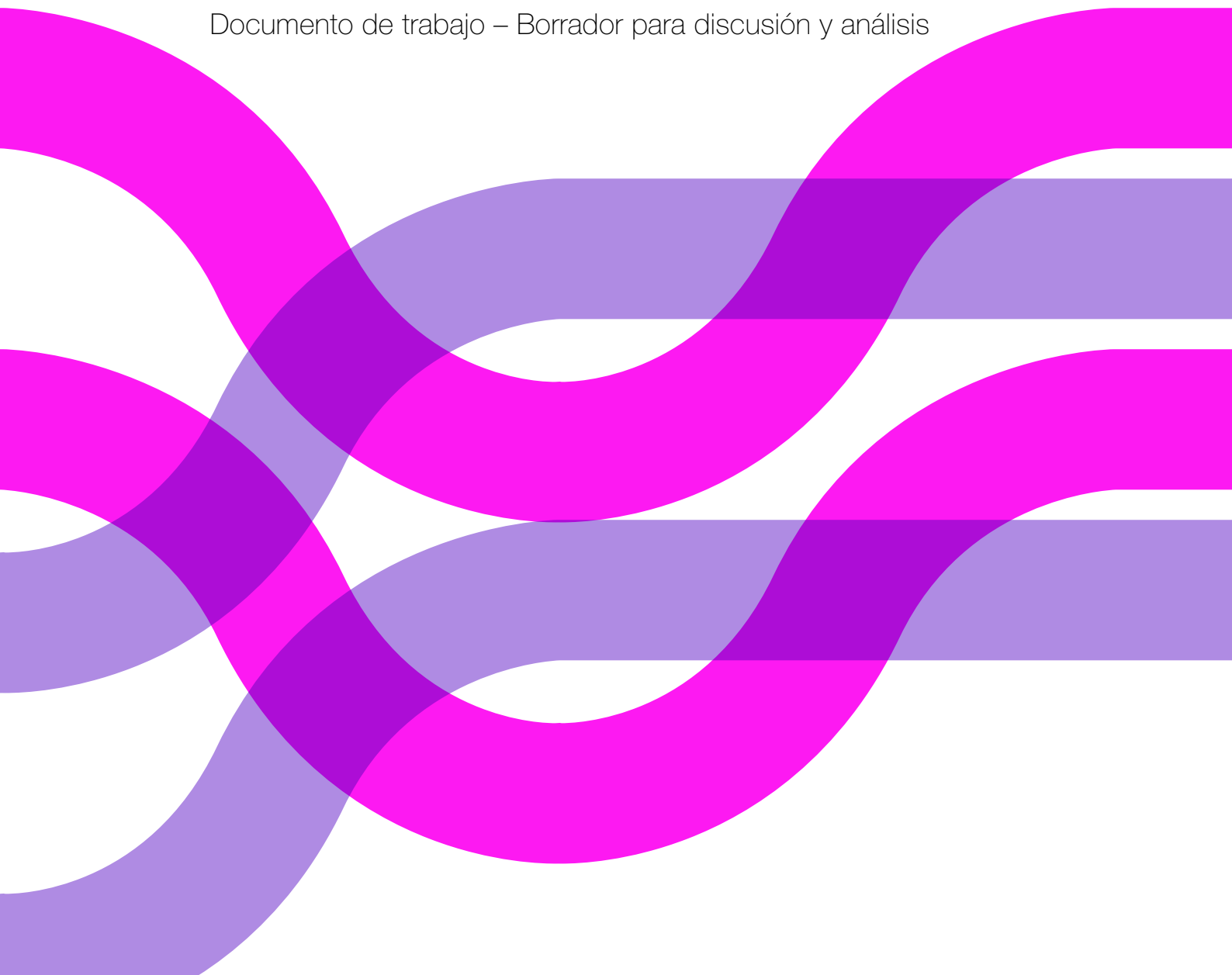


ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



NACIONES UNIDAS



Organización de los
Estados Americanos

Vicepresidencia de Energía de CAF
Hamilton Moss, Vicepresidente Corporativo
Mauricio Garrón, Especialista senior. Coordinador general del estudio

Comisión técnica del estudio:

Roberto Franca y Verónica Miranda, ALADI
Amanda Pereira, ARPEL

Ignacio Fernández, Pablo Cisneros, Alvaro Atilano y Mauricio Garrón, CAF

Hugo Altomonte, Beno Ruchansky y Hugo Ventura, CEPAL

Hugo Rincón y Juan Carlos Belza, CIER

Juan Cruz Monticelli y Mark Lambrides, OEA

Gabriel Hernández, Pablo Garcés y Néstor Luna, OLADE

Gloria Piña, Marco Vera y Edwin Cruz, WEC-LAC

Los informes del Estudio Sectorial *Hacia Una Nueva Agenda Energética Para La Región* fueron realizados por la Fundación Bariloche (FB) con la colaboración del Instituto de Eletrotécnica e Energia (actualmente Instituto de Energía y Ambiente) de la Universidad de San Pablo (IEE-USP) para el análisis del caso de Brasil.

La elaboración de este informe estuvo a cargo del equipo de trabajo FB- IEE-USP que fue coordinado por Roberto Kozulj y estuvo integrado por Hilda Dubrovsky, Raúl Landaveri, Francisco Lallana, Daniel Bouille, Gustavo Nadal, Gonzalo Bravo, Nicolás Di Sbroiavacca, Osvaldo Girardin, Héctor Pistonesi, Víctor Bravo, Ildo Sauer, Julieta Puerto Rico, Juliana Ferrari Chade Ricosti, Larissa Araujo Rodrigues, Lizett Lopez Suarez, Luis Tadeo Siqueira y Sonia Seger Mercedes.

Se agradece la colaboración de los representantes de las empresas y países que participaron en los diferentes comités y reuniones de revisión del mismo. Igualmente se agradece la participación en la etapa inicial del estudio a José Félix García, ex Secretario Ejecutivo de Arpel; y Plinio Fonseca ex Secretario Ejecutivo de CIER.

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF ni de las instituciones participantes. La versión digital de esta publicación se encuentra en publicaciones.caf.com

©2013 Corporación Andina de Fomento
Todos los derechos reservados

INDICE

	Pág.
1. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Evolución y situación actual de los procesos de integración eléctrica	3
1.2.3. Análisis de Mesoamérica	8
1.2.4. Análisis del Área Andina	12
1.2.5. Análisis del Área Sur.....	16
1.3. Integración aspectos regulatorios	21
1.3.1. Mesoamérica y el SIEPAC.....	21
1.3.2. Regulación Región Andina.....	26
1.3.3. Regulación Mercosur	29
1.3.4. Los acuerdos del UNASUR: enunciación de principios y orientaciones generales.....	31
1.3.4.1. Marco Institucional del Sector Energético	35
1.3.4.2. Consejo Energético Suramericano	35
1.3.4.3. Anteproyecto de lineamientos de la estrategia Energética Sudamericana	38
1.4. Conclusiones	46
2. INTEGRACIÓN DE MERCADOS DE GAS NATURAL.....	50
2.1. Antecedentes históricos: Suramérica.....	50
2.2. Reservas, Producción, Consumo y Flujos de Intercambio en América del Sur: retrospectiva y situación presente	63
2.3. Integración de Gas en el caso de Centroamérica.....	70
2.3.1. Antecedentes	70
2.3.2. Las alternativas estudiadas.....	72
2.3.3. Análisis de las ventajas y desventajas de las alternativas de integración gasífera en Centroamérica con y sin la inclusión del mercado de México	75
2.3.4. Acerca de las recomendaciones contenidas en el estudio de la integración de mercados de gas en Centroamérica y México	77
2.3.5. Agenda indicativa de tareas y plazos estimados	80
3. CONCLUSIONES.....	82

INDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 1.2.3.4. Proyecciones de los intercambios netos en Mesoamérica.....	12
Gráfico 2.1.1. Exportaciones de gas de argentina a Chile: período 2006-2008 la progresiva extinción.....	54
Gráfico 2.1.2. Exportaciones de gas de Argentina a países vecinos 1997-2011. En millones de m3 por día	57
Gráfico 2.1.3. Exportaciones de Gas de Colombia a Venezuela 2007-2012.....	61
Gráfico 2.2.1. Evolución de las Reservas de Gas en la Región 1980-2011 (en miles de millones de m3).....	63
Gráfico 2.2.1. Variación de las Reservas de Gas en la Región 1980-2011 (en miles de millones de m3)	64
Gráfico 2.2.2. Evolución de la Producción de Gas en AL y C. 1970-2011 (en BCFD).....	65
Gráfico 2.2.3. Incrementos en la producción de gas en AL y C. 1977-2011 y 2003-2011 (en BCFD).....	65
Gráfico 2.2.4. Consumo interno de GN acumulado entre 2010 y 2025 de los países consumidores y reservas comprobadas: Hipótesis Reservas de Venezuela datos nominales	66
Gráfico 2.2.5. Consumo interno de GN acumulado entre 2010 y 2025 de los países consumidores y reservas comprobadas: Hipótesis Reservas de Venezuela Hipótesis 20% de las reservas nominales.....	67
Gráfico 2.2.6. Potenciales de reservas convencionales de gas no explotadas. En BCM	70

INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1.2.1. Interconexiones y centrales eléctricas internacionales	5
Cuadro 1.2.2. Total Importaciones y Exportaciones	6
Cuadro 1.2.3. Evolución de las Importaciones / Demanda.....	7
Cuadro 1.2.3.1. Capacidades actuales y previstas de interconexión en Mesoamérica (*)	9
Cuadro 1.2.3.2. Porcentajes de avance de las obras del SIEPAC	9
Cuadro 1.2.4.1. Escenarios de Expansión en Generación en Colombia	14
Cuadro 1.2.4.2. Proyectos de la subregión Andina estudiados en CIER 15 por tipo de intercambio	15
Cuadro 1.2.5.1. Intercambios de energía entre países (GWh) – Año 2009.....	18
Cuadro 2.1.1. Exportaciones desde Argentina por gasoducto vinculado al sistema troncal 1997-2011. En Millones de m3 por día y porcentajes sobre capacidad nominal de los gasoductos	55
Cuadro 2.1.2. Exportaciones desde Argentina realizadas por productores 1997-2011. En Millones de m3 por día y porcentajes sobre capacidad nominal de los gasoductos	56
Cuadro 2.1.3. Importaciones de gas de Brasil. En Millones de m3 por día y porcentajes sobre capacidad nominal de los gasoductos.....	58
Cuadro 2.1.4. Posicionamiento de PDVSA en Petróleo y Gas respecto a otras empresas operadoras de gran escala.....	60
Cuadro 2.1.5. Plan de Negocios de PDVSA: inversiones proyectadas 2012-2018	60
Cuadro 2.2.1. Reservas no descubiertas de gas según cuenca sedimentaria y grado de probabilidad. En BMC	69
Cuadro 2.3.2.1. Inversiones requeridas según alternativas de suministro y escenarios de demanda.....	74
Cuadro 2.3.2.2. Tarifas resultantes según alternativas de suministro y escenarios de demanda	74
Cuadro 2.3.2.3. Márgenes de negociación del gas con Alta Demanda	75
Cuadro 2.3.2.4. Márgenes de negociación del gas con Baja Demanda ⁵	75

INDICE DE MAPAS

	Pág.
Mapa 1.1. Complementariedades Hidrológicas en los países de América del Sur.....	1
Mapa 1.2.1. Centrales e interconexiones eléctricas internacionales	4
Mapa 1.2.3.1. Sistema de transmisión del SIEPAC.....	8
Mapa 1.2.3.2. Interconexión Colombia - Panamá.....	11
Mapa 2.1.1. Estado de las redes de gasoductos construidos, en construcción, proyectados y en estudio hacia 2005.....	52
Mapa 2.1.2. Red de Gasoductos y Reservas de Gas Natural	62
Mapa 2.1.3. Principales cuencas sedimentarias de la región.....	68

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.3.4.2.1. Evolución de la Institucionalidad Energética Suramericana	36
Figura 1.3.4.2.2. Decisiones Alcanzadas y Próximos Pasos	37
Figura 1.4.1. Acerca de los bloques regionales de integración	46
Figura 1.4.2. Acerca de la dinámica del proceso de integración	48

1. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

1.1. Introducción

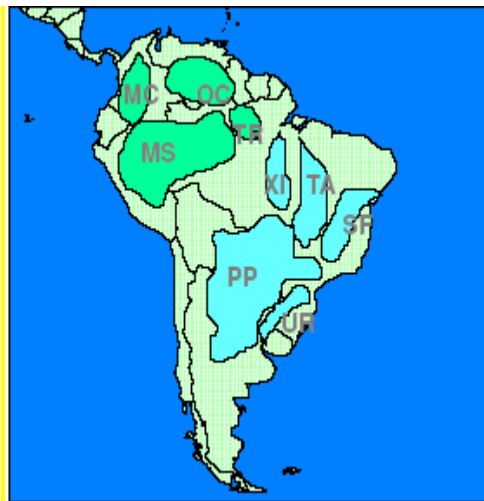
Diferentes estudios realizados y el desarrollo de las tareas precedentes, indican que las magnitudes y estructuras de las ofertas y demandas energéticas de la región, presentan importantes complementariedades estratégicas, en especial en algunas subregiones. CIER (01, 02, CIER 15, y otros), CAF, OLADE, CEPAL, y otras instituciones han estudiado profundamente estas oportunidades.

Los estudios que CIER, lleva adelante hace casi cinco décadas, han indicado que la integración de sistemas eléctricos, puede generar importantes beneficios para los países intervinientes. La complementariedad hidroeléctrica entre países con características y cuencas hidrográficas distintas, o el apoyo hidro-térmico entre sistemas nacionales (disminuyendo riesgos hidrológicos, o el aprovechamiento de la diversidad de disponibilidades y costos de combustibles), o la utilización de potenciales diferencias de diversidad horaria en las demandas, así como la complementación estacional, son algunos de los beneficios que permiten justificar las interconexiones.

El aprovechamiento de las Complementariedades Hidrológicas en los países de América del Sur detectadas en el Proyecto CIER 01, ha sido uno de los resultados más importantes. Se ha observado la gran complementariedad entre las cuencas en el norte (en verde) y las cuencas del sur (en celeste) que se detallan en el siguiente mapa

Mapa 1.1. Complementariedades Hidrológicas en los países de América del Sur

MC:Magdalena-Cauca
OC:Orinoco-Caroni
MS:Marañón-Solimoes
TR:Trombetas
XI:Xingú
TA:Tocantins-Araguaia
SF:San Francisco
PP:Paraná-Paraguay
UR:Uruguay



Fuente: CIER.

En el proyecto Cier 15 ¹, se señalaba por su parte, que: “la región latinoamericana posee los factores relevantes para hacer factible una integración energética mayor, tales como: (i) complementariedad de la oferta energética y de la demanda de energía y potencia; (ii) beneficios económicos claramente identificados; (iii) factibilidad técnica y ambiental; (iv) experiencia y capacidad de los organismos reguladores; y (v) experiencia de operación de mercados mayoristas. En el caso de América Central, la interconexión eléctrica entre todos los países es una realidad desde el año 2002, y en donde además, la integración de los mercados nacionales se ha logrado con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual se verá fortalecido con la construcción del Proyecto SIEPAC. En lo que se refiere a

¹ Proyecto CIER 15 “Transacciones de energía entre los sistemas de las comunidad Andina, América Central y Cono Sur – Factibilidad de su Integración”

Sudamérica, se tiene un proceso firme de integración en la Comunidad Andina (CAN), y en estado más incipiente en el MERCOSUR”.

La integración energética es un instrumento contundente para garantizar la sustentabilidad energética (y política) de la región. Sin embargo los avances en esa dirección no han sido fáciles, ni veloces, en especial para el desarrollo de obras de infraestructura fija. Así, se han logrado algunos importantes resultados, aunque persisten barreras de diverso tipo que no permiten incorporar a la integración, como una alternativa beneficiosa en el más amplio sentido.

En el pasado los procesos de integración energética se iniciaron con numerosos acuerdos, de diverso tipo, concertados casi todos, entre los Estados². Dentro de ese marco, se desarrollaron por ejemplo emprendimientos binacionales hidroeléctricos como Salto Grande, Itaipú, y Yacyretá); los gasoductos entre Argentina y Chile (o en su momento Bolivia y Brasil); las interconexiones eléctricas entre Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela; o entre la mayoría de los países de Centroamérica así como los compromisos de abastecimiento de hidrocarburos hacia estos últimos por parte de Venezuela y México en el marco del Pacto de San José.

Según indica CIER³ “los proyectos asociados a la explotación conjunta de los ríos limítrofes constituyeron la primer forma de integración y, aunque no se aprovechó toda la potencialidad de los beneficios obtenibles, aportó importantes beneficios a los sectores eléctricos de los países involucrados, permitiendo desarrollar proyectos de gran envergadura que suministraron una alternativa al uso del petróleo, cuyo precio resultaba muy alto luego del shock de la década del 70. Adicionalmente, esta etapa dejó los primeros componentes de una infraestructura de transmisión de electricidad, y una importante experiencia de relacionamiento entre los operadores nacionales de los sistemas.”

Dentro de los avances en los procesos de integración recientes, se observan variantes con respecto a los procesos mencionados. *Efectivamente, muchos de ellos están asociados, mas que a estrategias de integración regional, a metodologías más pragmáticas que buscan consolidar ante todo los beneficios comerciales tangibles en un marco de políticas flexibles en correspondencia con el alcance y la profundidad de las reformas sectoriales implementadas en su mayoría en los 90's.*

Dentro de ese marco se observan por ejemplo: alianzas entre empresas nacionales (algunas de origen extranjero) de impacto regional como por ejemplo: YPF, PETROBRAS, PDVSA, ENAP, UTE, ISA, UTE, Eletrobras, ENDESA, etc. Según se indica en el trabajo citado: *“los logros más importantes parecen haberse concentrado en la liberalización comercial, teniendo por el momento alcances muy parciales en lo que se refiere a los aspectos ligados a la cooperación y complementación productiva. Al mismo tiempo, dichos avances están seriamente amenazados por la precariedad macroeconómica ante turbulencias en el mercado financiero internacional”.*

Cabría agregar al respecto, que los cambios de orientación política y modelos divergentes introducen continuos cambios en el avance concreto de estas posibilidades de integración y cooperación

Sin embargo, paralelamente, la integración energética asociada a objetivos de cooperación y complementación, se presenta en las agendas gubernamentales y en las reuniones regionales, y mas recientemente en los planes energéticos/eléctricos nacionales (aunque sin correspondencia entre países). Luego, a la hora de la concreción surge una diversidad de

² Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas, Cepal.....

³ CIER 15, op. Cit.

elementos limitantes. Posiblemente, y en función de los análisis realizados en los temas II y III, se estima que solamente se podría avanzar mas fácilmente si se logra una efectiva articulación entre las políticas públicas de las naciones involucradas, con activa participación de los diversos actores (públicos, privados, usuarios, etc.) a fin de lograr consensos equitativos para que dichos potenciales puedan ser explotados en función del beneficio de las sociedades afectadas. Es ello posible? En cuanto a las posibilidades técnicas ya se vio que el estudio de la región indica que a nivel mundial es una de las que tiene mayor potencial de desarrollo en cuanto a su mercado potencial de casi 400 millones de habitantes, gran biodiversidad, y abundantes recursos, sobre todo en energías renovables.

En cuanto a las posibilidades políticas e institucionales, parecería que existen mas dificultades, y que sería necesario, que se desarrolle un planteo orientado a la elaboración de un plan de integración eléctrica regional y subregional en el cual tengan un rol central los organismos nacionales responsables de la política económica y energética, y de las relaciones internacionales y comerciales, con el apoyo de entidades de integración y cooperación regional que debería coordinar y aunar esfuerzos a tal fin.

En este sentido, podría buscarse un esquema en el cual la UNASUR⁴, la CAN que es responsable de las regulaciones supranacionales de las TIE intracomunitarias para sus países miembros, con la contribución de organismos especializados como la OLADE, la CIER y ARPEL (cuyos ámbitos de trabajo están relacionados con la integración energética, y la CEPAL, con una vasta experiencia de décadas en apoyar estas iniciativas en el Istmo centroamericano, pudieran apoyar a los países el área en la formulación e implementación de una estrategia que apunte a la conformación de mercados eléctricos regionales.

Para poder avanzar en esa dirección, se profundiza en el conocimiento de los procesos de integración, su situación reciente, y actual de la infraestructura de interconexión y los intercambios energéticos realizados. Asimismo, se presentan hipótesis sobre la probable evolución futura de los procesos de integración a nivel de subregiones. Los análisis e identificación de aspectos regulatorios e institucionales, complementan el conocimiento de estos procesos, y permiten arrojar luz sobre gran parte de las barreras mencionadas.

Las fuentes utilizadas han sido documentos oficiales, o de fuentes reconocidas y se ha contado también con la opinión de profesionales destacados, vinculados al comercio internacional de energía y sus tendencias futuras.

