrán ser compensadas con más efectividad, la fluctuación de los precios de los hidrocarburos podrá también neutralizarse por la mayor seguridad del abastecimiento no dependiente exclusivamente de fuentes térmicas, se aprovechará mejor la capacidad instalada total al abastecer demandas máximas escalonadas en el tiempo, las capacidades ociosas podrán ser empleadas sin transferir los sobrecostos a los usuarios y la oferta eléctrica perderá su poder monopólico al convertirse la electricidad en un bien *transable* en el continente.

La actividad privada verá en ese proceso crecientes oportunidades para aportar capitales y tecnología como de hecho está ocurriendo en algunos países que han realizado la apertura en forma total o como en otros que están complementando el abastecimiento estatal con abastecimiento privado.

Los incipientes procesos de integración regional han generado corrientes de comercio de energía con un importante incremento en las exportaciones de petróleo y sus derivados así como del carbón mineral entre los países de la región. El mayor incremento se obser-

va a partir de 1990, año en que las corrientes de comercio se reorientan hacia el mercado regional, en cuanto al destino de las exportaciones de los productos mencionados. Esto se ha facilitado, en parte, por la asistencia de instituciones financieras como la Corporación Andina de Fomento (CAF) y el Banco Latinoamericano de Exportación (BLADEX).

El MERCOSUR y el GRAN han sido las dos regiones más dinámicas en cuanto a este nuevo esquema priorizando las exportaciones destinadas a países de la misma subregión. Una tendencia similar se ha observado en el MCCA, que si bien es una subregión importadora neta, ha incrementado la participación de las exportaciones entre países de la misma subregión en el caso de las gasolinas, diesel oil, fuel oil, GLP y los asfaltos. En las subregiones mencionadas se advierte, en consecuencia un fuerte proceso comercial hacia el interior de los bloques subregionales.

Esas corrientes de comercio, que no dependen de redes fijas, ponen de relieve el potencial que tienen la electricidad y el gas natural en cuanto se intensifiquen los procesos de integración física regional con la eliminación de las barreras que aún subsisten en la región sobre comercio, marcos regulatorios, movilidad de los factores productivos y flujos de capital.

## **2.2. Las perspectivas**

Más allá de los acuerdos bilaterales y subregionales, existen importantes evidencias sobre integración energética entre bloques que tienden a favorecer la integración regional. La evidencia más reciente son los acuerdos y estudios que se van concretando en el G-3 y que, en el campo de la energía se traducen en el proyecto de interconexión eléctrica entre tres bloques, NAFTA, Centroamérica y GRAN, aún cuando al interior de alguno de ellos los avances de las interconexiones no sean significativos. Por su parte, los estudios de la CIER sobre interconexiones eléctricas en Sudamérica integran el

GRAN, MERCOSUR y Chile por medio de un gran anillo que permitiría optimizar las capacidades hidroeléctricas existentes y poner nuevamente en prioridad proyectos que para los países aislados no justificaban su emprendimiento. El Sistema de Interconexión Eléctrico de América Central (SIPAC), si bien subregional, posibilitará avanzar en la dirección de las interconexiones entre bloques.

De este modo, aparece la necesidad de reformular la perspectiva energética dentro del contexto de las políticas de integración, entre o al interior, de los bloques y de estudiar las cuestiones relativas al uso compartido de los recursos naturales de cada país, la libertad de comercio a través del transporte de energía, el uso de los yacimientos y recursos hidráulicos compartidos, los derechos de aguas y los de paso, la armonización de los procesos regulatorios y la eliminación de las barreras arancelarias y no arancelarias.

Los proyectos de integración energética deben tener dimensión regional. Los estudios deberían realizarse teniendo en consideración a la región como un todo, esto es, siguiendo la secuencia de análisis de las interconexiones y gasoductos entre subregiones y luego al interior de aquellas para terminar en la detección de los problemas en los sistemas interconectados nacionales o en las redes de transporte de gas natural. A su vez, determinar la viabilidad de los emprendimientos de generación hidroeléctrica identificados o de las alternativas de generación y los potenciales y reservas de gas natural. De ese modo, los proyectos constituirán un marco de referencia para inversores, públicos y privados o sus asociaciones, que posibilitará bajar al plano de ejecución obras concretas en transmisión y generación o en gasoductos. Todo este análisis se vería más consolidado, si además, los proyectos consideraran las interdependencias entre las distintas fuentes energéticas con el fin de optimizar el abastecimiento al mínimo costo. En estas condiciones será posible elevar la competitividad industrial de la región, al menos en cuanto al costo de los insumos energéticos se refiere.