1.2. Evolución y situación actual de los procesos de integración eléctrica

El informe de la primera fase del proyecto CIER 15 describe en detalle la evolución histórica de la integración eléctrica regional, y presenta una clasificación de los procesos ocurridos indicando que: el primer tipo de integración eléctrica ha sido la construcción de las plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1800 MW) en 1979, Itaipú (Paraguay y Brasil, 14 mil MW) en 1984, y Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1800 MW) en 1998. El segundo tipo de integración regional ha sido la construcción de líneas de interconexión para el comercio internacional de electricidad, por ejemplo, Colombia → Ecuador y Argentina → Brasil. (Aunque estas interconexiones permitan el envío de electricidad en direcciones opuestas, se indica los flujos dominantes). Finalmente, el tercer tipo de integración, y de mayor alcance tiene el objetivo de compartir reservas energéticas y aprovechar la diversidad hidrológica. Un ejemplo lo constituye la interconexión de los países de Centroamérica, que sería reforzada con la entrada en operación de las líneas del SIEPAC.

⁴ El Tratado Constitutivo de la UNASUR entró en vigencia el 11 de marzo de 2011 con la ratificación de 9 países, estableciéndose la Sede de la Secretaría General en Quito Ecuador. Resta la ratificación legislativa de Brasil, Colombia y Paraguay, que se está tramitando en los respectivos Parlamentos.

A continuación se presenta el mapa de CIER, con las principales interconexiones y centrales hidroeléctricas binacionales existentes, y proyectadas en Sud América.

Mapa 1.2.1. Centrales e interconexiones eléctricas internacionales



Fuente: Cier, Síntesis Informativa Energética de los Países de la Cier (2009)

Cuadro 1.2.1. Interconexiones y centrales eléctricas internacionales

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Ar-Bo	La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo)	13,2 kV	Existente
Ar-Bo	Poolitos (Ar) – Yaculba (Bo)	33 kV	Existente
Ar-CI	Río Turbio (Ar) – Puerto Natales (CI)	33 kV	Existente
Ar-Py	Posadas (Ar) – Encarnación (Py)	33 kV	Operativa, 10 MW
Ar-Uy	Concordia (Ar) – Salto (Uy)	30 kV	No operativa
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br)	13,8 kV	Existente
Bo-Br	San Matías (Bo) – Cortxa (Br)	35 kV	Operativa
Bo-Pe	Desaguadero (Bo) – Zepita (Pe)	24,9 kV	Existente
Bo-Pe	Casani (Bo) – Yunguyo (Pe)	24,9 kV	Existente
Br-Co	Tabatinga (Br) – Letícia (Co)	13,8 kV	Existente
Br-Py	Ponta Pora (Br) – Pedro Caballero (Py)	22 kV	Operativa, 6 MW
Co-Ve	Arauca (Co) – Guasdualito (Ve)	34,5 kV	Operativa, 6 MW
Co-Ve	Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve)	34,5 kV	Operativa, 7,5 MW

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
1	Co-Ve	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60 Hz)
2	Co-Ve	Tibú (Co) – La Fria (Ve)	115 kV	36 / 80 MW	Operativa (60 Hz)
3	Co-Ve	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60 Hz)
4	Co-Pa	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)	-	300 MW	En estudio
5	Co-Ec	Pasto (Co) – Quito (Ec)	230 kV	200 / 250 MW	Operativa (60 Hz)
6	Co-Ec	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 kV	250 MW	Operativa (60 Hz)
7	Co-Ec	Ipiales (Co) – Tulcan (Ec)	138 kV	35 MW	Operativa (60 Hz)
8	Ec-Pe	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 kV	110 MW	Operativa (60 Hz)
9	Br-Ve	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400 kV	200 MW	Operativa (60 Hz)
10	Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En proyecto (50/60 Hz)
11	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500/220 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz)
12	Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	220 / 138 kV	50 MW	Operativa (60/50 Hz)
13	Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220 / 132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)
14	Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	150 MW	Operativa (50 Hz)
15	Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 kV	3.200 MW	Operativa (50 Hz)
16	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.000 / 2.200 MW	Operativa (50/60 Hz)
17	Ar-Br	P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)
18	Ar-Uy	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy)	500 kV	1.690 MW	Operativa (50 Hz)
19	Ar-Uy	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Op. en emerg. (50 Hz)
20	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1.386 MW	Operativa (50 Hz)
21	Br-Uy	Livramento (Br) – Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz)
22	Br-Uy	Pte. Médici (Br) – San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	En construc. (60/50 Hz)
23	Ar-CI	C.T. TernoAndes (Ar) – Sub.Andes (CI)	345 kV	633 MW	Operativa (50 Hz)

Ref.	Países	Denominación	Río	Cap. Instalada	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.690 MW	En operación
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3.200 MW	En operación
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1.500 MW	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3.400 MW	En estudio

Fuente: Cier, Síntesis Informativa Energética de los Países de la Cier (2009)

Se observa que prácticamente todos los países tienen nexos con algún país vecino. Sin embargo si se analizan los intercambios de electricidad que cada subregión y país han concretado, no parecen relevantes.

En los Cuadros siguientes para el nivel nacional y subregional se presentan: la evolución de los intercambios realizados (GWh) y la evolución del porcentaje que las exportaciones e importaciones, sobre la demanda final de electricidad a la que se la han agregado las pérdidas eléctricas. Todos estos valores han sido obtenidos de los balances energéticos (SIEE/OLADE).

Cuadro 1.2.2. Total Importaciones y Exportaciones

Total importaciones (GWh)

Total Exportaciones (GWh)

Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09	Pais - Reg	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 90-09
A - Caribe									A - Caribe								
Barbados									Barbados								
Cuba									Cuba								
Grenada									Grenada								
Guyana									Guyana								
Haiti									Haiti								
Jamaica									Jamaica								
Rep. Dominicana									Rep. Domir								
Suriname									Suriname								
Trinidad Y Tobago									Trinidad Y								
B - Mesoamérica	1.072	1.536	2.554	652	809	9,1%	-12,0%	-1,5%	B - Mesoam	2.458	2.298	1.689	1.851	1.653	-3,7%	-0,2%	-2,1%
Costa Rica	289	180	22	81	151	-22,9%	24,2%	-3,4%	Costa Rica	126	151	531	70	134	15,5%	-14,2%	0,3%
El Salvador	11	30	808	322	208	53,6%	-14,0%	16,7%	El Salvado	9	65	112	38	79	28,7%	-3,8%	12,1%
Guatemala	9	65	123	23	37	29,9%	-12,4%	7,8%	Guatemala	11	30	827	335	94	54,0%	-21,5%	11,9%
Honduras	3	12	281	58	0	57,3%	-57,9%	-15,8%	Honduras	337	30	4	2		-35,3%		
Mexico	575	1.164	1.070	87	346	6,4%	-11,8%	-2,6%	Mexico	1.946	1.944	195	1.292	1.249	-20,5%	22,9%	-2,3%
Nicaragua	66		116	25	2	5,8%	-37,3%	-17,4%	Nicaragua			1	8	1		1,1%	
Panama	119	85	135	55	64	1,3%	-7,9%	-3,2%	Panama	29	78	18	106	95	-4,8%	20,5%	6,5%
C - Área Andina	211	383	94	1.740	1.402	-7,8%	35,0%	10,5%	C - Área A	2	3	43	1.792	1.793	36,1%	51,3%	43,1%
Bolivia	11	13	16			4,0%			Bolivia	2	3	6			12,0%		
Colombia	200	370	78	16	21	-9,0%	-13,6%	-11,2%	Colombia			37	1.768	1.077		45,5%	
Ecuador				1.724	1.120				Ecuador				16	21			
Peru									Peru				8	63			
Venezuela					260				Venezuela					633			
D - Área Del Sur	29.321	37.876	54.103	50.870	51.635	6,3%	-0,5%	3,0%	D - Área D	27.426	35.823	54.305	48.933	48.915	7,1%	-1,2%	3,1%
Argentina	2.682	2.343	7.250	8.018	8.601	10,5%	1,9%	6,3%	Argentina	32	220	6.023	4.140	2.445	68,7%	-9,5%	25,6%
Brasil	26.539	35.344	44.335	39.112	40.748	5,3%	-0,9%	2,3%	Brasil	7		7	160	1.080		75,1%	30,4%
Chile			1.190	2.152	819		-4,1%		Chile								
Paraguay	48			2					Paraguay	24.797	35.371	47.332	43.792	45.125	6,7%	-0,5%	3,2%
Uruguay	51	188	1.328	1.585	1.468	38,5%	1,1%	19,3%	Uruguay	2.589	233	942	841	265	-9,6%	-13,1%	-11,3%
E - América Del Sur	29.531	38.259	54.197	52.609	53.037	6,3%	-0,2%	3,1%	E - Améric	27.427	35.826	54.348	50.725	50.708	7,1%	-0,8%	3,3%
América Latina Y Carib	30.603	39.794	56.751	53.261	53.846	6,4%	-0,6%	3,0%	América L	29.886	38.125	56.036	52.576	52.360	6,5%	-0,8%	3,0%
Centro América	497	372	1.484	565	463	11,6%	-12,1%	-0,4%	Centro Am	512	354	1.494	560	404	11,3%	-13,5%	-1,2%
Cono Sur	2.781	2.531	9.768	11.758	10.888	13,4%	1,2%	7,4%	Cono Sur	27.419	35.823	54.298	48.773	47.835	7,1%	-1,4%	3,0%

Fuente: SIEE-OLADE

Cuadro 1.2.3. Evolución de las Importaciones / Demanda

Evolución de las Importaciones / Demanda (%)									Evolución de las Exportaciones / Demanda (%)									
Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09	Pais - Región / Año	1990	1995	2000	2005	2009	Tasa 90-00	Tasa 00-09	Tasa 00-09	
A - Caribe									A - Caribe									
Barbados									Barbados									
Cuba									Cuba									
Grenada									Grenada									
Guyana									Guyana									
Haiti									Haiti									
Jamaica									Jamaica									
Rep. Dominicana									Rep. Dominicana									
Suriname									Suriname									
Trinidad Y Tobago									Trinidad Y Tobago									
B - Mesoamérica	0,9%	1,0%	1,2%	0,3%	0,3%	3,2%	-14,2%	-5,4%	B - Mesoamérica	1,9%	1,4%	0,8%	0,9%	0,8%	-8,7%	0,9%	-4,2%	
Costa Rica	8,0%	3,8%	0,4%	1,0%	1,6%	-26,6%	18,2%	-8,0%	Costa Rica	3,6%	3,1%	7,7%	0,8%	1,4%	7,8%	-16,9%	-4,7%	
El Salvador	0,5%	0,9%	19,3%	6,7%	4,0%	43,4%	-15,9%	11,4%	El Salvador	0,4%	2,1%	3,2%	0,9%	1,5%	22,4%	-8,1%	6,9%	
Guatemala	0,4%	1,9%	2,3%	0,3%	0,4%	19,5%	-17,2%	0,5%	Guatemala	0,5%	0,9%	14,0%	4,6%	1,1%	39,6%	-24,4%	4,4%	
Honduras	0,2%	0,4%	7,1%	1,0%	0,0%	46,5%	-60,1%	-20,9%	Honduras	14,8%	1,1%	0,1%	0,0%		-38,4%			
Mexico	0,5%	0,9%	0,6%	0,0%	0,2%	0,8%	-13,7%	-6,4%	Mexico	1,7%	1,4%	0,1%	0,8%	0,8%	-24,5%	25,7%	-3,9%	
Nicaragua	4,7%		5,0%	0,9%	0,1%	0,7%	-39,4%	-20,8%	Nicaragua			0,1%	0,3%	0,0%		-2,8%		
Panama	4,3%	2,4%	2,9%	1,0%	1,0%	-4,1%	-11,4%	-7,6%	Panama	1,1%	2,3%	0,4%	2,0%	1,4%	-9,8%	14,9%	1,2%	
C - Área Andina	0,2%	0,3%	0,1%	0,9%	0,6%	-11,0%	30,0%	6,5%	C - Área Andina	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,8%	31,1%	45,4%	37,7%	
Bolivia	0,5%	0,4%	0,4%			-2,4%			Bolivia	0,1%	0,1%	0,2%			4,6%			
Colombia	0,6%	0,8%	0,2%	0,0%	0,0%	-11,2%	-15,4%	-13,2%	Colombia			0,1%	3,6%	2,0%		41,7%		
Ecuador				12,7%	6,8%				Ecuador				0,1%	0,1%				
Peru									Peru				0,0%	0,2%				
Venezuela					0,2%				Venezuela					0,5%				
D - Área Del Sur	9,3%	9,3%	10,3%	8,5%	7,5%	1,1%	-3,5%	-1,1%	D - Área Del Sur	8,9%	9,1%	10,8%	8,6%	7,7%	2,0%	-3,7%	-0,7%	
Argentina	5,4%	3,5%	8,3%	7,5%	6,9%	4,3%	-2,0%	1,3%	Argentina	0,1%	0,3%	7,4%	4,3%	2,3%	59,2%	-12,4%	20,0%	
Brasil	10,9%	11,7%	11,6%	9,2%	8,4%	0,6%	-3,6%	-1,4%	Brasil	0,0%		0,0%	0,0%	0,3%	-4,2%	70,6%	25,9%	
Chile			3,0%	4,1%	1,4%		-8,3%		Chile									
Paraguay	2,1%			0,0%					Paraguay	91,3%	89,1%	88,5%	85,6%	82,1%	-0,3%	-0,8%	-0,6%	
Uruguay	1,1%	3,1%	17,0%	19,2%	16,7%	32,0%	-0,2%	15,6%	Uruguay	35,2%	3,7%	12,5%	11,0%	3,6%	-9,8%	-12,8%	-11,3%	
E - América Del Sur	6,9%	7,0%	7,9%	6,6%	5,8%	1,4%	-3,4%	-0,9%	E - América Del Sur	6,6%	6,7%	8,2%	6,7%	5,9%	2,3%	-3,6%	-0,6%	
América Latina Y Caribe	5,3%	5,4%	6,1%	4,9%	4,4%	1,4%	-3,6%	-1,0%	América Latina Y Caribe	5,3%	5,3%	6,2%	5,3%	4,8%	1,6%	-2,8%	-0,5%	
Centro América	3,5%	1,9%	5,6%	1,6%	1,2%	4,8%	-16,0%	-5,6%	Centro América	3,6%	1,8%	5,6%	1,7%	1,0%	4,4%	-17,2%	-6,5%	
Cono Sur	3,8%	2,4%	6,9%	6,7%	5,4%	6,3%	-2,8%	1,9%	Cono Sur	27,9%	26,8%	30,2%	23,9%	21,1%	0,8%	-3,9%	-1,5%	

Fuente: SIEE-OLADE

1.2.3. Análisis de Mesoamérica

En Centroamérica, los avances en la integración han sido relevantes. La primera interconexión internacional fue entre Honduras y Nicaragua (1975), siguieron la de Costa Rica y Nicaragua (1982), Costa Rica-Panamá y el Salvador-Guatemala ambas en 1986. La interconexión El Salvador y Honduras, se completó hacia fines de 2002, y así los seis países del istmo centroamericano, desde Guatemala hasta Panamá, quedaron unidos eléctricamente. Ellos conforman el Mercado Eléctrico Regional⁵ se encuentran interconectados por la denominada Red de Transporte Regional (RTR). El nivel de tensión de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque al interior de cada sistema se utiliza también 138 kV, 115 kV y otras tensiones menores.

A nivel de infraestructura, en esta subregión avanza la construcción del Sistema de la interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC), que aumenta la capacidad y la confiabilidad de las interconexiones, y posibilita la existencia de un tipo de plantas regionales particularmente importante. En el Mapa 1.2.3.1 se presenta el trazado del SIEPAC.

Existen importantes avances en la obra, que se espera concluya en 2012 aún cuando los problemas de derechos de paso en costa rica parecieran dilatar este plazo por unos dos años. Los niveles de tensión son de 230 kV, y vincula los nodos frontera de cada país con 1800 kilómetros permitiendo incrementar los intercambios de energía de hasta 300MW

Mapa 1.2.3.1. Sistema de transmisión del SIEPAC



Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2011-2025 Diciembre 2010. Consejo de Electrificación de América Central

Las capacidades actuales (12/2010) y previstas de interconexión en Mesoamérica, así como las fechas de entrada en funcionamiento, se indican en la Tabla siguiente

⁵ Con el MER, se crearon otras instituciones, que luego serán presentadas, como el Ente Operador Regional (EOR), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que es la sociedad anónima dueña de la línea.

Cuadro 1.2.3.1. Capacidades actuales y previstas de interconexión en Mesoamérica (*)

CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES									
MW									
ENLACES	Fecha Entrada	GU-ES N-S/S-N	GU-HO N-S/S-N	ES-HO N-S/S-N	HO-NI N-S/S-N	NI-CR N-S/S-N	CR-PA N-S/S-N	MX-GU N-S/S-N	PA-CO N-S/S-N
Sistema Actual	Existente	67 / 44	-	125 / 101	42 / 54	48 / 78	39 / 0	200 / 70	-
SIEPAC 1er Circ.	2012	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	-
PA-Colombia	2014	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	300 / 300
SIEPAC 2do Circ.+ Ampl. PA - Colombia	2020	600 / 600	600 / 600	560 / 600	564 / 600	500 / 600	450 / 450	200 / 70	600 / 600

(*) Se consideraron, fuera de la subregión los enlaces México-Guatemala y Panamá-Colombia.

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2011-2025 Diciembre 2010. Consejo de Electrificación de América Central

Un detalle de los avances indicaba, que la construcción del SIEPAC era muy significativa. El tendido de conductores en Panamá concluyó en agosto de 2009; en el tramo entre Guatemala y El Salvador el avance era del 60%; el trecho entre Honduras y Nicaragua estaba casi concluido; en el recorrido interno de Nicaragua (de la Subestación Sandino a la Subestación Ticuantepe) el avance era del 48%, mientras que se había completado 90% del tramo Subestación Ticuantepe y Frontera Costa Rica. Finalmente, el avance en el tramo Frontera Nicaragua con la Subestación Cañas era del 21%.

Al 31 de julio de 2011 el avance global en la construcción de la línea del era de 89,1%, con obras prácticamente finalizadas en tres países (Honduras, Nicaragua y Panamá). Cinco de los seis enlaces entre países han sido inaugurados al igual que dos de los cinco tramos nacionales. Las obras deberían quedar concluidas en 2012, sin embargo, como se dijera, se observan algunos retrasos que podrían demorar su terminación ⁶.

Cuadro 1.2.3.2. Porcentajes de avance de las obras del SIEPAC

	Avance Global
31/07/2011	Línea
	%
GTM	93,0%
SLV	99,8%
HND	99,9%
NIC	99,5%
CRI	65,9%
PAN	100,0%
TOTAL	89,1%

Fuente: http://www.eprsiepac.com/avance_del_proyecto_menu.htm

⁶ Se esperaba terminar la obra originalmente en 2009; pero se han sufrido retrasos, vinculados a la definición de servidumbres, permisos municipales y ambientales (vinculados a las legislaciones locales. También se realizaron cambios al trazado inicial por las dificultades constructivas, por cambios de la subestaciones de conexión a los sistemas nacionales.

Según los datos contenidos en los cuadros antes presentados, en Mesoamérica, México muestra los mayores intercambios, los cuales son con los EUA⁷, y en menor medida con Guatemala (desde 2009, con capacidad por 200 Mw). México presenta importaciones decrecientes en todo el período, y con mayor intensidad entre 2000-2009. Por su parte las exportaciones han seguido la tendencia contraria, presentando un aumento del 25.7 % a.a. entre 2000-2009.

El resto de los países de la subregión muestra diferentes sentidos de flujos de intercambio. El Salvador, y Honduras presentan un perfil importador, aunque con mayor fuerza en la primera década de análisis, ya que en 2000, alcanzaron más del 19 y 7 % respectivamente de sus demandas internas⁸. Costa Rica y Guatemala presentan un perfil exportador medio en todo el período aunque en valores absolutos muy bajos.

Se observa en los últimos años un proceso de caída a los mínimos históricos de los intercambios entre países a pesar de que el consumo de energía se triplicó en la subregión. *Las demoras en inversiones en generación, las crecientes importaciones de combustibles en los mercados nacionales y el aumento de los precios del petróleo han determinado incrementos en los precios de la energía en los mercados nacionales, produciendo efectos adversos sobre el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER)*⁹.

Los dos mercados históricamente compradores (Honduras y El Salvador) redujeron al mínimo sus importaciones, lo que significó una drástica reducción de las transacciones mencionadas (CIER, 2006. "Informe Situación Energética Regional"). Sin embargo se espera que se revierta esta tendencia y que hacia el final de las obras de interconexión se alcancen los límites técnicos de 300 MW.

A futuro el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), en su Plan Indicativo, ha estimado 12 escenarios de abastecimiento para Mesoamérica. Se destaca que en su mayoría consideran la concreción del SIEPAC, así como la interconexión con Colombia a través de Panamá (ver Gráfico siguiente).