Las principales acciones efectivizadas en cada actividad y que pueden dar lugar a su profundización o nuevas acciones, son las siguientes:

*Petróleo y derivados:* En *exploración* han sido destacables las tareas conjuntas entre la empresa mexicana PEMEX y RECOPE de Costa Rica y lo mismo con Cuba. También la empresa YPF, de Argentina, realizó tareas exploratorias en Ecuador y realiza la búsqueda de hidrocarburos con PETROBRAS, de Brasil y con subsidiarias de ENAP, de Chile, en este último caso llegando a la explotación conjunta de un yacimiento en Argentina. También es destacable el esfuerzo de PDVSA, de Venezuela, y PETROBRAS, de Brasil, encaminado a la conformación de una empresa de exploración y producción de petróleo y gas natural.

En *producción* de petróleo, además de la citada asociación entre YPF, de Argentina y subsidiarias de ENAP, en Chile, se pueden mencionar la participación de empresas privadas argentinas en las áreas marginales de Venezuela.

En Centroamérica, aún cuando las situaciones institucionales son diversas, debido a que algunas refinerías son de propiedad privada y otras de propiedad estatal, resultaría conveniente analizar algunas posibilidades de integración, como la adquisición conjunta del crudo y/o los derivados que requieran los mercados internos, para conseguir mejores precios que los que obtendrían individualmente; o la posibilidad de construir una refinería que abastezca los requerimientos de todo el mercado centroamericano, de propiedad común, mediante una joint venture entre los países y empresas privadas. Si bien esta alternativa tiene dificultades de tipo geopolítico, un estudio que demuestre la conveniencia económica de tal decisión, frente al mantenimiento de las situaciones actuales, puede aportar elementos que superen esa dificultad.

El Pacto de San José, se estableció entre países del Istmo Centroamericano con México y Venezuela, como consecuencia de la ele-

vada factura petrolera de los países importadores, motivada por el incremento de precios del petróleo en los dos shocks de 1973-74 y 1979-80. Si bien inicialmente los países importadores incluidos en este convenio se aseguraron la provisión de crudo y las facilidades indicadas en un período de escasez y altos precios, la situación posterior del mercado petrolero no lo hizo tan atractivo. De todas maneras, este tipo de convenios parecería ser un camino a perfeccionar y continuar aplicando en el futuro. Pero, para alentar el intercambio intrarregional de petróleo y derivados es importante encontrar mecanismos innovadores en los contratos que faciliten provisiones confiables y estables, que puedan privilegiar estos intercambios intraregionales.

El intercambio a nivel de las compras de equipos y materiales para la industria petrolera, que llega a unos 7000 millones de dólares anuales con casi un 40% de los mismos provenientes de fuera de la región, es otro aspecto que merece especial atención.

El intercambio de capacidad tecnológica y de gestión empresarial, podría motivar un flujo destacado entre empresas petroleras estatales de México, Brasil y Venezuela y privadas de Argentina, con las existentes en países de menor desarrollo petrolero relativo.

En *gas natural*, la interconexión de los países de la Cuenca del Plata y de ésta con Chile posibilitaría el desarrollo de un mercado subregional, a través de una red de gasoductos que permitirán intercambios en condiciones que podrían ser ventajosas.

Las previsiones de abastecimiento del MERCOSUR, en base a los potenciales de Argentina, Bolivia y Perú, muestran ciertas debilidades que se manifestarían a mediano plazo por el supuesto, en exceso fuerte, de que los potenciales de gas natural serán descubiertos en un 100%. La provisión desde Venezuela, presumiblemente hacia Manaos, Brasil, para interconectarse con un gasoducto brasileño proyectado hasta San Pablo, permitiría otorgar mayor cobertura a las estimaciones de suministro del MERCOSUR y garantizar a los países de

la subregión la seguridad del abastecimiento por un plazo prolongado.

Como se ha indicado, los países del GRAN, por su ubicación en el continente, se encuentran en posición privilegiada para comercializar el abundante gas natural disponible, aprovechando una oportunidad comercial de vastas proporciones frente a los mercados del MERCOSUR y Centroamérica.

En *carbón mineral*, teniendo en cuenta la disponibilidad de carbones aptos, de Colombia, para siderurgia y los requerimientos de Argentina y Brasil para este tipo de usos, sería conveniente establecer acuerdos bilaterales de suministro que incrementen el intercambio regional.

En *electricidad*, los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos en la concepción actual han pasado a constituir un aporte de significación a la integración, pero a partir de los importantes avances tecnológicos logrados en materia de transporte de energía eléctrica, sobretodo para grandes potencias y distancias, no solo se incorporan como aportes importantes a la integración energética, los potenciales hidroeléctricos nacionales, sino también las otras formas de generación.

Por otra parte, la interconexión entre aprovechamientos hidroeléctricos de distintas cuencas hídricas permitiría mitigar el carácter aleatorio de los regímenes de lluvias y favorecer aún más las posibilidades de integración o como se advierte entre Argentina y Brasil, complementar los respectivos excedentes de capacidad térmica e hidroeléctrica. Los enlaces de cierre en América del Sur prevén la futura gran interconexión entre los sistemas Centro Sur y Nordeste del Brasil, con prolongación a Manaos y Guri en Venezuela, que permitirá vincular las zonas andina y atlántica. El enlace entre Perú y el Centro Sur de Brasil a través de Bolivia cerrará el gran anillo y permitirá la optimización de los recursos hidroeléctricos de América del Sur, tanto en cuanto al mejor aprovechamiento de sus diversidades

climáticas y horarias como en lo que hace a la potenciación de sus equipamientos.

Los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano que actualmente están interconectados en dos bloques se encuentran a la espera de la interconexión entre Honduras y El Salvador o entre Guatemala y Honduras para el cierre del sistema con lo que se aseguraría el aprovisionamiento a la subregión.

Finalmente, los sistemas de potencia de México y Colombia han alcanzado un avanzado nivel de integración nacional encontrándose interconectados los principales subsistemas eléctricos regionales de cada país. Esto posibilita identificar dos polos que permitirían la interconexión entre el Norte y Sur de América pasando por el Istmo Centroamericano.

Las integración eléctrica podría profundizarse en varios sentidos:

- Hacia una operación conjunta del parque generador de los sistemas ya interconectados.
- Hacia una mayor cooperación multilateral entre los países que comparten aprovechamientos sobre una misma cuenca, explorando las posibilidades que ofrece un manejo coordinado de los embalses en cascada, y los beneficios derivados de la mayor regulación de la cuenca.
- Hacia una mayor coordinación en el uso de sus recursos primarios y en la planificación de la extensión de sus respectivos sistemas eléctricos.

### **3. Inversiones y financiamiento**

Existen en el sector eléctrico de América Latina y El Caribe nuevas formas de financiamiento que ya están en aplicación. Sin embargo, estos esquemas novedosos se limitan a proyectos de una enver-

gadura media, típicamente alrededor de 100 MW de generación térmica. Los proyectos más grandes en ejecución tienen todavía una estructura financiera convencional. En el conjunto de los países existe todavía una cantidad de barreras para la participación de la inversión privada con todas sus opciones.

A las dificultades del financiamiento que implican retrasos a la puesta en marcha de las obras ya programadas hay que agregar las dificultades adicionales que derivarán de las inversiones que requerirán los programas de desarrollo para atender las necesidades urbano marginales y de las comunidades aisladas en cuestiones de salud, educación, vivienda e infraestructura social y a las formas más sofisticadas de consumo electro intensivo que acompañan al crecimiento económico.

El hecho de que los problemas financieros de las empresas eléctricas llevaron a un renacimiento de la generación térmica en el marco de esquemas novedosos, significa que estas formas no son neutrales en términos ambientales. La instalación y operación de pequeñas y medianas unidades de generación térmica, sobretodo las plantas diesel en carga de base, a pesar de su inferioridad económica y ambiental en el largo plazo, conduce a la conclusión que ciertas nuevas formas de financiamiento en el sector eléctrico no contribuyen ni son suficientes para satisfacer las dimensiones de un desarrollo sustentable.

Los procesos de integración energética en la región son entonces un medio para revitalizar el suministro energético con hidroelectricidad, de potenciar la penetración del gas natural en las subregiones, de reestructurar las capacidades de las refinerías y de encontrar nuevas tecnologías para un uso limpio del carbón mineral. El atractivo que pueden tener esos proyectos para los países, empresas y entes de financiamiento puede implicar un nuevo enfoque en el abastecimiento regional, más acorde con los objetivos del desarrollo sustentable.

#### **4. Aspectos institucionales**

Existe diversidad y heterogeneidad de organismos internacionales que tratan sobre los temas energéticos regionales, requiriéndose una división del trabajo más apropiada, crear una adecuada red de comunicación y sistemas de información complementarios para alcanzar un funcionamiento coordinado.