Vale ser mencionado que a lo largo de los años, Colombia y Panamá han realizado esfuerzos y demostrado intención en el avance del proyecto, sin embargo ha sufrido retrasos¹⁰ y se espera que esté operando entre 2015 y 2016. Los estudios realizados indican que un porcentaje muy importante de la energía que transportaría la línea vendría de Colombia hacia Panamá (y al Mercado Eléctrico Regional - MER). Considerando que Colombia está interconectada con Venezuela y Ecuador, esto podría implicar potenciales niveles de intercambio entre subregiones. No obstante el ingreso de energía a precios muy diferentes, es una traba para la integración real en tanto la cuestión de la existencia de plantas de despacho marginal muy ineficientes que permiten capturas de rentas hidroeléctricas (inframarginales) en Panamá puede ser una barrera real aún no superada.

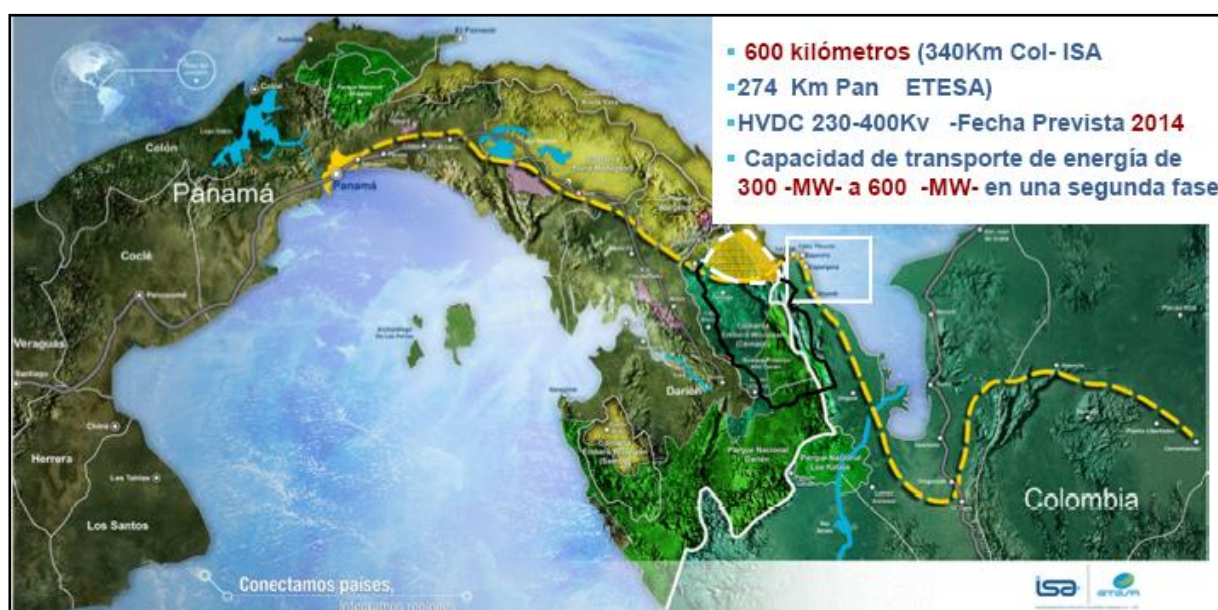
⁷ El sistema interconectado de Baja California (norte) se encuentra ligado con la red occidental de EUA, el Western Electricity Coordinating Council (WECC), por medio de dos enlaces de transmisión a 230 kV. Esto ha permitido a CFE realizar exportaciones e importaciones de capacidad y energía, y recibir apoyo en situaciones de emergencia.

⁸ Los intercambios de energía entre los países de Centroamérica existían previo al inicio de operación del MER en el año 2002. Con la entrada en operación de la interconexión en 230 kV entre los sistemas eléctricos de El Salvador y Honduras en el año 2002, junto con la puesta en funcionamiento del MER se crearon las condiciones técnicas y regulatorias para permitir intercambios de energía de importación/exportación entre los seis países.

⁹ El MER, funciona en convivencia con los seis sistemas nacionales. Lo hace con reglas independientes a la de éstos, donde los agentes que participan concurren para realizar transacciones regionales de energía y cuyo funcionamiento está regulado por normas propias implementadas en el ámbito de su administración y operaciones. Los operadores de mercado y sistema locales continúan haciendo el despacho nacional, respetando la diversidad de modelos de organización sectorial en cada país. O sea que coexisten monopolios integrados verticalmente con sistemas de mercado.

¹⁰ Entre los principales motivos se destacan: el aumento de costos, demoras de fabricantes, y algunos rediseños. Se esperan también posibles demoras adicionales, debido a que la línea atraviesa un sistema ecológico complejo: el llamado Tapón del Darién lo cual pondrá también presiones de naturaleza ambiental y política al proyecto.

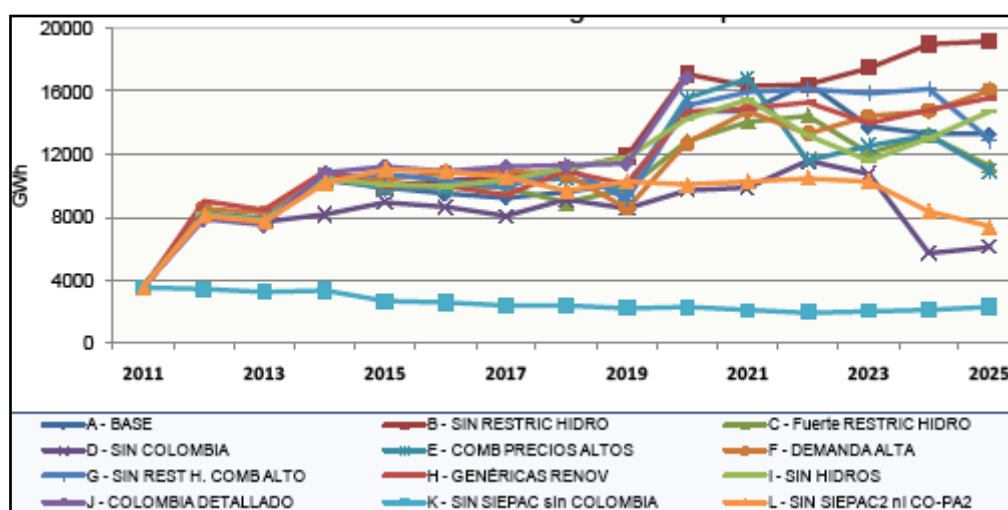
Mapa 1.2.3.2. Interconexión Colombia - Panamá



Fuente: José Vicente Camargo, “Avances en la Integración Electro Energética”. II Seminario Internacional de Interconexiones. San Pablo, 15 y 16 de Agosto de 2011

Los intercambios asociados a esos escenarios de la región (incluyendo a México y Colombia), se ilustran en la Figura siguiente. El efecto del primer circuito de SIEPAC se nota fácilmente en el 2012. El segundo circuito de SIEPAC, en el 2020, permite otro aumento del nivel de intercambios. Luego de este evento, la cantidad de energía crece lentamente. El CEAC, indica en sus conclusiones que los beneficios de la realización del SIEPAC son muy importantes para la región, en especial en un escenario de incorporación hidroeléctrica (ver Escenarios K y B). También recomienda la realización de la interconexión de Panamá con Colombia.

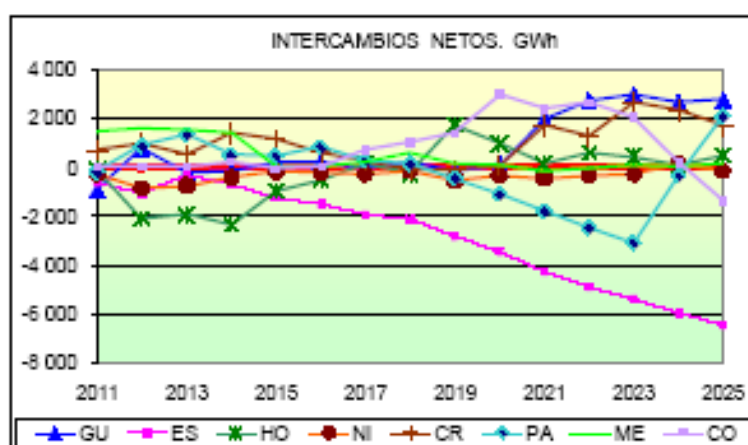
Gráfico 1.2.3.3. Intercambios Anuales de Energía en GWh por Escenario (GWh)



Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2011-2025 Diciembre 2010. Consejo de Electrificación de América Central

El Gráfico siguiente ilustra para el escenario de mayores intercambios totales (B), y la desagregación de los mismos a nivel de cada país

Gráfico 1.2.3.4. Proyecciones de los intercambios netos en Mesoamérica



Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2011-2025 Diciembre 2010. Consejo de Electrificación de América Central

1.2.4. Análisis del Área Andina

En la subregión Andina (y con países vecinos), se destaca una cantidad importante de vínculos eléctricos físicos. Algunos de ellos son de carácter limítrofe, de baja/media tensión y están aislados de los sistemas nacionales interconectados. En general tienen muy bajo factor de utilización, debido a que son fundamentalmente de respaldo o sea para utilización en pocas ocasiones. Según CIER, se destacan los siguientes vínculos:

1. **Ar-Bo La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo) 13,2 kV Existente**
2. **Ar-Bo Pocitos (Ar) – Yacuiba (Bo) 33 kV Existente**
3. **Bo-Br Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br) 13,8 kV Existente**
4. **Bo-Br San Matías (Bo) – Corixa (Br) 35 kV Operativa**
5. **Bo-Pe Desaguadero (Bo) – Zepita (Pe) 24,9 kV Existente**
6. **Bo-Pe Casani (Bo) – Yunguyo (Pe) 24,9 kV Existente**
7. **Br-Co Tabatinga (Br) – Leticia (Co) 13,8 kV Existente**
8. **Co-Ve Arauca (Co) – Guasdalito (Ve) 34,5 kV Operativa, 6 MW**
9. **Co-Ve Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve) 34,5 kV Operativa, 7,5 MW**

También se observan interconexiones de mayor porte como las que se listan a continuación:

1. Co-Ve Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve) 230 kV 150 MW Operativa (60 Hz)
2. Co-Ve Tibú (Co) – La Fría (Ve) 115 kV 36 / 80 MW Operativa (60 Hz)
3. Co-Ve San Mateo (Co) – El Corozo (Ve) 230 kV 150 MW Operativa (60 Hz)
4. Co-Ec Pasto (Co) – Quito (Ec) 230 kV 200 / 250 MW Operativa (60 Hz)
5. Co-Ec Jamondino (Co) - Pomasqui(Ec) 230 kV 250 MW Operativa (60 Hz) (2003) en 2008 se agregan 250 MW
6. Co-Ec Ipiales (Co) – Tulcán (Ec) 138 kV 35 MW Operativa (60 Hz)
7. Co-Br Leticia (Co) – Tabatinga (Br)
8. Ec-Pe Machala (Ec) – Zorritos (Pe) 230 kV 110 MW Operativa (60 Hz)
9. Br-Ve Boa Vista (Br) – El Guri (Ve) 230/400 kV 200 MW Operativa (60 Hz)

Fuente: Fuente: Cier, Síntesis Informativa Energética de los Países de la Cier (2009)

Se trata en gran parte de líneas que integran los sistemas interconectados nacionales y no están asociadas a ningún proyecto de generación en particular. La excepción la constituye la conexión entre Brasil y Venezuela, que estaría asociada a la central hidroeléctrica. El Gurí

El objetivo original de la línea fue dar respaldo con excedentes de la central a la región aislada de Boa Vista en Brasil, pero en períodos de escasez el sentido se ha invertido, y Venezuela pasó a ser importadora, según puede observarse en los cuadros siguientes.

En la Subregión Andina la capacidad efectiva de los enlaces de interconexión internacional totaliza poco más de 1000 MW, o sea un 2% de su potencia instalada. La importancia relativa en el total de la transmisión como un generador más con respecto a los sistemas nacionales es por ahora muy pobre. También el nivel de utilización de esa infraestructura ha sido escaso.

La evolución histórica de los intercambios ha sido fundamentalmente entre Colombia y Ecuador como importador. El objetivo ha sido sustituir el uso de combustibles líquidos y generación térmica ineficiente por energía térmica eficiente (utilizando el gas natural) e hidráulica (abundantes) en Colombia. Se observan importaciones relevantes en 2005, cuando los flujos representaron casi el 13% de la demanda de Ecuador, y el 3.6% de la de Colombia. En 2007, Ecuador redujo sus importaciones debido a la incorporación de una central hidroeléctrica (San Francisco), y otros equipamientos de generación.

La interconexión con Perú también cumple los mismos objetivos beneficiosos para el sistema eléctrico ecuatoriano, ya que Perú dispone tanto de recursos gasíferos como de un elevado potencial hidroeléctrico. Sin embargo los intercambios a través de la interconexión (línea Machala-Zorritos) entre Perú y Ecuador, han sido de bajo porte siempre en dirección a Ecuador como importador, salvo en 2011, en donde Perú fue importador.

También se observan intercambios puntuales entre Venezuela (importadora), y Colombia (que en 2009 alcanzan los 282 GWh). Según CIER, las interconexiones de Colombia con Venezuela a 230 kV (Circuitos Cuestecitas – Cuatricentenario y Coroza – San Mateo) son utilizadas: en el primer caso básicamente para cubrir contingencias de generación en el Área Caribe por salidas forzadas de las centrales térmicas de la costa y ante aislamientos del área Caribe. La segunda se encuentra actualmente en uso bajo un esquema de contrato bilateral entre agentes de los dos países mediante el cual Colombia realiza la venta de energía y potencia al Estado Táchira en Venezuela.

Bolivia, solamente presenta pequeños intercambios con Argentina (y Perú), a nivel fronterizo.

Con respecto a las perspectivas futuras, en general se observa que en los planes nacionales las decisiones de inversión o la orientación de las mismas apuntan a la autosuficiencia. En Colombia el Plan es referencial, y considera en todos sus escenarios potenciales intercambios con los sistemas de Ecuador y América Central (sin México), según se puede ver en el cuadro siguiente. Los diferentes escenarios analizados muestran que los intercambios de energía hacia Centroamérica y hacia Ecuador, ponen a Colombia principalmente como exportador.

Sin embargo, según indica el Plan, dichos intercambios son muy sensibles a la dinámica de desarrollo de los proyectos de los países vecinos y dependen en gran medida de las decisiones de cada uno de ellos y del marco regulatorio establecido. En el Plan, se realizan preliminarmente simulaciones en condiciones de máxima demanda, y de autoabastecimiento.

Cuadro 1.2.4.1. Escenarios de Expansión en Generación en Colombia

Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta
Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia) retiro de 198 MW en unidades a carbón y 13 MW a gas natural
Expansión Ecuador y Centroamérica (Ver tabla de proyectos)	Expansión Ecuador sin Coca Codo y Centroamérica (Ver tabla de proyectos)	Expansión Ecuador y Centroamérica (Ver tabla de proyectos) sin Coca Codo	Expansión Ecuador y Centroamérica (Ver tabla de proyectos) Sin Coca Codo
Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW
Interconexión a Panamá 300 MW a partir de 2014	Interconexión a Panamá 600 MW a partir de 2014	Interconexión a Panamá 600 MW a partir de 2014	Interconexión a Panamá 600 MW a partir de 2014
Precios medios de combustible	Precios medios de combustible	Precios Regasificación a partir del 2016	Precios medios de combustible

Fuente: Plan de Expansión en generación 2010-2024. UPME, Colombia

En Perú las inversiones derivan de decisiones privadas, y no se detectan señales en dirección a conformar un mercado regional. En Ecuador, en donde el Estado ha tomado el protagonismo de las decisiones se expresa sobre la importancia de la integración pero finalmente la autosuficiencia se plantea como el objetivo central. En el Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (2011-2021) de Bolivia no se han detectado obras destinadas al desarrollo de proyectos de integración

Según estas prospectivas no parecería equivocado suponer que a futuro se mantendrían los niveles de participación de los intercambios actuales (moderados), dependiendo de las hidrologías, retrasos en planes de obras nacionales, etc., o sea compensando las dificultades para el cumplimiento del objetivo de autosuficiencia.

Por otra parte dentro del proyecto CIER 15 se relevaron algunos proyectos de integración que han sido seleccionados por ser propuestas concretas y con un interés declarado por lo menos uno de los países involucrados; involucra varios países; y/o ilustra la diversidad de oportunidades de interconexión.

El Cuadro a continuación muestra las características de los proyectos seleccionados por CIER para la subregión Andina. Estos incluyen casi 7 mil km de nuevas líneas; cerca de 3300 MW de capacidad; y costos de inversión alrededor de mas de US\$ 3 mil millones.

Cuadro 1.2.4.2. Proyectos de la subregión Andina estudiados en CIER 15 por tipo de intercambio

Proyecto	Tipo	Fecha Año	Voltaje kV	Longitud km	Capacidad MW	Costos MMUS\$	
Economía de Escala							
PE - BR	Planta Inambari	Hidro	2015	500	3470	2200	2370
BO - BR	C. Esperanza	Hidro	2015	500	2850	800	792
Seguridad Operativa e intercambios de oportunidad							
BO - PE		Interc.	2014	230	215	125	65
Seguridad operativa y exportación de energía							
CO - PA		Interc.	2014	400	614 ²	300	207

Fuente: Proyecto C I E R - 1 5 F A S E I I – Informe Final

Los proyectos en CIER 15, han sido clasificados según las siguientes funciones destinadas a la integración:

- **Economía de escala para proyectos hidroeléctricos:** Envío de parte de la energía de las plantas hidroeléctricas Inambari (2200 MW, Perú) y Cachuela Esperanza (800 MW, Bolivia) para Brasil (identificados como PE-BR y BO-BR en el Cuadro arriba). Un aspecto interesante de estos proyectos es que estas plantas están *aguas arriba* de las plantas hidroeléctricas Jirau y Santo Antonio, en Brasil (3500 MW cada). A pesar de su potencia elevada, las centrales brasileñas son “de pasada”, esto es, no tienen embalses. Como consecuencia, un beneficio adicional de Inambari es que la operación de su embalse *regulariza* los caudales afluentes a las plantas aguas abajo y, por lo tanto, aumenta su energía firme.
- **Seguridad operativa e intercambios de oportunidad:** Proyectos de interconexión donde hay intercambios de oportunidad en ambas direcciones: es el caso de Bolivia y Perú (BO-PE en cuadro anterior).
- **Seguridad operativa y exportación de energía:** Proyectos de interconexión donde uno de los países es exportador neto: Colombia→Panamá (CO-PA, en el Cuadro anterior)

Fuera del Plan Optimo de Bolivia y de los proyectos de CIER 15, se han detectado otras iniciativas de integración. Aunque de menor alcance, son importantes para mejorar el extender el servicio eléctrico a zonas desabastecidas y/o para mejorar la calidad en zonas aisladas. Una de ellas por ejemplo la constituye el proyecto integración (gas-electricidad) con Brasil que la de ENDE esta evaluando (diciembre 2011), con el que se importarían 40MW, con el objetivo de reducir el uso de diésel en la generación de Bolivia. El proyecto habría sido discutido en la cumbre de bautismo de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y del Caribe (Celac). El proyecto consiste en que la termoeléctrica aislada que tiene ENDE en San Matías aproveche el gasoducto que va hacia Cuiabá para generar mayores volúmenes de energía, la que sería inyectada a la moderna red de transporte de Brasil para luego ser reinsertada a las poblaciones fronterizas de Beni y Pando. El proyecto permitiría el abastecimiento de poblaciones que no están conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN) como Cobija o Guayaramerín, lugares desde donde pueden realizarse conexiones a otras poblaciones como Riberalta.

En el caso de Perú, los intercambios con Brasil parecen avanzar a pesar de las dificultades ambientales, pero se trata de una iniciativa bilateral identificada como conveniente por ambos países.

1.2.5. Análisis del Área Sur

El Área del Sur, presenta la mayor cantidad de vínculos eléctricos de la Región. Algunos de ellos son de carácter limítrofe, de baja/media tensión y en algunos casos están aislados de los sistemas nacionales interconectados y/o están conectados con países fuera de la subregión Sur. En general tienen muy bajo factor de utilización. Según CIER, se destacan los siguientes vínculos fronterizos y/o de bajo porte:

1. **Ar-Bo La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo) 13,2 kV Existente**
2. **Ar-Bo** Pocitos (Ar) – Yacuiba (Bo) 33 kV Existente
3. **Ar-CI** Río Turbio (Ar) – Puerto Natales (CI) 33 kV Existente
4. **Ar-Py** Posadas (Ar) – Encarnación (Py) 33 kV Operativa, 10 MW
5. **Ar-Uy** Concordia (Ar) – Salto (Uy) 30 kV No operativa
6. **Bo-Br** Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br) 13,8 kV Existente
7. **Bo-Br** San Matías (Bo) – Corixa (Br) 35 kV Operativa
8. **Br-Co** Tabatinga (Br) – Leticia (Co) 13,8 kV Existente
9. **Br-Py** Ponta Pora (Br) – Pedro Caballero (Py) 22 kV Operativa, 6 MW 7,5 MW

También se observan interconexiones de mayor porte, líneas solas y/o vinculadas a aprovechamientos hidroeléctricos compartidos como Yacyretá y/o Itaipú. El listado siguiente detalla de cada interconexión, los países y ciudades que vincula, sus características físicas y estado de operación:

1. Br-Py Salidas de Central Itaipú 500/220 kV 14.000 MW Operativa (60/50 Hz)
2. Br-Py Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py) 220 / 138 kV 50 MW Operativa (60/50 Hz)
3. Ar-Py El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py) 220 / 132 kV 30 MW Operativa (50 Hz)
4. Ar-Py Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py) 132/220 kV 150 MW Operativa (50 Hz)
5. Ar-Py Salidas de Central Yacyretá 500 kV 3.200 MW Operativa (50 Hz)
6. Ar-Br Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br) 500 kV 2.000 / 2.200 MW Operativa (50/60 Hz)
7. Ar-Br P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br) 132/230 kV 50 MW Operativa (50/60 Hz) de 1995
8. Ar-Uy Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy) 500 kV 1.890 MW Operativa (50 Hz)
9. Ar-Uy Concepción (Ar) – Paysandú (Uy) 132/150 kV 100 MW Op. en emerg. (50 Hz)
10. Ar-Uy Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy) 500 kV 1.386 MW Operativa (50 Hz)
11. Br-Uy Livramento (Br) - Rivera (Uy) 230/150 kV 70 MW Operativa (60/50 Hz)
12. Br-Uy Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy) 500 kV 500 MW En construc. (60/50 Hz)
13. Ar-CI C.T. TermoAndes (Ar) – Sub.Andes (CI) 345 kV 633 MW Operativa (50 Hz)

- A Br - Py** Itaipú Paraná 14.000 MW En operación
- B Ar - Uy** Salto Grande Uruguay 1.890 MW En operación
- C Ar - Py** Yacyretá Paraná 3.200 MW En operación
- D Ar - Br** Garabí Uruguay 1.500 MW En estudio
- E Ar - Py** Corpus Paraná 3.400 MW En estudio

A pesar del importante número de nexos presentados en el Area Sur, debe destacarse que su potencia efectiva, alcanza aproximadamente los 10000 MW, los que representan poco más del 5 % de la potencia instalada en la Subregión.

CIER indica que las primeras experiencias de integración de mayor porte datan de más de 30 años. Surgieron por la conveniencia mutua de desarrollar proyectos hidroeléctricos sobre ríos que son frontera natural entre dos países. Tal es el caso de las centrales hidráulicas: Salto Grande (1890 MW) sobre el río Uruguay que comparten Argentina y Uruguay; Itaipú (14000 MW) sobre el río Paraná que comparten Brasil y Paraguay; y Yacyretá (3000 MW) sobre el río Paraná que comparten Argentina y Paraguay. En todos los casos la producción de energía de dichas centrales se utiliza en forma conjunta, estando las mismas conectadas

a sus respectivos sistemas eléctricos, y por lo tanto, permitiendo los intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de los países propietarios.

A diferencia de lo que sucede en relación con la C.H. Salto Grande, la producción de la C.H. Itaipú y de la C.H. Yacyretá, es utilizada principalmente por Brasil y Argentina respectivamente, siendo una proporción menor de ambas centrales utilizada por Paraguay para el abastecimiento de su demanda.

Otro tipo de vínculo que se fue constituyendo entre algunos de los países es el de líneas de conexión que permiten intercambios entre países vecinos como por ejemplo Argentina y Uruguay, así como también que posibilitan los intercambios de energía con terceros países. Tal es el caso por ejemplo de la importación de energía que realiza Uruguay proveniente de Brasil, utilizando capacidad de transporte del sistema argentino de transporte. También para los intercambios de Argentina con Uruguay se utilizan en algunas ocasiones instalaciones de transporte de Paraguay (vía la interconexión Clorinda–Guarambaré (220 kV)).

En el caso de las interconexiones de Brasil con Uruguay, Argentina o Paraguay ha sido necesario interponer estaciones convertoras (u otras alternativas tecnológicas) de tensión de 60 a 50 Hz. La estación convertora de Rivera (2001), entre Brasil y Uruguay tiene una capacidad nominal de 70 MW, está localizada en Uruguay e interconectada a la subestación Santana do Livramento, en el Estado de Rio Grande do Sul. Permite atender emergencias en Brasil y en Uruguay, así como en oportunidades puntuales inclusive para exportar energía para Argentina.

Las dos interconexiones de Argentina con Brasil son de diferente porte y alcance. En el caso de Paso de los Libres (Arg) – Uruguayana (Br) (habilitada en 1995), es de limitada capacidad, y su rol principal es actuar como reserva para abastecer a la primera ciudad ante posibles inconvenientes en Argentina. Las interconexiones de Rincón Santa María (Arg) con – Garabí (Br) 500 kV y Rincón de Santa María-Garabí-Itá, totalizan una capacidad de 2.000 / 2.200 MW Operativa (50/60 Hz) ¹¹.. Esta última interconexión entró en operaciones en el año 2000, y su principal objetivo fue el suministro de energía firme a Brasil¹² en base al uso del gas natural por parte de la generación térmica de Argentina, respaldada por contrato de exportación.

Con respecto a la interconexión de Chile y Argentina, la misma correspondió inicialmente a una línea en 345 kV, que vincula a la Central Térmica Termoandes (Ciclo Combinado 600 MW) localizada en la Pcia de Salta (Argentina), con el Sistema Interconectado Norte Grande de Chile (SING). Luego se inició una progresiva inserción de esa generación en el SADI (Argentina), facilitada a partir de 2011 con la entrada en servicio de la LAT 500 kV El Bracho -Salta, como parte integrante de la interconexión NOA-NEA. En la actualidad, 2/3 de la central Termoandes 13 se destina al abastecimiento del SADI y una TG genera en el marco del contrato de exportación a Chile.

Los intercambios de Argentina con Uruguay, se realizan a través de las obras comunes de transmisión de la Comisión Técnica Mixta Salto Grande, constituidas por un anillo de interconexión en 500 KV -comunmente llamado cuadrilátero de Salto Grande- que conecta cuatro estaciones transformadoras (Estaciones Ayuí y Colonia Elía en margen argentina y

¹¹ Son 2 LAT (Interconexiones Garabí I y II) de 500 km cada una en 500 kV y dos estaciones convertoras de frecuencia. Fueron construidas en 2 etapas, asociadamente a los contratos de exportación desde el sistema argentino, de 1.000 MW de potencia firme y energía asociada cada uno por un período de 20 años.

¹² Fue uno de los proyectos que inició Brasil previendo posibles períodos de sequía. En esa perspectiva Brasil llamó a concurso internacional para importar electricidad de otros países de la Región, construyó centrales térmicas (derivados líquidos y GN de Bolivia), y aplicó un plan de uso racional. Luego se produce un viraje y a partir de 2003-2004, Brasil define nuevamente su política estratégica de integración regional en América Latina, en la que se propone la internacionalización de las empresas energéticas brasileras, de capital nacional o no.

¹³ Una TG y el ciclo de vapor (440 MW)

Estaciones Ayuí y San Javier en margen uruguayo) con capacidad de transmisión de 2000 MW ¹⁴.

Algunas de las interconexiones detalladas son antiguas de menor porte y permitieron garantizar el abastecimiento de provincias/localidades aisladas de los sistemas interconectados, como por ejemplo las de Argentina (provincia de Misiones) con Paraguay. Para ello se firmaron acuerdos entre las empresas Energía de Misiones Sociedad Anónima (EMSA) y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), que derivaron en la construcción de las dos interconexiones existentes: a) LAT 132 kV Eldorado (Misiones) – Carlos Antonio López (Paraguay) de 30 MVA de capacidad de transporte y b) LAT 33 kV de 10 MVA de capacidad entre Posadas (Argentina) y Encarnación (Paraguay).

Con respecto a los principales intercambios, se observa que están asociados a las importantes exportaciones de Paraguay a Brasil (del proyecto binacional de Itaipú) y Argentina por la central binacional Yacyretá ¹⁵.

Según CIER, los intercambios entre Brasil y Argentina se pueden caracterizar según tres períodos muy diferentes. i) Hasta el año 2000, los intercambios de energía daban como resultado que Argentina importaba energía, principalmente de energía excedente de la C.H. Salto Grande compartida con Uruguay. ii) En el año 2000, con la entrada en operación de la interconexión en 500 kV Rincón de Santa María (Argentina) – Itá (Brasil), se produjo un gran crecimiento de las exportaciones de energía de Argentina a Brasil, incentivadas además por la ocurrencia de un fenómeno de sequía en Brasil que redujo sus reservas de generación hidráulica. iii) En los últimos años, los intercambios de energía entre Argentina y Brasil, han sido en el sentido importador de Argentina debido a la crisis energética que se registra actualmente en dicho país. Según puede verse en el cuadro siguiente Brasil exporta (2009) a Argentina (casi 1000 GWh).

Por su parte Argentina exporta a Chile un promedio de 1300 GWh, en 2009 esa exportación ascendió a 819 GWh representando aproximadamente el 1.4% de la demanda chilena de electricidad.

Cuadro 1.2.5.1. Intercambios de energía entre países (GWh) – Año 2009

		EXPORTADOR							Total importaciones	
		Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay		Venezuela
IMPORTADOR	Argentina		993	-	-	6.831	-	251	-	8.075
	Brasil	-		-	-	38.478	-	14	300	38.792
	Chile	1.348	-	-	-	-	-	-	-	1.348
	Colombia	-	-		21	-	-	-	-	21
	Ecuador	-	-	1.077		-	63	-	-	1.140
	Uruguay	963	505	-	-	-	-		-	1.468
	Venezuela	-	-	282	-	-	-	-		282
Total exportaciones		2.311	1.498	1.359	21	45.309	63	265	300	51.126

Fuente CIER, Boletín informativo 2010 (con datos 2009).

¹⁴ http://www.ebisa.com.ar/comercializacion_energia

¹⁵ Vale mencionarse que fortaleciendo los vínculos mencionados, Argentina y Paraguay dan impulso al proyecto auxiliar de Yacyretá, que comprende la construcción de una central sobre el brazo Aña Cuá, de Yacyretá, y la instalación de 5 turbinas generadoras de casi 55 megavatios cada una (en total 273 MW) con las cuales se estima una generación media anual de 1.900 a 2.100 GWh/año, lo que representa aproximadamente la ampliación del 10% con respecto a la oferta del complejo hidroeléctrico binacional.

Si bien hasta el año 2000 las compras de electricidad de Uruguay fueron marginales, a partir dicho año la variabilidad hidrológica importante sufrida tanto por el Río Negro como por el Río Uruguay, sumado a la persistente disminución del margen de reserva, configuraron una situación de importación procedente de Brasil que se afianzaría a futuro con la terminación de la línea de 500 kV en construcción entre ambos países.

En cuanto al futuro de la integración eléctrica en la subregión Sur, se observan algunos proyectos posibles que se manejan a nivel oficial. Entre ellos merecen especial mención los siguientes:

- La Central hidroeléctrica binacional **Garabí** (1500 MW), es una de las mas importantes obras futuras previstas. Ya se ha completado el estudio del tramo compartido 16. El 10 de enero de 2011, se publicó licitación internacional para la contratación de los servicios de Estudios de Ingeniería; Estudios Ambientales y Plan de Comunicación Social del proyecto Garabí - Panambí. En marzo 2012, ya fue pre-adjudicado a un consorcio internacional. *Si bien se definirán los principales parámetros del proyecto, aun quedan pendientes temas a acordar como por ejemplo: realización de las obras, modo de inserción en ambos mercados eléctricos, operación de la central, reglas de reparto de esos beneficios, y otros temas relevantes.*
- Otro proyecto binacional relevante es el de la central hidroeléctrica de **Corpus Christi** (3400 MW), para la construcción del cual, se han firmado diversos acuerdos entre Paraguay y Argentina. Se proyecta ubicar sobre el curso Superior del río Paraná, el emplazamiento Pindo-í que es uno de los en los que se evaluó el menor impacto ambiental, y para el que se ha llamado en 2007 (y prorrogado en 2008), a preclasificación para la ejecución del Estudio de factibilidad del aprovechamiento en el sitio alternativo Pindo-í.. *Sin embargo el tema del financiamiento y las experiencias previas indican que este importante emprendimiento requiere de atención prioritaria para ser puesto en marcha*
- Otros proyectos hidroeléctricos conjuntos y/o binacionales detectados son: las Centrales en el río **Madeira ((Santo Antônio e Jirau). y la central Cachoeira Esperanza** entre Brasil y Bolivia,; e **Inambarí** entre Brasil y Perú ¹⁷. *Este último indicado como relevante en los estudios de Nueva Matriz Energética Sustentable para Perú (2011)*

Otros proyectos de integración, asociados en este caso a líneas de interconexión con intercambios de energía entre los diferentes países son los siguientes:

- **“Swap” de Energía Paraguay – Argentina – Chile:** El objetivo de este estudio es enviar energía hidroeléctrica de Paraguay hasta la región norte (SING) de Chile, donde prevalece la generación térmica. Como Paraguay y Chile no tienen fronteras, se propone que Paraguay aumente en 200 MW su envío de energía para Argentina, a través de la planta binacional Yacyretá, y Argentina a su vez enviaría esa potencia de 200 MW a Chile. Si bien se han realizado diversas tratativas en dirección a su implementación, expertos indican que si bien CIER la considera, es poco probable técnica y políticamente
- **“Wheeling” de Energía de Chile por Argentina:** El objetivo de este proyecto es aprovechar el potencial hidroeléctrico del Sur de Chile. Para evitar la compleja topografía del sur de Chile, se propone la construcción de una línea de transmisión del

¹⁶ Se identificaron los cierres Garabí y Panambí aunque con menor cota de embalse, y se ha descartado el cierre San Pedro debido al impacto ambiental y social que producía.

¹⁷ http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_2.pdf Plano decenal EPE

sur del Chile, donde estarán ubicados los proyectos hidroeléctricos, hasta la región sur de Argentina (barra en 500 kV Santa Cruz del Norte). La conexión al sistema interconectado central (SIC) del Chile se plantea a través de una línea entre Mendoza y la región de Santiago. Parece poco probable.

- **Interconexión Argentina – Paraguay – Brasil:** Se propone en este proyecto la construcción de una línea de 500 kV, de 321 km de y una capacidad de 2000 MW en Paraguay que interconectaría las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú y permitiría una optimización operativa de estos países (además de Uruguay, que está interconectado con Argentina). Este proyecto es muy factible, aunque presenta restricciones de tipo operativo, normativo (el Tratado de Itaipú, entre Paraguay y Brasil, que no permite la venta de las cuotas de la energía de Itaipú a un tercer país)
- **Interconexión Brasil – Uruguay:** Este proyecto presenta una línea de 500 kV y una estación convertidora “back to back” HVDC, debido a la diferencia de frecuencia entre los países. Su entrada en operación estaría prevista para 2013.
- **Vinculación entre el sistema de transmisión de Argentina y el del SING de Chile.** Como actualmente no pueden funcionar en paralelo en forma sincronizada por problemas de estabilidad de los sistemas, se estima que de solucionarse los mismos, solamente con una línea de 1 km que vincule las EE.TT. Güemes y Cobos y con ampliaciones en ambas EE.TT, se podrían complementar eficientemente ambos sistemas. Proyecto no tan sencillo técnicamente, y poco probable de implementación.

Otras iniciativas de integración podrían estar asociadas a las estrategias de transnacionalización de empresas nacionales, como por ejemplo Eletrobras, que dentro de sus objetivos se propone la adquisición de activos en América Latina, así como la construcción de centrales de generación. Esta forma de “integración” para muchos expertos y preliminarmente no es vista como una estrategia hacia el beneficio de los integrados, sino también como oportunidades de negocios empresariales.

Como resultado de estos análisis, se observa que prácticamente la totalidad de los países tienen abastecimiento propio, salvo algunos intercambios en la subregión de Mesoamérica que están explicitados con alguna variabilidad principalmente entre Panamá, Costa Rica y Honduras. En el Área Andina puede notarse el cambio de deficitario a excedentario en energía eléctrica de Colombia a partir de 2005, tendencia opuesta a la que presenta Ecuador, principal destino de las exportaciones Colombianas.

Se aprecia claramente la reversión de Uruguay de país exportador de electricidad a partir del año 2000 a importador, así como Argentina y Brasil que son netos importadores de electricidad proveniente de Paraguay. Chile está revirtiendo la tendencia importadora que consolidó desde fines de los años '90 de energía eléctrica de Argentina, situación estrechamente vinculada con las restricciones de Gas Natural

Finalmente parecería que las nuevas interconexiones de electricidad si bien permitieron la transferencia de recursos energéticos más económicos disponibles, no implicaron la utilización de otros atributos importantes asociados a la integración energética, tales como, el aprovechamiento de complementariedades en recursos, equipamientos, demandas (horarias, estacionales, etc.), generación de escalas óptimas, incremento de confiabilidad, etc. Esos vínculos no han sido considerados durante la última década, como elementos claves para el fortalecimiento de la integración; aún cuando en muchos casos las

experiencias de integración han contribuido en forma cierta a paliar situaciones críticas de abastecimiento ocurridas en algunos países, como por ejemplo, la importación de energía de Honduras desde el MER cuando una de sus principales plantas hidroeléctricas (C. H. El Cajón) quedó fuera de servicio por problemas técnicos¹⁸.

A futuro, si bien se han detectado importantes proyectos de integración presentados en planes de expansión nacionales y/o regionales, se observa que la estrategia que prima es la del autoabastecimiento, aún en países de Mesoamérica en donde más se ha avanzado en la temática.

1.3. Integración aspectos regulatorios

El análisis del apartado anterior indica que han habido avances en los procesos de implementación de la integración física entre países. Esos avances han estado asociados a los siguientes objetivos iniciales: 1) Aprovechamientos hidroeléctricos Binacionales compartidos como Salto Grande (Arg-Uru 1800 MW), Itaipú (Py-Bra 14 mil MW), y Yacyretá (Py-Arg, 1800 MW); 2) Exportación de electricidad de Colombia a Ecuador, de Colombia a Venezuela, de Argentina a Brasil, de Brasil a Uruguay, de Argentina a Chile; de Perú a Ecuador y 3) Compartir reservas y aprovechar diversidad Hidrológica: en Centroamérica.

Todos estos hitos se han concretado en el marco de diversos esquemas normativos, institucionales, comerciales y operativos. A continuación se presentan brevemente los principales antecedentes a nivel subregional, y donde lo amerite a nivel nacional. En el caso del SIEPAC, por la madurez alcanzada en su organización se realizara una presentación mas detallada

1.3.1. Mesoamérica y el SIEPAC¹⁹

El objetivo explicitado del programa de integración energética es el pleno funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), el que viabilizará los proyectos de generación eléctrica, garantizará la seguridad energética de la región y estimulará la inversión productiva, dinamizando significativamente la economía regional. En ese marco se destacan los proyectos del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), la Interconexión México-Guatemala y la Interconexión Panamá- Colombia.

Hasta su concreción la interconexión centroamericana. ha pasado por un proceso de integración complejo, en el que se destacaron la decisión y actitud de los países participantes.

Los principales antecedentes del SIEPAC son: el Plan Puebla-Panamá (PPP), creado en 2001 por nueve países. El objetivo fue promover la cooperación económica y la integración regional, y ha sido el marco para varias iniciativas y proyectos de integración. Entre esos impulsos se encuentra la Iniciativa Energética Mesoamérica (México, Belice, Honduras, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Panamá; y Colombia desde 2006), que incluye como proyectos el SIEPAC, las interconexiones México-Guatemala²⁰ y Colombia-

¹⁸ OLADE, y CIER 15 fase II

¹⁹ La mayor parte de la información recogida corresponde al siguiente link http://www.eprsiepac.com/quienes_siepac_transmision_costa_rica.htm

²⁰ En 2008 el INDE y la CFE firmaron un contrato (bilateral) de energía firme (*take or pay*) a largo plazo que permitirá venderle 120 MW al INDE. A su vez, éste podrá vender a la CFE 70 MW. Los precios acordados estipulan un pago mensual por energía firme en US\$4/kWh, incluyendo cargos por transmisión, indexado con la inflación de US y un pago por energía asociada de US\$79.61/MWh hasta el fin de 2009 y US\$ 73.26/MWh entre 2010 y 2011 indexados por el precio internacional de combustibles (FO y GN).

Panamá y también incluye además proyectos de electrificación rural, de biocombustibles además de la interconexión Guatemala-Belice.