No obstante, que el tema de la energía es fundamental dentro de los amplios procesos de integración comercial, industrial y económica en general, los Ministros de Energía no están participando directamente en todos los organismos o grupos de trabajo en los cuales se discuten, presentan iniciativas y se toman decisiones sobre integración energética. Ocurre algo similar con su participación en el propio organismo regional de energía, por lo que la relación entre las políticas energéticas nacionales y los procesos de integración energética subregionales y regionales pueden presentar incompatibilidades que constituyan barreras a esos procesos.

Algunos de los organismos, al interior de los cuales se discuten y toman decisiones sobre políticas de integración no consideran como temas relevantes el energético y el de la integración energética con lo que se deja al margen a la energía de bajo costo como factor para aumentar la competitividad internacional de las subregiones.

Al parecer existe en algunos organismos internacionales una mayor coherencia política y operacional con respecto a la integración subregional y regional, lo que estaría en aparente contradicción con los compromisos asumidos por los Presidentes de la Región respecto a la integración hemisférica.

La integración física (oleoductos, gasoductos, interconexiones eléctricas) es considerada de principal importancia para dinamizar el comercio regional de energía. Sin embargo, los proyectos se analizan en forma aislada, sin asegurar el abastecimiento de cada fuente ago-

table en un plazo prolongado y sin estudiar las fuentes alternativas ante su agotamiento.

## **5. El rol de OLADE en los procesos de integración regional y hemisférica**

El lema de la Segunda Conferencia Energética de América Latina y El Caribe, ENERLAC'95, fue "Integración Energética y Participación Privada". La conjunción fue propicia porque más allá de las discusiones técnicas, se abrieron nuevas oportunidades de negocios energéticos para el sector privado, que auspició el evento con interés, por encontrar en OLADE un promotor de expectativas.

Por su parte, OLADE pudo relevar y establecer nexos con organizaciones, públicas y privadas, por nuevos proyectos en la región, en consonancia con los temas que se han abordado precedentemente. Derivó de lo expuesto una serie de propuestas de proyectos que se han presentado a organizaciones, públicas y privadas, de Europa, Estados Unidos y de la región.

Sin embargo, esos proyectos no son el producto de un interés aislado de OLADE. Derivan de inquietudes expuestas en diversos trabajos de la Organización, financiados por PNUD, BID, Banco Mundial, Unión Europea y los Países Miembros, así como de los resultados obtenidos del Convenio entre CEPAL y OLADE, auspiciado por la Cooperación Alemana a través de GTZ, que permitieron identificar, a partir de Estudios de Casos en Chile, Colombia y El Salvador, aspectos relativos a la necesidad de armonizar las políticas energéticas con las de desarrollo, así como problemas inherentes a las ineficiencias que caracterizaban en algunos países al abastecimiento energético. Entre esos aspectos también surgieron los temas derivados de los procesos de integración y sus potencialidades.

Más recientemente, la Cumbre de las Américas compromete en el campo energético una serie de acciones comunes y que los Presi-

dentes del Grupo de Río asumen con particular interés al manifestar, en la Declaración de Quito de septiembre de 1995, que se reconoce la necesidad de utilizar prioritariamente los recursos energéticos regionales. En tal sentido, se coincide en impulsar la cooperación energética regional y hemisférica a través de planes y programas compatibles con las estrategias nacionales y como instrumento para alcanzar los objetivos que se han trazado en el marco del desarrollo sostenible. En ese contexto, la asistencia técnica energética de OLADE, como organismo regional de energía que representa a los ministerios de energía de los Países Miembros, aparece como el medio para coordinar e implementar las acciones comunes que decida emprender la Reunión de Ministros dentro de esos propósitos.

Dado lo expuesto, se considera necesario que los Países Miembros acuerden, a través de una CARTA LATINOAMERICANA DE ENERGIA, un marco de referencia común para conciliar la política energética nacional de cada país con la política energética regional y hemisférica, en la que se incluyen los procesos de integración energética y así posibilitar la creación de facilidades de financiamiento, por parte de las instituciones financieras internacionales, la promoción de inversiones de capital sin menoscabo de la legislación interna de cada país y el uso de tecnologías energéticas eficientes, con el propósito fundamental de apoyar el desarrollo de los proyectos requeridos por la región en ese sector.

De ese modo se crearán las bases, a través de acuerdos entre Ministerios de Energía de los Países Miembros, que favorezcan la integración energética en la región y promuevan el interés del sector privado y de la cooperación internacional para promocionar el comercio y las inversiones en un contexto de desarrollo sustentable.