Con el SIEPAC se ha ido construyendo un importante andamiaje institucional, claramente definido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico (MER) de América Central suscrito por los seis Presidentes de los países de América Central en 1996 y ratificado por los órganos legislativos entre 1997 y 1998. Mediante dicho instrumento supranacional se crearon los organismos regionales que conforman el MER, y sobre el cual funcionará el proyecto SIEPAC, ellos son:

- **Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC:** Su misión ha sido la ejecución de las cooperaciones técnicas.
- **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):** Regula las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema. Fija tarifas. Funciona en Guatemala. Sus recursos provendrán principalmente de cargos pagados por los agentes, aportes de los gobiernos y sanciones económicas.
- **Empresa Propietaria de la Red (EPR):** Entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados²¹. La EPR tiene su sede en San José, Costa Rica. La EPR inició con 7 accionistas: las empresas designadas por los Gobiernos signatarios del Tratado Marco más ENDESA de España que aportaron un capital social de 40 Millones de Dólares US cada una. Posteriormente se incorporó ISA de Colombia (2005) y la CFD de México en 2008, aportando éstas últimas el mismo capital social que las primeras. Actualmente los socios de la EPR son nueve.
- **Ente Operador Regional (EOR)** Es responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador. Sus recursos provendrán principalmente de cargos de servicio de operación del sistema aprobados por la CRIE , otros cargos pagados por los agentes y sanciones económicas.
- **Consejo Director del MER (CD MER):** Es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de organismos regionales: la CRIE y el EOR.
- La responsabilidad y administración del Servicio de Administración Comercial del MER estará a cargo de la empresa **Unidad de Transacciones, S.A.**, que es la encargada de operar el mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador.

El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)²², otorga apoyo al SIEPAC, mediante la realización de estudios en materia de planeamiento indicativo y de proyectos regionales de electrificación para incentivar el desarrollo de los mismos²³.

El MER, funciona con los seis sistemas nacionales existentes, pero tiene reglas independientes. Los agentes de los países concurren para efectuar transacciones regionales de energía. El MER es como un mercado mayorista regional obligatorio. Se pueden efectuar ofertas de precios de inyecciones y de retiros en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR), la que está formada por la línea troncal de SIEPAC y tramos de las líneas

²¹ Compañías de Electricidad que son responsables por la transmisión nacional: INDE de Guatemala, CEL y ETESAL de El Salvador, ENEE de Honduras, ENTRESA de Nicaragua, ICE y CNFL de Costa Rica, ETESA de Panamá. Los accionistas extraregionales son ENDESA de España e ISA de Colombia.

²² En 1985 fue suscrito por representantes de los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá, el Convenio Constitutivo del Consejo de Electrificación de América Central, como organismo regional de cooperación, coordinación e integración cuya finalidad primordial es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los Estados Miembros.

²³ http://www.ceaconline.org/oldsite/pdf/INFORME%20GTPIR_2011_2025.pdf

nacionales que intervienen en las transacciones (de oportunidad ó contratos firmes o no firmes), coordinadas por el Ente Operador Regional: el EOR.

En el MER se transaccionan: i) energía (no se transa potencia o capacidad), ii) servicios auxiliares y de operación del sistema y administración del MER, y iii) el servicio de transmisión regional. El sistema de precios es nodal, y refleja los costos de oportunidad de corto plazo que una inyección o retiro generan en un sistema por restricciones de la capacidad de transmisión (incluyendo condiciones de congestión²⁴ y las pérdidas).

Estos productos se transan en el Mercado Regional de Contratos y en el Mercado Regional de Oportunidad. La liquidación de las transacciones en el MER, tienen los siguientes componentes: a) liquidaciones de contratos (los montos correspondientes a los contratos serán liquidados directamente entre los agentes contratantes), b) liquidaciones de las Transacciones de Oportunidad Programadas (TOP) (los montos debidos a las TOP se calculan multiplicando el precio marginal horario del predespacho regional por el monto de la inyección o retiro asignado en el predespacho regional; c) liquidaciones de las transacciones de oportunidad por desvíos en tiempo real (los montos debidos a las transacciones de oportunidad por desvíos se calculan multiplicando el precio marginal horario, regional, en tiempo real por el aumento o disminución del monto de la inyección o retiro asignado en el predespacho regional; d) liquidaciones de las transacciones por servicios auxiliares, que se valorizaran de acuerdo a la metodología establecida en los reglamentos; e) Cargos por servicios de transmisión regional y de operación del sistema y administración del MER, que se valorizan de acuerdo a la metodología establecida en los reglamentos.

La Red de Transmisión Regional (RTR) está formada por las líneas (115 kV o más) que puedan influir significativamente en los intercambios regionales, estará sujeta a la regulación regional y nacional, y la coordinación técnica y comercial será realizada por el EOR. Las ampliaciones de la RTR serán ampliaciones a riesgo, o ampliaciones planificadas de acuerdo al Sistema de Planeación de la Transmisión Regional (SPTR), el que está ubicado en el ámbito del EOR, el que identificara anualmente los componentes de la RTR y elaborara un plan indicativo de las ampliaciones de la RTR.

El sistema de tarifas de la transmisión se basará en tres componentes:

- Cargos variables de transmisión, que incluyen el costo de las pérdidas marginales y los costos de congestión.
- Peaje asociado al uso de las instalaciones y
- Cargo complementario para las ampliaciones planificadas *únicamente*.

Las premisas para el desarrollo de la regulación de la transmisión regional son las siguientes:

- ✓ Respetar la diversidad de regulaciones establecidas en los marcos nacionales en lo que hace a la transmisión nacional.
- ✓ Hacer un uso intenso y eficiente de las instalaciones de transmisión existentes y de las que se agreguen en el futuro, tanto locales como de interconexión, que contribuyan a conformar la capacidad de transmisión requerida para materializar las transacciones en el MER.
- ✓ Incorporar señales que contribuyan a la eficiencia económica de las transacciones en el MER y a un uso eficiente de los recursos de generación e infraestructura de transmisión, tanto para la operación actual como para la localización de nueva generación.

²⁴ para que un Contrato Firme Regional sea habilitado deberá contar con la titularidad de los Derechos de Congestión por la potencia comprometida en el punto de entrega del contrato.

- ✓ Construir dichas señales en base a reglas simples, cuyos resultados sean predecibles, reproducibles y lo más estables posible.
- ✓ Permitir que las expansiones de la RTR, incluido el proyecto SIEPAC, sean
- ✓ financiables y rentables, en la medida que se desarrollen oportuna y eficientemente.
- ✓ No discriminar en el tratamiento tarifario del proyecto SIEPAC respecto de las instalaciones de la RTR, existentes o las que puedan desarrollar agentes privados en el futuro.

La CRIE y el EOR, estiman la cantidad de energía firme que puede ser transada en Contratos de Energía Firme regionales, teniendo en cuenta la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes ²⁵. **A pesar de ello puede haber cortes estratégicos por parte de los países componentes, por ejemplo para su abastecimiento interno (provocando el incumplimiento del Contrato Firme y la violación del Tratado** ²⁶ Este aspecto, que ha resultado a consecuencia del estrechamiento de los márgenes de reserva- mencionado en los informes II y III- es tal vez uno de los más críticos y que llama a pensar en mecanismos de disposición a pagar por seguridad de suministro.

Los intercambios de excedentes y faltantes se consumen mediante **Contratos No Firmes** regionales de corto plazo con duración mínima de 1 día . Estos intercambios de oportunidad que cada país ofrece al MER se concretan en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

La regulación del MER

¿Cual ha sido entonces la evolución de la regulación de los sistemas eléctricos en Mesoamérica? Los países de la subregión, según se analizó en el tema 2, en su mayoría, realizaron transformaciones en la regulación, propiedad e institucionalidad. Cuatro de los seis países: El Salvador, Guatemala, Panamá y Nicaragua optaron por la privatización total o parcial de sus activos e introdujeron mecanismos de mercado para propiciar la competencia y racionalidad de los costos del servicio. Por su parte en Costa Rica y Honduras, mantuvieron el monopolio verticalmente integrado de propiedad estatal aunque permitiendo el ingreso, limitado, de la generación de propiedad privada. ²⁷

En el documento “Resumen del diseño general del MER” de febrero 2001 y luego en CIER²⁸, se indica: para que la operación del MER resulte posible, **las regulaciones nacionales de los países miembros deben prestar conformidad con las premisas antes enunciadas.**

Así y a pesar de las diversidades regulatorias los países han logrado armonizar sus marcos, y acordar en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico (MER) de América Central suscrito por los seis Presidentes de los países de América Central en 1996 y ratificado por los órganos legislativos entre 1997 y 1998, la construcción y funcionamiento paulatino de un Mercado Regional.

Si bien se observa el esfuerzo normativo realizado para armonizar las diferencias nacionales, CIER ²⁹, destaca *“por su parte que el diseño de los marcos regulatorios de los*

²⁵ A pesar de estos enunciados, expertos indican que por ahora existe carencia de coordinación para la contratación. Faltan procedimientos de licitación entre países para agregar demandas que faciliten el desarrollo del mercado regional de contratos y de las plantas regionales.

²⁶ Esto sucede, porque aún es necesaria la puesta en marcha del RMER para la implementación la modalidad de contratos de energía firme

²⁷ Complementan este panorama los acuerdos bilaterales independientes del MER que enmarcan las interconexiones de México-Guatemala y Colombia-Panamá y que requerirán una armonización con el MER

²⁸ Estudio de Transacciones de Electricidad entre las regiones Andina, América central y MERCOSUR. Factibilidad de su integración. Primera Fase. CIER 15,

países integrantes, así como la toma de decisiones individuales, pueden llegar a tener un impacto significativo en el funcionamiento del MER aún cuando por diseño del mismo, se ha buscado que tenga una operación independiente respecto de los mercados de los países que lo integran³⁰. Se observa así que los contratos regionales de largo plazo no son compatibles con la prioridad a la demanda doméstica, y que el corto plazo de los derechos de transmisión no permitiría el desarrollo de plantas regionales y del mercado de contratos, Esta conclusión surge como resultado del análisis de flujos de energía desde Panamá y Costa Rica hacia Honduras, así como también de Guatemala hacia El Salvador debido a que inversores en nueva generación prefirieron instalar nuevas plantas en Guatemala para exportar luego a El Salvador, por medio de contratos suscriptos con empresas de ese país. Otro caso particular es el de Nicaragua, que prácticamente no ha participado del MER, por decisión individual de autoabastecimiento eléctrico (térmico) en detrimento de importaciones crecientes de combustibles, en particular FO, según se analizó en el Tema 3 del presente estudio.

De igual manera reaccionaron varios de los mercados cuando el precio del petróleo comenzó a trepar en 2004 y en función de ello comenzaron a crecer los precios de la generación térmica (FO #2, FO #6), y de las tarifas finales. Así, según indica CIER, Honduras y El Salvador, históricamente compradores, redujeron al mínimo sus intercambios, a fin de reducir sus precios de la energía en el mercado nacional, lo que produjo una significativa reducción de las transacciones existentes en el MER³¹.

En respuesta a los aumentos tarifarios, se generó una fuerte presión social y mediática sobre los Gobiernos y los reguladores, que aplicaron subsidios (cruzados) al consumo final y/o se transfirieron aportes directos del presupuesto estatal para afrontarlos; y también se reformaron las regulaciones existentes con el fin de abaratar el costo de la generación. En algunos mercados se abandonó el costo marginal del sistema por otras formulas de compensación (pagar al costo medio de generación, etc.). Así, según indican expertos, algunas modificaciones en los marcos regulatorios, dieron como resultado que los mercados se “cierren”, como se indicó para Honduras y El Salvador.

Otro de los motivos que podría influir en la débil performance de la actividad eléctrica regional, podría estar asociado a la incertidumbre que se observa debido a cierta debilidad institucional del regulador regional (CRIE), que todavía no ha constituido su equipo de profesionales así como no ha puesto en vigencia la normativa definitiva que reglamenta al MER. Acompañando este proceso, los reguladores nacionales demoran los procedimientos o interfaces solicitados por el organismo regional.

El Consejo Director del MER, es el organismo representante de los intereses de los países signatarios del Tratado Marco, con suficientes facultades para corregir los problemas (directos) mencionados.

²⁹ Estudio de Transacciones de Electricidad entre las regiones Andina, América central y MERCOSUR. Factibilidad de su integración. Primera Fase. CIER 15,

³⁰ Parecería que se precisa un proceso mas largo para lograr la coexistencia del MER, como un mercado adicional, con los mercados nacionales, de los cuales cuatro tienen mercados mayoristas y dos son monopolios integrados verticalmente (con inexistencia de separación contable). Estas diferencias, opinan expertos, han generado inconvenientes entre los diferentes actores.

³¹ CIER indica que las experiencias antes comentadas, muestran un diferente tratamiento en relación con la renta por congestión que se produce cuando la energía de menor costo de un país se vende a los mayores costos de otro país. En el MER las rentas por congestión se asignan a los titulares de los derechos de congestión y no son patrimonio de un determinado país. CIER recomienda como la opción más conveniente de asignación de la renta por congestión considerar aspectos tales como la equidad y la capacidad de cada país de afrontar los costos de la integración energética.

Como respuesta a algunos de los inconvenientes detectados, se observa que entre los Mandatos a la XII Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno Cartagena, Colombia, 26 de octubre de 2010³², se encuentran los siguientes:

- **65.....**”. Instar a los organismos reguladores a trabajar de manera coordinada en el desarrollo de los esquemas regulativos armonizados, que posibiliten los intercambios de energía entre México, América Central, y Colombia”.
- **66.** En cumplimiento del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), designar a la brevedad posible al representante de cada país ante el Consejo Director del MER, quien debe ser un alto funcionario con competencia en la formulación de la política de integración eléctrica de su país sobre el MER.
- **67.** “Encomendar a los organismos de integración eléctrica: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR), la puesta en operación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional durante el primer semestre de 2011

Ajeno a la situación del MER y sus aspectos regulatorios, otro de los motivos por los que han caído los intercambios de energía a mínimos históricos en la proximidad de la finalización de la infraestructura del SIEPAC, ha sido el impacto de la crisis económica (2008), ya que salvo Panamá, ha caído consumo de electricidad que registró valores negativos en tres de los seis países, los otros dos países registraron crecimientos muy bajos de alrededor del 1% a.a. cuando antes de 2008 el crecimiento promedio alcanzaba tasas de mas del 4 % a.a.. De continuar la crisis económica (USA y Europa) y sus repercusiones en la subregión, se estaría ante un escenario de potenciales postergaciones de grandes proyectos, en el marco de la desaceleración del proceso de integración..

Finalmente, los hitos positivos alcanzados han sido importantes, y están asociados a la institucionalización del MER, el desarrollo de normativa específica, el inicio de un camino hacia la definición de aspectos comerciales de los intercambios, así como la operatividad y administración concreta del MER. Sin embargo existe la necesidad de realizar ajustes ante nuevas situaciones externas al MER, así como fortalecer algunos organismos clave para el respaldo y seguimiento de las operaciones del MER, que permitan garantizar el éxito del proyecto en su conjunto. Luego, hacia el final del capítulo, se retomarán estas cuestiones. .

1.3.2. Regulación Región Andina

La Comunidad Andina de Naciones (CAN) está formada por: Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela, y son países asociados: Argentina, Brasil, Paraguay; y Uruguay; y países observadores: México, Panamá y Chile. El objetivo de la CAN es alcanzar un desarrollo más acelerado, más equilibrado y autónomo mediante la integración andina, sudamericana y latinoamericana

Con respecto a la Interconexión eléctrica, en diciembre de 2002, la CAN aprobó la Decisión 536 que establece un “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, que otorgó el marco jurídico para la Comunidad con el fin de impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los Países Miembros.

Dentro de esta normativa se acordaron los siguientes puntos relevantes: los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos

³² <http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2011/09489.pdf>

regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales; los Países Miembros permitirán las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) de Corto Plazo; y las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.

En marzo de 2003, se inauguró la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador,

A partir de finales de 2006-2007 Ecuador discutió algunas modificaciones en relación a las rentas de congestión con Colombia, no obstante que originalmente le fue establecida de común acuerdo entre las partes. También discutieron sobre el cargo por capacidad.

Luego la Decisión 720 de la CAN (2009), dejó sin efecto por dos años la Decisión 536 (con excepción del Artículo 20 que creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el Marco General), hasta que se resuelvan los vacíos existentes en las regulaciones regionales de las TIE. Se mantiene el Anexo I para el caso Colombia – Ecuador en el cual se mantiene el criterio de no asignar las rentas de congestión al sistema de transmisión y distribuirlas 50%-50% entre los mercados exportador e importador, tal como se indica en el capítulo sobre marco regulatorio. También cambia aspectos de las TIE como la diferenciación de precios para la demanda nacional y la demanda internacional (separando precio interno de externo, sin obligación de abastecer con déficit) y las condiciones para las exportaciones de energía³³. El cargo por capacidad no se modificó y lo paga el sistema importador aunque no se le asegure potencia firme. El mismo ha sido definido en acuerdos bilaterales y está incluido en la regulación ecuatoriana.

En el Anexo I, Colombia y Ecuador se comprometen a garantizar la transparencia de la información requerida para planificar y construir enlaces internacionales y además tendrán en cuenta la información del otro país en la “planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales...buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional”³⁴, y “Colombia y Ecuador impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad”.

En agosto de 2011, la Decisión CAN 757, prorroga por otros dos años la revisión de la Decisión 536 (Artículo 1) y establece los regímenes transitorios para las transacciones de electricidad entre Colombia y Ecuador (Anexo I igual al de la Decisión 720), y Ecuador y Perú (Anexo II), y se abre la posibilidad de que se generen transacciones de electricidad entre agentes de los tres países. Aquí se introducen cambios conceptuales importantes, dando énfasis a los contratos bilaterales entre agentes, autorizados por las respectivas entidades nacionales. En el Anexo II, se indica que los intercambios entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador.

Previo a la Decisión CAN 757, Ecuador y Perú realizaron importantes reuniones bilaterales y firmaron un Acuerdo en mayo de 2011. Así los Ministros de cada país, solicitaron a la CAN, para que el mismo se plasmase en una Decisión, y así se constituya el marco jurídico.

³³ En el país importador, los flujos de menor costo bajan el costo marginal del sistema, produciendo una ganancia para la demanda y una pérdida para los generadores, resultando en conjunto un beneficio neto. Entre Colombia y Ecuador, los flujos fueron esencialmente del primero al segundo, y en Colombia, la variación de precios por la exportación es marginal por el tamaño comparativo del sistema, siendo muy pequeñas las ganancias y pérdidas de generadores y demanda

³⁴ Aunque no se hace referencia a la idea de mercado eléctrico regional.

Según se establece en el artículo 6 de la Decisión 757, Colombia, Ecuador y Perú, dispondrán de un plazo de hasta 120 días a partir de su publicación, para expedir los marcos normativos internos que permitan su plena aplicación.

Si bien los contratos a largo plazo están previstos en la Decisión 536 y se mencionan también en los Anexos I y II de la última regulación supranacional vigente, la Decisión CAN 757, especialmente en el Anexo II aplicable a Ecuador y Perú, se observa que las normativas nacionales solo contemplan contratos de corto plazo y como objetivo central sobre el desarrollo eléctrico nacional: la autosuficiencia e intercambios de excedentes ³⁵. Esta modalidad genera incertidumbre en usuarios no regulados que requieren potencia firme, ya que sólo pueden firmar contratos de suministro con un generador de otro país, solo con energía excedente, suministro interrumpible y sin respaldo de potencia firme.

Las interconexiones de la Región Andina (Ecuador y Colombia, y Ecuador y Perú), se encuentran en un proceso de integración eléctrica gradual. En la primera etapa, se han interconectado los sistemas con el objetivo de realizar Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), con algunas reglas de operación técnica y económica del vínculo, y de su despacho (y valorización) en los sistemas nacionales. En resumen la integración lograda se basa en la interconexión física y regulación de flujos, regulares o para emergencias. No se ha avanzado aún hacia una etapa de planificación, o de conjuntas de inversiones entre dos o más países. Se observa que en los países involucrados la planificación de la expansión se basa en la autosuficiencia (Ecuador); o yendo un poco más allá, Colombia en su plan referencial considera el efecto de las capacidades y demanda en sistemas vecinos como Ecuador y América Central estimando posibles intercambios de alcance marginal. En Perú las inversiones están en manos privadas y no hay señales que apunten a un mercado regional.

En Cier 15, se expresa que “la falta de un avance a la plena integración en la CAN, hace que no se logren obtener los máximos beneficios ya que:

- No permite optimizar los recursos de los sistemas eléctricos de los países interconectados como un conjunto único.
- No permite la adopción de soluciones de largo plazo de forma conjunta y coordinada, frente a problemas generales que enfrentan los sistemas eléctricos, como ser formas de enfrentar sequías prolongadas, exceso de aportes hidrológicos, incrementos estacionales de la demanda, grandes proyectos supranacionales, conflictos sociales y otros que no justifican la construcción de nuevas centrales eléctricas por tratarse de problemas temporales y circunstanciales.
- No permite mitigar la volatilidad de precios”

En cuanto a los **Acuerdos de Intercambios entre Colombia & Venezuela**³⁶, se destaca que en Colombia cada interconexión internacional es una unidad independiente de generación de energía o de demanda; y para exportar se calcula el precio spot internacional incluyendo la demanda internacional. Hace varios años se realizan intercambios de corto plazo con Venezuela en cuantías relativamente menores, y se observa un escaso interés del mercado venezolano para entrar en acuerdos a largo plazo con Colombia.

En cuanto a las potenciales interconexiones de **Bolivia**, a principios del 2010 se entregó el informe del estudio de prefactibilidad de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, realizado para el PNUD y coordinado por los Viceministros de

³⁵ Por su parte en Colombia la CREG, estableció en la Resolución 004/2003 estableció las reglas de la Decisión CAN 536 como reglas principales para comercio internacional de electricidad, y se refiere únicamente a las TIE de corto plazo (mercado spot) y no haciendo ninguna referencia a los contratos de largo plazo.

³⁶ Alberto Brugman “integraciones eléctricas en los países latinoamericanos”. Recopilación. BID, Noviembre 29 de 2011

Energía de la Comunidad Andina de Naciones y de Chile; se ha impulsado y promovido la integración energética internacional.

A futuro y en cuanto a los Acuerdos de Intercambios entre **Colombia & Panamá** se ha detectado que se encuentran definidas las bases regulatorias para la viabilización de intercambios de energía y confiabilidad entre los países. Ellas incluyen los siguientes temas: Intercambios en el corto y largo plazo; actores en los intercambios; formación de precios; participación en los contratos de potencia en Panamá y de confiabilidad en Colombia; intercambios en condiciones de escasez o racionamiento; aplicación de un modelo de Despacho Coordinado Simultáneo. Esta aplicación se implementará en la medida en que cada país ajuste su horario y se dé el inicio de la operación comercial de la línea de Interconexión Colombia Panamá; etc..

En la actualidad la empresa Interconexión Colombia Panamá – ICP, encargada de construir la línea de Interconexión, está terminando el contrato de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI). Se espera que el regulador adopte el reglamento de la subasta. Se espera para inicios del 2012 la realización conjunta de la subasta de DFACI y de un acto de concurrencia en Panamá, mientras que la interconexión debe entrar en operación comercial en el año 2015.

1.3.3. Regulación Mercosur

El Mercado Común del Cono Sur (MERCOSUR) está formado por Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay, actuando adicionalmente como estados asociados Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador; Perú, y Venezuela.

Los países del MERCOSUR tienen una importante experiencia en integración energética, ya que son vecinos y comparten una importante frontera común sobre la cual se han desarrollado desde hace más de 30 años varios proyectos comunes que han permitido integrar los sistemas eléctricos y los intercambios de energía.

En CIER 15, se indica que desde la creación del MERCOSUR, los países miembros impulsan las interconexiones de gas y electricidad en sus países y por tanto en la subregión. Una de las Decisiones más importantes del MERCOSUR relativas a la interconexión de electricidad con base en el Tratado de Asunción, el Protocolo de Ouro Preto y la Resolución N° 32/98 del Grupo Mercado Común.

En el Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios e integración eléctrica en el Mercosur se propone entre otros, los siguientes importantes objetivos ³⁷:

- √ Fomentar la competencia en los mercados (sin subsidios, con precios económicos eficientes, sin prácticas discriminatorias)
- √ Permitir a los agentes contratar libremente en el MERCOSUR (sin restricciones al cumplimiento físico de los mismos)
- √ Asegurar la garantía de suministro a los agentes compradores
- √ No discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.
- √ Despacho económico con intercambios internacionales
- √ Respetar el acceso abierto a las redes con tarifas reguladas
- √ Respetar los criterios definidos de seguridad y calidad
- √ Garantizar el acceso abierto a la información
- √ Elaborar estudios para viabilizar la integración eléctrica

³⁷ "Integraciones Eléctricas en los Países Latinoamericanos". Recopilación de Alberto Brugman. BID, Noviembre 29 de 2011.

Sin embargo las primeras experiencias de integración son previas a la conformación del Mercosur datan de más de 30 años, y han surgido por la conveniencia de emprender proyectos hidroeléctricos sobre ríos que son frontera natural. En ese proceso se han construido tres centrales hidráulicas: Salto Grande (1890 MW), Itaipú (14000 MW), y Yacyretá.

Cada una de estas obras se construyeron amparadas por una gran cantidad de Acuerdos binacionales.

En el caso de Itaipú, las negociaciones entre Brasil y Paraguay para la explotación de la hidroelectricidad en la frontera vienen desde la década de los 1950. Sin embargo, el documento base para el proyecto fue el Tratado de Itaipú, firmado en 1973, que estableció los términos y reglamentos que están vigentes hasta el año 2022 (RODRIGUES, 2012).

Desde sus orígenes el proyecto creó muchos cuestionamientos. Algunos de ellos ya fueron superados, pero otros siguen vigentes y están relacionados principalmente: (i) a los costos de la obra, (ii) a la deuda de la empresa y (iii) a la imposibilidad de comercialización de la electricidad con otros países.

El proyecto de Itaipú era atractivo a las grandes empresas internacionales que producían equipamientos para la generación y transporte de electricidad. Estas empresas participaron del proyecto por medio de sus filiales o por consorcios y fueron grandes beneficiadas de los contratos de las obras de Itaipú, y aun más beneficiadas con los aumentos en los costos de la obra (OXILIA DÁVALOS, 2009)³⁸.

Después que la central entró en operación, su energía fue comercializada por muchos años, entre las década de los 1980 y 1990, con una tarifa establecida por debajo del costo del servicio, como herramienta de una política de industrialización por incentivos. Así la deuda de la empresa aumentó significativamente y creó un gran negocio para los acreedores de Eletrobras. (OXILIA DÁVALOS, 2009).

Hasta hoy, de acuerdo con el Tratado de Itaipú (Art. XIII), la electricidad de la central no se puede vender a otros países. Esto es cuestionado por Paraguay ya que el país podría vender energía también a otros países de la región. Hoy la venta a terceros solamente sería posible con una renegociación del Tratado (OXILIA DÁVALOS, 2009).

En años recientes, algunos de estos cuestionamientos sobre las relaciones alrededor de Itaipú fueron discutidos entre los dos países. En 2005, las compensaciones a Paraguay por la energía destinada al Brasil aumentaron. En 2007, los países firmaron un Memorando de Entendimiento sobre la deuda de la empresa con Eletrobras. En 2009, los países firmaron una declaración sobre el valor pago por la electricidad de Paraguay, sobre las posibilidades de venta de sus excedentes y sobre la construcción de una nueva línea de transmisión en Paraguay (OXILIA DÁVALOS, 2009; RODRIGUES, 2009³⁹).

En cuanto a la Central Salto Grande (en operación desde 1979), uno de sus principales antecedentes es el Convenio de 1946 entre Argentina y Uruguay por el cual se conformó una Comisión Técnica Mixta, que tuvo a su cargo todos los asuntos referentes a la utilización, la represa y derivación de las aguas del río Uruguay.

³⁸ OXILIA DÁVALOS, Victorio Enrique. Raízes Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: análise dos projetos Itaipu Binacional, Gasbol e Gasandes. Tese de Doutorado (Programa de Pós Graduação em Energia) EP, FEA, IEE e IF da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

³⁹ RODRIGUES, Larissa Araujo (2009). A Integração Energética e o Reordenamento das Relações na Bacia do Prata: O Caso de Itaipu. In: BERTONI, Líliliana (Org.). La matriz energética en el siglo XXI. 1ª ed. Buenos Aires: Dunkel, 2009.

La realización del Aprovechamiento de Salto Grande condujo a la interconexión de los dos sistemas nacionales en niveles de tensión de 500 kV. Esta interconexión se concretó bajo el Acuerdo de Interconexión Energética (1974), y luego con el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética de 1983. CIER, indica que estas normas determinaron diferentes modalidades de intercambios de energía (sustitución, potencia, emergencia, etc.) y los precios asociados a éstas y a otros servicios. La “Comisión de Interconexión”, organismo gubernamental binacional creado por el Acuerdo, tiene a su cargo la administración de la interconexión y de las transacciones realizadas en el marco de esa norma y del Convenio de Ejecución. Así, los sistemas de ambos países han intercambiado energía en situaciones de costos marginales de producción diferentes (sustitución), compartiendo el beneficio económico resultante de esas transacciones, y se han apoyado recíprocamente en situaciones de necesidad y/o emergencia, originadas por ciclos secos, restricciones en la transmisión u otras causas.

La experiencia de la central hidroeléctrica binacional de Yacyretá, se inicia con la firma del acuerdo de ambos países en 1926 en el que manifiestan el interés en aprovechar los recursos hidroeléctricos del río Paraná a la altura de los saltos de Apipé (cercanos a la isla de Yacyretá). Recién en 1958 los gobiernos firmaron un Convenio para realizar estudios técnicos (energía y navegabilidad), y se conformó la Comisión Mixta Técnica argentino-paraguaya de Yacyretá-Apipé. En 1973, firman el Tratado de Yacyretá. Se creó la Entidad Binacional Yacyretá (EBY). El Tratado establece: a) igualdad de derechos de ambas partes; b) condominio de las obras y c) derecho de cada Alta Parte de adquisición, al costo de la obra, del 50 % de la energía generada

A su vez existe una interconexión con Paraguay a través de la central hidroeléctrica binacional Yacyretá, que se conecta al sistema de transmisión de 500 kV de Argentina, y al sistema de Paraguay por líneas de 220 kV.

A partir de la reestructuración del sector eléctrico argentino y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, los intercambios han reflejado estas circunstancias, lo que permitió el desarrollo de nuevas modalidades de integración de los mercados nacionales.

1.3.4. Los acuerdos del UNASUR: enunciación de principios y orientaciones generales

Como se ha visto, la búsqueda de la integración de la región suramericana no es nueva, han existido diversas iniciativas las cuales se entroncan con la propia formación como naciones independientes de los países miembros de UNASUR.

El primer esfuerzo de este siglo estuvo representado por la Reunión de Presidentes de América del Sur, sostenida en Brasilia el año 2000, en el contexto de las conmemoraciones de los 500 Años del Descubrimiento de América. Este encuentro puede ser visto como el punto de partida para la construcción de una nueva visión de integración suramericana, cuyo eje central fue propender a la formación de un espacio común suramericano, “enfaticando el papel motriz de la energía, de las redes de transporte y de las comunicaciones para la integración de los países de América del Sur”⁴⁰.

El encuentro tuvo como resultado tangible el haber obtenido un consenso sobre la necesidad de dar impulso y apoyo a la integración de la región en uno de los aspectos más importantes y determinantes del proceso de integración, la interconectividad física, a fin de modernizar las relaciones y potenciar la proximidad sudamericana, rompiendo los

⁴⁰ Artículo N°40 del Comunicado de Brasilia de la Reunión de Presidentes de América del Sur (31 de agosto y 1º de septiembre de 2000).

obstáculos fronterizos y formando un espacio ampliado, a través de obras y articulaciones en las áreas de transportes, energía y comunicaciones.

Similarmente, en aquella oportunidad los Presidentes avanzaron en la precisión del sentido de los proyectos de conectividad física, los cuales debían ser complementados mediante “la adopción de regímenes normativos y administrativos que faciliten la interconexión y la operación de los sistemas de energía, del transporte y de las comunicaciones”⁴¹.

Ese fue el contexto político de la creación de la exitosa Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana, IIRSA, permitiendo reunir en una agenda común todos los proyectos agrupados en torno a la idea de la integración, en los sectores del transporte, telecomunicaciones, obras públicas y de la energía, dicha cartera hoy reúne alrededor de 531 proyectos de inversión que suman una inversión estimada de US\$116.000 millones de dólares.

A esta primera aproximación al fomento de la conectividad territorial, las Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno, en su segundo encuentro, aprobaron el llamado “Consenso de Guayaquil sobre Integración, Seguridad e Infraestructura para el Desarrollo” (julio 2002), reafirmando el papel estratégico que la energía cumple en el desarrollo económico y social de América del Sur. Además, “precisaron que la ampliación y fortalecimiento de la infraestructura regional es un factor esencial para la integración del espacio económico de América del Sur y el desarrollo de sus países, al mitigar la pobreza e incorporar a los individuos, particularmente de los sectores marginados o más vulnerables, a los beneficios de la sociedad moderna”. Más relevante aún, definieron una visión estratégica para la promoción de la infraestructura suramericana, reconociendo que la interrelación entre infraestructura y desarrollo debe ser explorada, bajo el principio de regionalismo abierto, condicionada a los resultados del análisis de cinco principios básicos⁴²:

- a) perspectiva geo-económica;
- b) sostenibilidad social;
- c) eficiencia económica;
- d) sustentabilidad ambiental; y
- e) desarrollo institucional.

De manera específica, los Presidentes coincidieron respecto a la importancia y necesidad de extender y profundizar los procesos de cooperación e integración energética en el ámbito sudamericano. Al mismo tiempo de reconocer los logros en el sector, recomendaron impulsar las actividades de exploración y búsqueda de fuentes alternativas de energía en aquellos países que tuvieran déficit de recursos energéticos, además de buscar los mecanismos a través de los cuales se permitiera asistir a los países que se declaren en emergencia energética. Igualmente definieron en aquella oportunidad, la importante tarea de avanzar hacia una adecuada y progresiva armonización⁴³ de los marcos legales y técnicos del intercambio en el sector energético en la región, como un factor clave para la mejor integración económica regional.

El deseo de darle una expresión tangible a esta visión estratégica en el campo energético, los Presidentes de Sur América instaron, en aquella oportunidad, a que los trabajos de las instancias técnicas de IIRSA y organismos regionales, pudieran estar coordinados para contribuir a una amplia y progresiva integración energética, dentro de una perspectiva

⁴¹ Artículo N°40 del Comunicado de Brasilia de la Reunión de Presidentes de América del Sur.

⁴² Artículo N°6 de la Declaración “Consensus de Guayaquil sobre Integración, Seguridad e Infraestructura para el Desarrollo” de la II Reunión de Presidentes de América del Sur, Guayaquil - Ecuador, 26 y 27 de julio de 2002.

⁴³ Artículo N°40 del Comunicado de Brasilia de la Reunión de Presidentes de América del Sur, Brasilia 31 agosto -01 septiembre 2000.

regional, y además avanzar hacia la preparación de una eventual Carta Energética Sudamericana⁴⁴.

En ese mismo sentido, los líderes regionales subrayaron que en el sector de la energía, la integración y complemento de los recursos del continente suramericano en materia de integración e intercambio de combustibles, particularmente en las áreas de carburantes líquidos y gaseosos; como por ejemplo, gas natural y de interconexión eléctrica y empresas en energía eléctrica constituyen un eje de aproximación entre los países de la región, que debe ampliarse y mejorarse, paralelamente a la preservación del medio ambiente y a la eliminación de barreras injustificables derivadas de restricciones y reglamentos en ese sector⁴⁵.

La siguiente reunión presidencial, del 8 de diciembre de 2004, en Cusco, Perú, constituye un hito histórico, un salto cualitativo hacia profundización de la visión estratégica suramericana que se había venido conformando en los anteriores encuentros, puesto que resuelven fundar la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN), entidad antecesora de UNASUR. Este encuentro del más alto nivel político, fue la natural transición de los importantes avances alcanzados desde el primer encuentro presidencial sostenido en Brasilia el año 2000 hasta esa fecha.

De manera expresa las Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno, señalaron que el espacio integrado suramericano se desarrollará y perfeccionará impulsando (entre otros procesos), “la integración física, energética y de comunicaciones en Sudamérica sobre la base de la profundización de las experiencias bilaterales, regionales y subregionales existentes”⁴⁶.

La Primera Reunión de Jefes de Estados de la Comunidad de Naciones, de la recién creada entidad tuvo lugar en Brasilia en 2005. En ese encuentro no sólo se precisan las características que tendrán la nueva entidad intergubernamental y sus Órganos, sino también avanza hacia la definición de una agenda prioritaria⁴⁷ para la organización, cuyos ejes son los siguientes:

- i. El diálogo político
- ii. La integración física
- iii. El medio ambiente
- iv. La integración energética
- v. Los mecanismos financieros sudamericanos
- vi. Las asimetrías
- vii. La promoción de la cohesión social, de la inclusión social y de la justicia social; y,
- viii. Las telecomunicaciones.

La Segunda Reunión de Jefes de Estados de la Comunidad de Naciones, realizada en Brasilia en 2005, en Cochabamba, Bolivia, profundiza las propuestas ya elaboradas durante la I Reunión de Ministros de Energía de América del Sur, que había tenido lugar en Caracas, Venezuela, en septiembre 2005; las cuales quedan contenidas en la “Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana”, suscrita el 09 de diciembre de 2006 en Cochabamba, Bolivia.

⁴⁴ Artículo N°24 de la Declaración “Consenso de Guayaquil sobre Integración, Seguridad e Infraestructura para el Desarrollo” (julio 2002).

⁴⁵ Artículo N°42 del Comunicado de Brasilia de la Reunión de Presidentes de América del Sur, Brasilia 31 agosto -01 septiembre 2000.

⁴⁶ Declaración del Cusco sobre la Comunidad Sudamericana de Naciones, III Cumbre Presidencial Sudamericana, Cusco, 8 de diciembre, 2004, párrafo tercero en el punto II de dicho documento.

⁴⁷ Artículo 16, Declaración Presidencial y Agenda Prioritaria, Primera Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones, Brasilia, 30 de septiembre de 2005.

Es pertinente destacar que esta declaración sobre integración energética, es la primera en su género, a nivel suramericano, en el marco del desarrollo de la institucionalización del sector, representa una mirada de mayor alcance, identificando los principios que guiarán el proceso de convergencia político y normativo a nivel de la integración energética de la región, como asimismo las dimensiones que aquella debe comprender. Los ocho principios⁴⁸ son los siguientes:

- Principios de cooperación y complementación,
- Derecho soberano a la utilización de los recursos naturales y en la administración de tasas de explotación,
- Respeto a la regulación de cada país y a los modos de propiedad que utiliza cada Estado para el desarrollo de sus recursos energéticos,
- Solidaridad y reciprocidad,
- El propósito de eliminar las asimetrías entre los Estados,
- Respeto a la soberanía y a la autodeterminación de los pueblos,
- Principio de integridad territorial,
- Un marco jurídico común de integración energética.

Los Presidentes resuelven encomendar⁴⁹ la preparación de propuestas para la formulación de una Estrategia de Integración Energética Sudamericana que incluya las siguientes dimensiones:

- Consolidar un diagnóstico del sector energético sudamericano, teniendo en cuenta los estudios relevantes,
- Una sistematización y evaluación del balance energético sudamericano,
- Identificar proyectos, montos y fuentes de financiamiento para el desarrollo de la infraestructura del sector energético de la región y para el desarrollo tecnológico correspondiente,
- Evaluar los mecanismos de integración de mercados, incluyendo la identificación de elementos para avanzar en un marco jurídico común, así como el intercambio de información y experiencias sobre políticas de precios para los diferentes tipos de recursos energéticos, teniendo en cuenta el marco legal vigente en cada país,
- Homogeneizar entre los países miembros de la Comunidad las pautas empleadas para evaluar y clasificar reservas conforme a las mejores prácticas internacionales,
- Plantear mecanismos de complementariedad entre las empresas estatales nacionales de hidrocarburos y otros tipos de energía, con miras a avanzar hacia la integración energética, y
- Avanzar en propuestas de convergencia de las políticas energéticas nacionales tomando en cuenta el marco legal vigente en cada país.

Luego tiene lugar la II Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Suramericana de Naciones en Isla Margarita, el 16 de abril de 2007, en el marco de la I Cumbre Energética Suramericana, la cual arroja resultados de gran relevancia para la evolución del sector. El primero de ellos es el establecimiento del Consejo Energético de Suramérica, integrado por los Ministros de Energía de cada país miembro de Suramérica. Además se le encomienda a que en base a los principios señalados en la esa declaración, elabore una propuesta de lineamientos de Estrategia Energética Suramericana, de Plan de Acción y de Tratado Energético de Suramérica, documentos que originalmente se deberían haber discutidos en

⁴⁸ Numeral primero de la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana, suscrita el 09 de diciembre de 2006 en Cochabamba, Bolivia.

⁴⁹ Al mismo tiempo se les solicita colaboración a los organismos internacionales pertinentes, en particular la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).

el transcurso de la III Cumbre Suramericana de Naciones, sin embargo, en el mismo encuentro las Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno, decidieron modificar el nombre de la novel organización, pasando a denominarla **Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR)** y se acordó que Quito fuera la sede de la Secretaría General.

Naturalmente la III Cumbre Suramericana de Naciones nunca tuvo lugar, en atención a que el siguiente encuentro presidencial fue el acto de suscripción del Tratado Constitutivo de UNASUR, en Brasilia, en 23 de mayo de 2008, creándose dicho organismo de integración regional.

1.3.4.1. Marco Institucional del Sector Energético

Cabe señalar que el Tratado Constitutivo de UNASUR comprende la mención expresa⁵⁰ del Consejo Energético de Suramérica, incorporándolo a la nueva institucionalidad creada por dicho marco jurídico. El desarrollo del marco institucional del sector energético de la región ha estado representado por los avances obtenidos por el Consejo Energético Suramericano, así como por los acuerdos que deben orientar las acciones en el sector energético de UNASUR.

1.3.4.2. Consejo Energético Suramericano

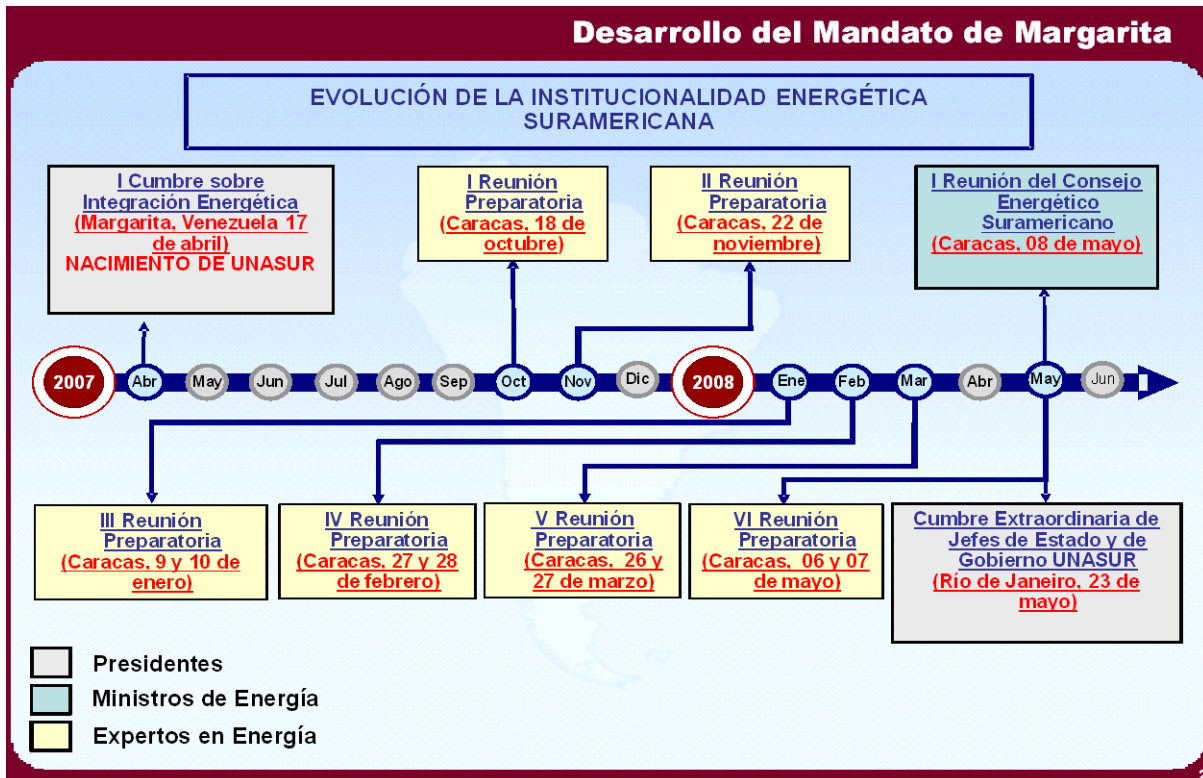
Como puede colegirse de la evolución en la construcción de la institucionalidad energética suramericana, la integración energética de América del Sur, desde un inicio ha sido considerada como un objetivo fundamental y estratégico para lograr los objetivos definidos en el Tratado Constitutivo la integración. Por ello, entre 2008 y 2010, el Consejo Energético se reunió en dos ocasiones, definiendo un conjunto de principios para orientar la futura integración energética en la región. Mediante los aportes de sucesivas reuniones del Grupo de Expertos en Energía de los Estados miembros de UNASUR, se consolidó en el 2010, los Lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana, los Lineamientos de Plan de Acción para la Integración Energética Regional y la Estructura del Tratado Energético Suramericano.

Estos documentos fueron aprobados por los Jefes de Estado y de Gobierno en la Cumbre Extraordinaria de Los Cardales, en mayo del 2010, encomendando continuar con el desarrollo del Tratado Energético Suramericano.

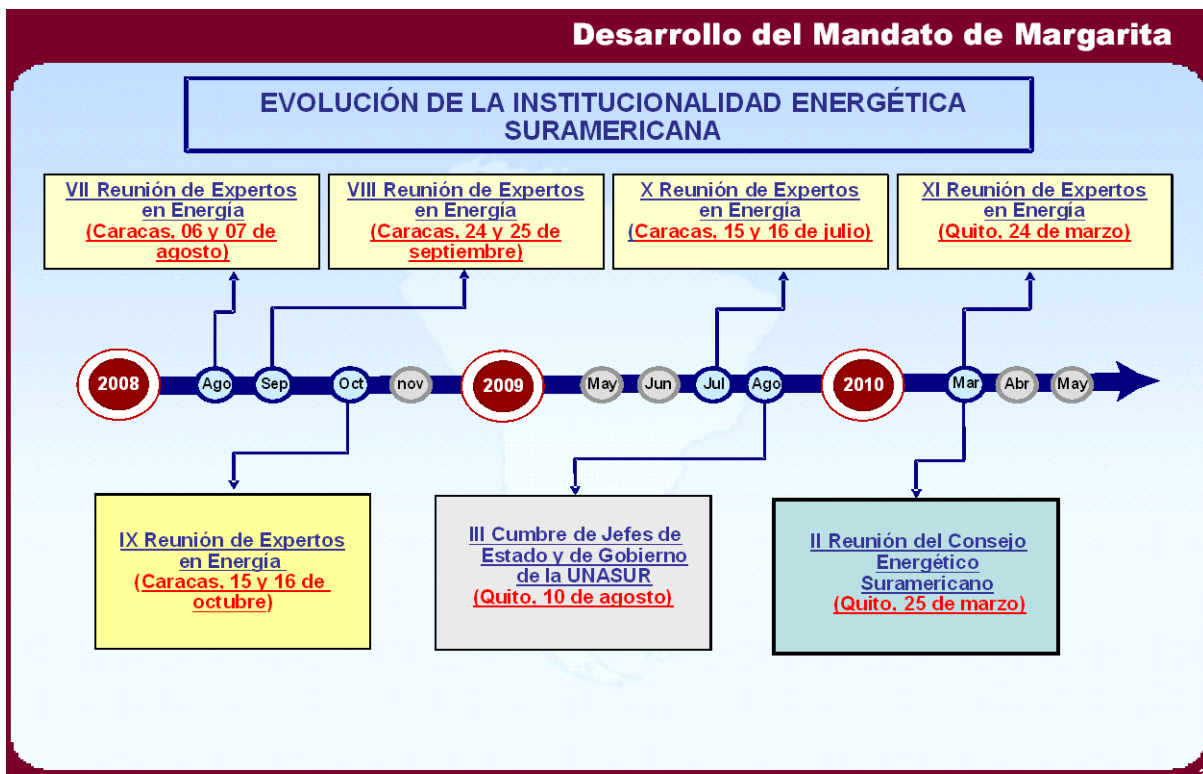
Podemos apreciar en los siguientes cuadros, la evolución en la creación de la institucionalidad a partir del mandato presidencial entregado en la Cumbre Energética de la Isla Margarita del año 2007 a la fecha. Esta síntesis ha sido preparada por la Presidencia Pro Tempore del Consejo Suramericano de Energía, ejercida por la República Bolivariana de Venezuela, hasta que no se apruebe el Tratado Energético Suramericano.

⁵⁰ Artículo 5. Desarrollo de la Institucionalidad, párrafo tercero.

Figura 1.3.4.2.1. Evolución de la Institucionalidad Energética Suramericana

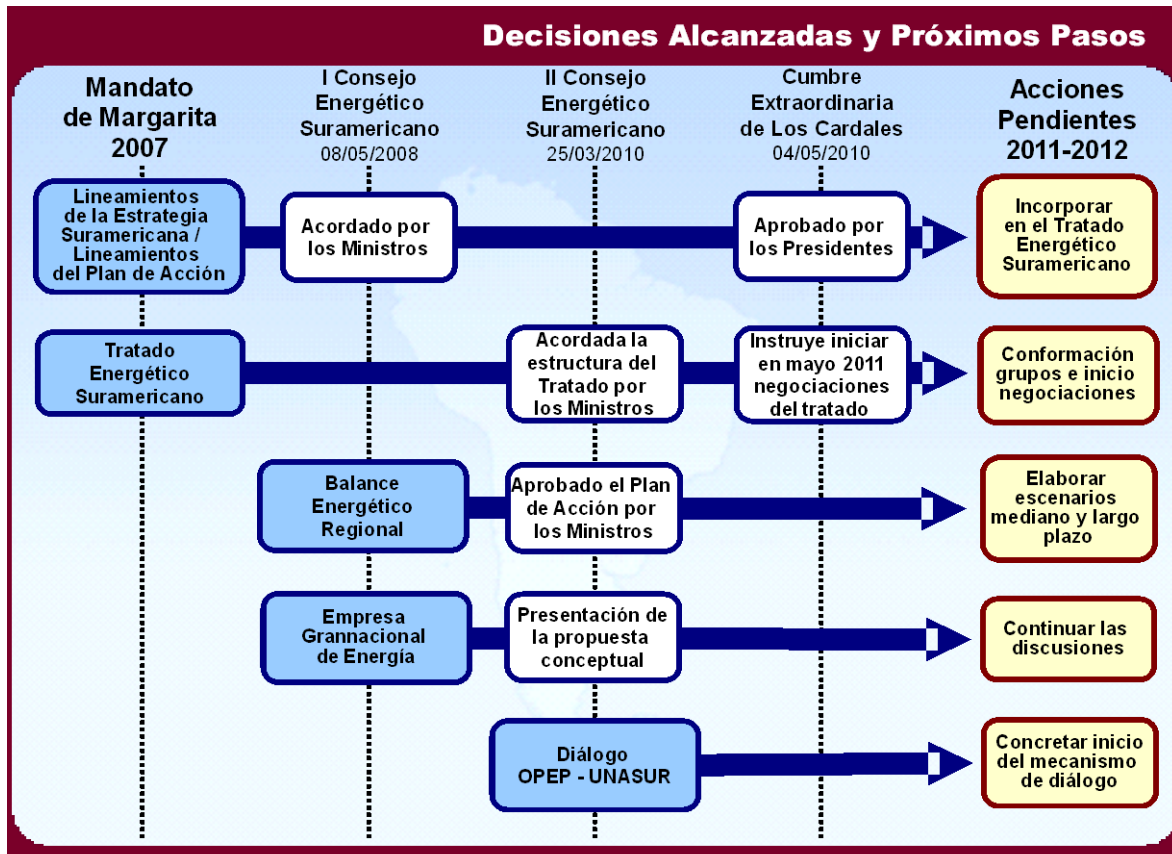


2



3

Figura 1.3.4.2.2. Decisiones Alcanzadas y Próximos Pasos



Con respecto al Consejo Energético Suramericano, en la actualidad se espera dar cumplimiento al mandato entregado por las Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno para contar en un breve plazo con un Tratado Energético Suramericano. Para ello el Grupo de Expertos en Energía debe continuar con sus labores, particularmente en definir los términos de la negociación para luego completar dicho marco jurídico. La Presidencia Pro Tempore ejercida por Paraguay, a partir del mes de octubre, expresó su mayor interés en promover la energía como uno de los ejes prioritarios de su período en la conducción de UNASUR, por ello ha procurado conjuntamente con Venezuela, reactivar el funcionamiento de los Grupos de Expertos, definiendo una serie de encuentros durante el presente año.

La pasada reunión del Consejo de Ministras y Ministros de Relaciones Exteriores, sostenida en Asunción el 17 de marzo 2012, resaltó el interés de la región en producir avances en este ámbito, tomando nota de la XII Reunión del Grupo de Expertos en Energía sostenida los días 14 y 16 de ese mismo mes. Por otra parte, sugirieron que se convoque a una sesión del Consejo Energético Suramericano durante el segundo trimestre del presente año.

Se espera que durante la Presidencia Pro Tempore de Paraguay la labor del Consejo Energético se refuerce y se obtengan los resultados por todos esperados, en atención a la relevancia del Tratado Energético Suramericano. Dicho marco jurídico permitirá perfeccionar la coordinación tanto nacional como regional, fomentar y profundizar los procesos de cooperación e integración energética, impulsar actividades de exploración y búsqueda de fuentes alternativas, al igual que mecanismos que permitan asistir a los países en emergencia energética; establecer marcos legales y técnicos de carácter regional que sustenten los intercambios energéticos en la región y promuevan las inversiones públicas y privadas en el sector energético, incluyendo mecanismos de solución de controversias.

En ese sentido, cabe señalar la importante contribución que en este sentido ha estado realizando la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), para tener los balances energéticos suramericanos y facilitar los trabajos de diagnóstico del sector de la energía suramericana en armonía con las decisiones de las Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno. En la actualidad se espera continuar avanzando en esta tarea en la próxima reunión de este Consejo, que tendrá lugar en Venezuela próximamente, donde también se elaborará la prospectiva energética regional con escenarios de mediano y largo plazo. Para una mayor comprensión del sustrato de la institucionalidad energética suramericana, representada por los documentos ya aprobados, se acompañan una transcripción de tales documentos.

1.3.4.3. Anteproyecto de lineamientos de la estrategia Energética Sudamericana

A. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL: UN OBJETIVO ESTRATÉGICO

La integración energética ha sido considerada como un objetivo fundamental para lograr la integración de América del Sur. Ya desde el Consenso de Guayaquil (julio 2002), los países suramericanos “reafirmaron el papel estratégico que la energía cumple en el desarrollo económico y social de América del Sur” y en este sentido, destacaban la importancia de que el desarrollo de la infraestructura regional en materia energética permitiera niveles de seguridad, confiabilidad y calidad de suministro de energía compatibles con los principios del desarrollo sustentable.

Para avanzar en ese propósito, destacaban la conveniencia de aumentar la coordinación tanto nacional como regional; extender y profundizar los procesos de cooperación e integración energética; impulsar actividades de exploración y búsqueda de fuentes alternativas al igual que mecanismos que permitan asistir a los países en emergencia energética; establecer marcos legales y técnicos de carácter regional que sustenten los intercambios energéticos en la región y promuevan las inversiones tanto públicas como privadas en el sector.

De igual forma, se enfatizaba la importancia de la diversificación de las fuentes energéticas destacando el desarrollo conjunto de los recursos, a fin de incrementar la capacidad, eficiencia, confiabilidad y sustentabilidad energética de la región; la conveniencia de estimular la integración eléctrica y gasífera, reconociendo también el papel potencial de otras fuentes, resaltando el papel de la energía en las políticas de superación de la pobreza.

En la Declaración de Cusco, en diciembre de 2004, con la cual nace la Comunidad Suramericana de Naciones, la integración energética es identificada como uno de los procesos cuyo desarrollo y perfeccionamiento permitirá generar un espacio suramericano donde la complementación de potencialidades, aunada a una conciencia ambiental responsable, permitirá alcanzar un desarrollo más equitativo, armónico e integral.

En este contexto, la atención de las subregiones con menor desarrollo del espacio suramericano y la profundización de las experiencias bilaterales, regionales y subregionales existentes, se consideraron como medios que contribuirían a fortalecer el proyecto integrador; al igual que la promoción de mecanismos financieros que faciliten una mejor realización de inversiones en infraestructura energética para la región.

De igual forma, los países suramericanos en la Declaración de Caracas, en el marco de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Suramericana de Naciones, en septiembre de 2005, indicaron que la Integración Energética es un área de acción prioritaria y señalaron que un objetivo fundamental de esta integración, sería maximizar los beneficios

derivados de los intercambios energéticos, procurando un mejor acceso en términos de disponibilidad y de costos para el beneficio de sus pueblos.

En el año 2006, en la Declaración de Cochabamba, los países suramericanos, decidieron avanzar en la construcción del modelo de integración, para ello plantearon cuatro objetivos regionales, entre los cuales se encuentra la “integración energética para el bienestar de todos”, que tendrá como base un conjunto de acciones para minimizar las asimetrías económico-sociales de la región. Esta integración implicaría la articulación de políticas nacionales y estrategias para un aprovechamiento integral, sostenible y solidario de los recursos energéticos, que reconozca las asimetrías entre los países y las regiones.

En abril de 2007, en el contexto de las Decisiones del Diálogo Político entre los Jefes de Estado y de Gobierno, en el marco de la 1 Cumbre Energética Suramericana, en Margarita, nace UNASUR como plataforma institucional de complementación regional, estableciendo parámetros para el desarrollo de la integración energética de Suramérica. En esta ocasión, en la Declaración de Margarita, los Presidentes crean el Consejo Energético Suramericano, con el fin de que éste presente una propuesta de lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana, del Plan de Acción y del Tratado Energético de Suramérica, que será discutido en la 1 Cumbre de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR).

B. PRINCIPIOS RECTORES DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SURAMERICANA

El Consenso de Guayaquil y las Declaraciones de Cusco, Caracas, Cochabamba y Margarita, los cuales se indican a continuación:

1. Cooperación y Complementación;
2. Solidaridad entre los pueblos;
3. Respeto a la Soberanía y a la Autodeterminación de los pueblos;
4. El derecho soberano a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de los recursos naturales renovables y no renovables, así como también a administrar la tasa de explotación de estos recursos;
5. La integración regional en busca de la complementariedad de los países en el uso equilibrado de los recursos para el desarrollo de sus pueblos
6. El respeto a los modos de propiedad que utiliza cada Estado para el desarrollo de sus recursos energéticos;
7. La integración energética como una herramienta importante para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza;
8. La universalización del acceso a la energía como un derecho ciudadano;
9. El uso sostenible y eficiente de los recursos y potencialidades energéticas de la región;
10. La articulación de las complementariedades energéticas para disminuir las asimetrías existentes en la región;
11. El reconocimiento de los Estados, la sociedad y las empresas del sector como actores principales del proceso de integración.
- 12.

C. LINEAMIENTOS DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA SURAMERICANA

Sobre la base de los principios anteriormente señalados, se proponen los siguientes lineamientos de la estrategia, los cuales contienen las directrices generales que permitirán cumplir con los objetivos necesarios para la consecución de la Integración Energética Suramericana:

PUNTO 1-PROMOVER LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE LA REGIÓN

La seguridad del abastecimiento energético de la región pasa por procurar la debida articulación entre las fuentes de energías existentes y el desarrollo de los mercados regionales, tanto en condiciones normales como de emergencia, la cual debe cubrir toda la cadena de valor energética y apuntar a la industrialización con base en los energéticos primarios disponibles.

Para alcanzar el objetivo del abastecimiento energético regional, resulta entonces indispensable que se desarrolle la capacidad doméstica de producción, se potencie la disponibilidad de los recursos existentes y se reduzca el grado de incertidumbre sobre el abastecimiento externo de la región. La consecución de estos objetivos permitirá alcanzar un adecuado nivel de cobertura de suministro energético y de los inventarios requeridos para la seguridad energética de la región.

Cabe destacar, que la concreción de estos objetivos pasa por desarrollar con antelación, proyectos asociados con la adecuación y el uso óptimo de la infraestructura existente, así como asegurar la capacidad de transporte y distribución que permita disponer de los recursos energéticos en los centros de consumo, con el fin de garantizar la solidez de los servicios públicos energéticos distribuidos en red.

La región suramericana cuenta con valiosos e ingentes recursos naturales energéticos, tanto renovables como no renovables, además de poseer enormes potencialidades para el desarrollo de nuevas fuentes energéticas que permiten garantizar el abastecimiento de la región. Sin embargo, los retos que imponen la realidad económica y social existente, comprenden la necesidad de incrementar la base de recursos existentes y desarrollar las potencialidades con las cuales se cuenta, así como la infraestructura necesaria para disponer de los mismos, aumentando de esta forma la independencia energética de la región en los próximos años. En este sentido, es imperativa la realización de la prospección de la matriz energética en el largo plazo, que considere las fuentes y usos de energía y tome en cuenta las deficiencias energéticas, Esta prospección permitirá obtener la información necesaria para configurar una matriz energética regional eficiente y eficaz.

Para ello, es indispensable aprovechar las distintas experticias y tecnologías que posee cada uno de los países miembros, tanto en las áreas de prospección, exploración, producción, refinación, comercialización e industrialización de los recursos fósiles, como en las áreas de generación de energía eléctrica, energías alternativas y renovables (biocombustibles, eólica, solar, nuclear, mareomotriz, geotérmica, hídrica, hidrogeno, entre otras) y transporte y distribución de servicios públicos.

Es importante señalar, que la base de recursos y las potencialidades de los países miembros brindan oportunidades para diseñar mecanismos novedosos como la creación de empresas Grannacionales⁵¹ u otras formas de asociación, que a través de proyectos conjuntos sustentables en materia de energía, promuevan el desarrollo regional de los pueblos al tiempo que contribuyan a la seguridad energética de la región.

PUNTO 2-PROMOCIÓN DEL INTERCAMBIO ENERGÉTICO REGIONAL.

La promoción del intercambio energético regional tendrá como base los resultados alcanzados por la prospección de la matriz energética de largo plazo, que indicará posibilidades del mejor uso de las reservas existentes, identificará las fuentes de

⁵¹ Se entiende por empresa Grannacional: empresas mixtas estatales de la región suramericana, este término se emplea para diferenciarlas de empresas transnacionales.

suministros, la segmentación de los mercados y las oportunidades y potencialidades de integración regional.

Estas condiciones plantean la necesidad de fortalecer el intercambio intraregional, aprovechando las sinergias para fomentar la complementariedad entre los países miembros y disminuir las asimetrías energéticas existentes, priorizando el abastecimiento interno y la exportación intraregional. Para ello, se requiere armonizar sin perjuicio de la legislación propia de cada país, entre otros, los esquemas legales, regulatorios y fiscales, junto con contar con la necesaria voluntad política que permita la coordinación que facilite la integración energética regional.

De esta forma, el intercambio intraregional coadyuvaría al beneficio de las zonas más desprovistas y menos desarrolladas de la región, contribuyendo con el abastecimiento energético regional.

PUNTO 3-FORTALECIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA REGIONAL.

El fortalecimiento de la infraestructura energética regional implica la adecuación y optimización de la existente, así como la visualización y desarrollo de nuevas capacidades, posibilitando la incorporación de las fuentes de suministro para atender las necesidades de los centros de consumos existentes y futuros. Esto contribuirá con un suministro continuo y eficiente de la energía, así como una mayor cobertura en la región.

Para cumplir con este lineamiento, es importante realizar los estudios necesarios relacionados con los sistemas asociados a la transmisión y distribución de la energía, de los cuales se derivarán los principales proyectos de infraestructura que apuntarán hacia la incorporación de los distintos polos industriales y a la construcción de una amplia red de generación, transporte, almacenamiento y distribución de energía, la cual contribuirá con la sostenibilidad de la integración de los países del sur y promoverá el desarrollo socioeconómico y la erradicación de la pobreza en Suramérica.

PUNTO 4- PLANTEAR MECANISMOS DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS EMPRESAS ESTATALES NACIONALES DE HIDROCARBUROS Y OTROS TIPOS DE ENERGÍA.

El desarrollo de proyectos conjuntos en materia energética amerita el entendimiento de las diferentes empresas estatales nacionales de energía⁵², sin menoscabo de las decisiones de aquellos países que de común acuerdo deseen incorporar al sector privado en el diseño, financiamiento y ejecución de estos proyectos, según las modalidades y mecanismos establecidos en sus marcos normativos y legales. Asimismo, se llevarán a término aquellos proyectos que sean requeridos en la cadena de valor de la energía, así como de infraestructura para consolidar la integración energética regional.

Esto implica, al mismo tiempo, la posibilidad de crear cadenas productivas integradas entre diferentes sectores industriales, además de la generación de valor agregado regional en los productos de consumo final. Esto sería el resultado conjunto del esfuerzo financiero y humano de cada uno de los países miembros. Teniendo como punto de partida el fortalecimiento de los acuerdos entre empresas estatales nacionales de hidrocarburos y otros tipos de energía.

Es indiscutible que en la región suramericana existen empresas nacionales de hidrocarburos y de energía de amplia trayectoria y experiencia, así como también otras que están en proceso de formación y aprendizaje. Es deseable que estas empresas compartan sus experiencias y diseñen mecanismos de complementariedad a fin de fortalecer la capacidad empresarial e interna de la región respetando las políticas energéticas de cada país en

⁵² Bajo esta denominación se comprenderán también las empresas con participación estatal nacional.

condiciones contractuales que favorezcan efectivamente la integración suramericana en este sector.

PUNTO 5-PROPICIAR EL INTERCAMBIO Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIAS, ASÍ COMO LA FORMACIÓN DE RECURSOS HUMANOS

La complementariedad entre los países miembros de UNASUR en el área de energía debería propiciar el intercambio y la transferencia de tecnologías y por ende, la formación de los cuadros técnicos necesarios para garantizar la eficiencia y eficacia de los sistemas energéticos, así como la creación de una cultura orientada a la conservación de los recursos energéticos, al uso y promoción del consumo racional de la energía, al estímulo de la conciencia social y al pensamiento sistémico sobre los aspectos asociados a la integración regional.

El desarrollo de esa cultura en los términos antes indicados, el intercambio de información entre los técnicos de los países miembros, el estímulo a la investigación y la voluntad de transferir los conocimientos y la tecnología, contribuirán efectivamente no sólo a la independencia tecnológica. Sino también a la seguridad energética, pues los técnicos estarán capacitados para atender cualquier eventualidad con una visión regionalista, respetando los modos de propiedad que utiliza cada estado para el desarrollo de sus recursos energéticos.

PUNTO 6-INCENTIVAR EL DESARROLLO ENERGETICO REGIONAL A FIN DE PROPICIAR UN MODELO DE CONSUMO RACIONAL Y SOSTENIBLE QUE PRESERVE LOS RECURSOS NATURALES Y EL AMBIENTE.

La energía es un elemento fundamental para la región, sin la cual no habría crecimiento económico, pues esta es la base y el motor que mueve todas las actividades industriales y de servicios en el mundo actual. Sin embargo, los países miembros están consientes de la necesidad del uso racional de la energía y de sustituir patrones de consumo no sostenible. Tomando en cuenta que la mayoría de los energéticos primarios disponibles ocasionan en menor o mayor grado un impacto ambiental, se estima necesario incentivar un desarrollo energético regional adecuado a un modelo de consumo racional y sustentable a fin de preservar los recursos naturales y el ambiente.

Suramérica ha sido favorecida por la naturaleza, pues posee abundantes recursos naturales energéticos de distintas fuentes, no sólo para abastecerse a sí misma, sino también para contribuir con el abastecimiento energético de otras regiones, generando al mismo tiempo crecimiento económico a través de la exportación.

Sería recomendable que la producción y el consumo de energía en la región se planifiquen de manera tal, que los patrones de consumo obedezcan a criterios de racionalidad, eficiencia y eficacia contemplando el compromiso social.

Dado el impacto que genera la demanda energética en el ambiente, es necesario que en la región se promuevan patrones de producción y consumo sostenibles, teniendo en cuenta que el desarrollo energético debe llevarse a cabo de forma integral, creando un balance entre la estabilidad y confiabilidad del suministro y preservación del ambiente.

Es por esa razón que las actividades de la industria energética regional han de promover el desarrollo sustentable y en especial en los aspectos social, agrícola, productivo y tecnológico en armonía con el ecosistema y los objetivos que guían el Plan de Implementación de Johannesburgo. Asimismo, es importante destacar una vez más, la necesidad de prestar atención al cambio climático y sus consecuencias, motivo por el cual se recomienda la implantación de políticas que incentiven un uso eficiente y la conservación de la energía, así como también acceso a la energía necesaria para el desarrollo de

nuestros países, las cuales deberían contribuir a reducir la problemática ambiental, al mismo tiempo que se alcanzan los objetivos de desarrollo económico y social de la región.

Con la finalidad de garantizar la sostenibilidad de los distintos modelos económicos de las partes y contribuir asimismo a la seguridad energética mediante la prolongación de la relación reservas/producción de los recursos naturales no renovables, es importante promover patrones de consumo racionales, una producción orientada a la conservación, una tecnología que fomente la incorporación de equipos y maquinarias más eficientes en el uso de la energía, la protección del ambiente y la creación de una conciencia social enfocada en la conservación, en el uso sostenible de los recursos, en el ahorro de la energía y en la eficiencia energética.

PUNTO 7-PROMOVER LA INDUSTRIALIZACIÓN Y EL DESARROLLO DEL SECTOR ENERGETICO y SU COMPLEMENTACIÓN REGIONAL.

Los Estados promoverán el desarrollo del sector energético, la industrialización y su complementación regional en los diversos segmentos de las cadenas energéticas, incluyendo entre otras áreas de exploración, producción, generación, transmisión, procesamiento, distribución, comercialización y transporte de energías renovables y no renovables, respetando las políticas energéticas e industriales y marcos jurídicos de cada país. De esa forma, deberán ser consideradas las iniciativas vinculadas con la utilización de los recursos energéticos disponibles, así como también la expansión de infraestructura, capacidad de evaluación, generación, transporte y comercialización de estos recursos.

La industrialización en los diversos segmentos de las cadenas energéticas- como por ejemplo la petroquímica- representa un gran potencial para multiplicar la actividad económica de la región, mediante la creación de polos industriales, los cuales contribuirían con la generación de empleos directos e indirectos, al aumento del valor agregado de los productos regionales, al desarrollo tecnológico así como al fomento de actividades relacionadas. La industrialización del sector energético se orientaría al desarrollo integral y diversificado con la participación de otros sectores productivos conexos, intensificando la cadena productiva regional.

De esa manera, la industrialización será un factor determinante para contribuir con la estabilidad económica de la región, la provisión interna de energía y productos industriales derivados, la seguridad energética regional, el dominio tecnológico y el desarrollo de toda la cadena industrial relacionada. En ese sentido, es importante priorizar y promover la cooperación entre los países para avanzar en el desarrollo tecnológico de las industrias suramericanas de suministro de bienes y servicios para las áreas de energías renovables y no renovables. Con eso se contribuirá a impulsar la ampliación de la infraestructura energética regional y la complementariedad industrial de los países.

PUNTO 8-PROMOVER LA ARMONIZACIÓN DE LOS ASPECTOS REGULATORIOS Y COMERCIALES ASOCIADOS CON LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA. *(Bajo el entendido de que los aspectos jurídicos que se deriven de estos lineamientos serán materia del alcance del tratado energético suramericano).*

La profundización de la integración energética habrá de expresarse a través de acuerdos regionales o subregionales que fomenten los intercambios energéticos y contribuyan al abastecimiento, el desarrollo industrial, la creación y fortalecimiento de la infraestructura energética regional, el intercambio y transferencia de tecnologías, la formación de recursos humanos y demás pilares de la integración, sin olvidar que la voluntad política siempre deberá estar presente, respetando las políticas energéticas de cada país y estableciendo condiciones contractuales que favorezcan efectivamente la integración suramericana en este sector. Estos acuerdos partirán, entre otros, tanto del Tratado Constitutivo de UNASUR

como del Tratado Energético Suramericano y tendrán como fin fundamental la consecución del objetivo estratégico de la seguridad y la integración energética regional.

PUNTO 9-INCORPORAR EN LAS PLANIFICACIONES ENERGÉTICAS NACIONALES EL COMPONENTE DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL

El logro de la complementariedad energética suramericana implica el desarrollo de políticas públicas que consideren un plan indicativo común a nivel regional, a la vez que fomenten el desarrollo interno de los países. Para ello, es necesario que los planes indicativos de desarrollo y los arreglos presupuestarios del sector energético, comprendan líneas de acción tendientes a alcanzar los grandes objetivos sociales y económicos de la integración respetando los intereses nacionales. De igual forma, es fundamental seguir contribuyendo en la construcción de la plataforma institucional de UNASUR para asegurar la coordinación y articulación de políticas regionales en el sector energético.

Es recomendable resaltar, que la planificación indicativa debería priorizar la formación de corredores energéticos orientados principalmente hacia la cobertura de necesidades internas y luego la exportación regional, pues es este un elemento fundamental para la seguridad energética.

PUNTO 10-PROMOVER EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA Y EL INTERCAMBIO DE EXPERIENCIAS EN ESTA MATERIA

La matriz energética suramericana tal y como existe actualmente es abundante en recursos energéticos renovables y no renovables. Asimismo, existen las condiciones óptimas en la región para el desarrollo de energías alternativas. Toda esa abundancia debería dar pie al estímulo de patrones sostenibles de consumo, y por lo tanto, se deberían promover las políticas públicas necesarias para el uso eficiente de la energía, tanto a nivel de consumo como en la producción.

Es importante destacar, la necesidad de intercambiar las experiencias exitosas que han desarrollado los países miembros de UNASUR, en la implantación de políticas de uso eficiente de la energía, mediante las cuales han logrado ahorrar considerables recursos financieros que se han destinado a proyectos sociales entre otros.

El uso eficiente implica tanto la puesta en marcha de proyectos de educación, así como la promoción de una cultura de consumo que se adapte a los parámetros de eficiencia energética. De la misma manera, amerita el fortalecimiento de la cooperación técnica intrarregional a nivel de programas de sustitución de sistemas de consumo por otros más eficientes y de desarrollo de nuevas tecnologías.

PUNTO 11-IMPULSAR EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y ALTERNATIVAS (BIOCOMBUSTIBLES⁵³, EÓLICA, SOLAR, NUCLEAR, MAREOMOTRIZ, GEOTÉRMICA, HÍDRICA, HIDRÓGENO, ENTRE OTRAS)-CONJUGAR ESFUERZOS PARA INTERCAMBIAR EXPERIENCIAS EN BIOCOMBUSTIBLES REALIZADAS EN LA REGIÓN, CON MIRAS A LOGRAR LA MÁXIMA EFICIENCIA EN EL EMPLEO DE ESTAS FUENTES, DE TAL FORMA, QUE PROMUEVA EL DESARROLLO SOCIAL, TECNOLÓGICO, AGRÍCOLA Y PRODUCTIVO

Para el conjunto de los países miembros de UNASUR, es relevante tomar en cuenta la necesidad del desarrollo de las fuentes autóctonas y de energías alternativas y renovables, pues son estas las que contribuyen en mayor grado al desarrollo sostenible y a la seguridad energética.

Actuando en función de la complementariedad, los países miembros independientemente de su condición de importadores o exportadores deberían buscar la maximización de la

⁵³ Con observación del Estado Plurinacional de Bolivia con respecto a la utilización del término de biocombustibles.

producción de estas fuentes, de tal manera, que los objetivos de largo plazo configuren una matriz energética diversificada.

La promoción de la producción y uso de los biocombustibles en la región debería realizarse en armonía con los aspectos agrícolas, sociales y ambientales.

Dada la importancia que en la actualidad está tomando la utilización de biocombustibles, así como las experiencias exitosas que algunos de los países miembros han tenido en esta materia, resulta importante fomentar su intercambio en el desarrollo industrial de biocombustibles, con miras a lograr la máxima eficiencia en el empleo de esta fuente, a fin de promover el desarrollo social, tecnológico, agrícola y productivo.

PUNTO 12-ESTIMULAR LA ASOCIACIÓN ENTRE EL SECTOR PÚBLICO Y EL SECTOR PRIVADO. REALIZAR LOS MEJORES ESFUERZOS PARA LA CREACION DE EMPRESAS GRANNACIONALES, CON ARREGLO AL ORDENAMIENTO LEGAL INTERNO DE CADA ESTADO EN ATENCIÓN A LA FORMA O MODELO DE ASOCIACIÓN LEGAL Y FINANCIERA DE LAS EMPRESAS PARTICIPANTES. CADA PAÍS SE RESERVA EL DERECHO A DEFINIR LA COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE LA EMPRESA QUE SE ASOCIARÁ PARA CONFORMAR LA EMPRESA GRANNACIONAL

Los Estados, junto con sus empresas energéticas, han asumido un rol de liderazgo en el actual proceso de integración, sin menoscabo del desarrollo conjunto de proyectos energéticos que contemplen la asociación de los sectores públicos y privado, y realizando el mejor esfuerzo para que contribuyan al mejoramiento del bienestar social tomando en consideración el compromiso de la responsabilidad social empresarial.

La creación de Empresas Grannacionales, entre aquellos Estados interesados, permitiría potenciar las capacidades técnicas, financieras y de disposición de recursos de los países, a fin de desarrollar los proyectos requeridos para la utilización de los recursos energéticos disponibles, así como también para el desarrollo de la infraestructura, capacidad de generación, transporte y comercialización de estos recursos.

Estas Empresas Grannacionales podrían abarcar las áreas de exploración y producción de petróleo, gas y carbón, refinación, petroquímica, desarrollo de infraestructura, de transporte, de almacenamiento, de distribución, comercialización, de electricidad, energías renovables y alternativas y transporte marítimo, de acuerdo a la soberanía y al marco legal vigente en cada país; y serían orientadas, en la medida de lo posible, al desarrollo de proyectos basados en los principios de solidaridad y complementariedad regional.

PUNTO 13-PROPICIAR EL MANTENIMIENTO DE LOS ACUERDOS BILATERALES O REGIONALES Y SUBREGIONALES EXISTENTES, ASÍ COMO LA NEGOCIACIÓN DE FUTUROS ACUERDOS

Sobre la base de los acuerdos ya constituidos en materia energética y de la infraestructura que ya se ha generado mediante la aplicación de los mismos, se deberían realizar los mejores esfuerzos para mantener la vigencia y la utilización efectiva de estos y de ser necesario, su respectiva adecuación, con el fin de evitar la duplicidad de esfuerzos. Asimismo, resulta importante avanzar en la visualización, conceptualización y concreción de nuevos acuerdos que sobre la base de los ya existentes, contribuyan a la operacionalización de los planes indicativos energéticos.

PUNTO 14-PROMOVER UNA RELACIÓN EQUILIBRADA ENTRE PAÍSES PRODUCTORES Y CONSUMIDORES DE ENERGÍA

PUNTO 15

AVANZAR Las relaciones entre países productores y consumidores de energía deberían generarse sobre la base del equilibrio, por lo cual los proyectos de integración energética

han de avanzar en concordancia con las necesidades, tanto de los productores como de los consumidores de la región, manteniendo como objetivo complementación solidaria, respetando las políticas energéticas de cada país.

EN PROPUESTAS DE CONVERGENCIA DE LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS NACIONALES TOMANDO EN CUENTA EL MARCO LEGAL VIGENTE EN CADA PAÍS

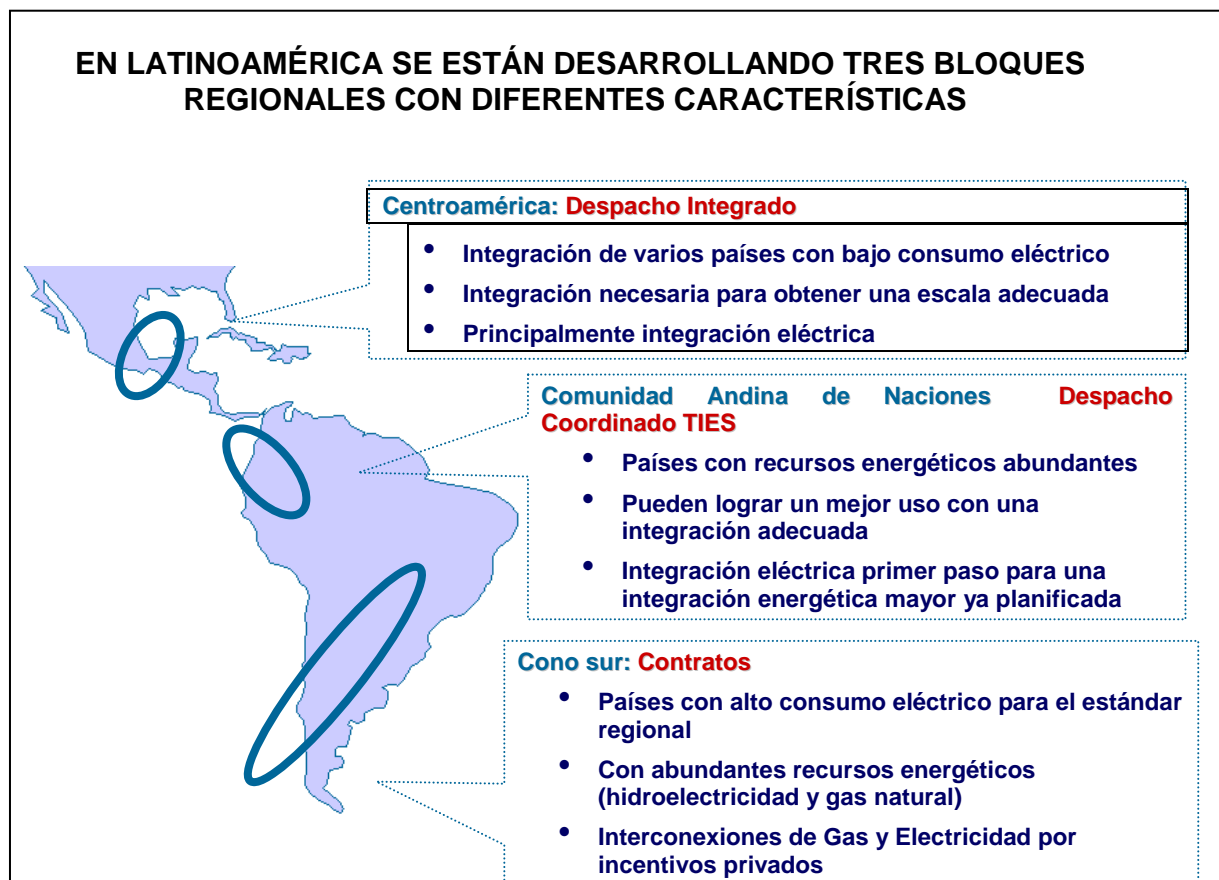
Los países suramericanos poseen diferencias tanto en sus ordenamientos jurídicos como en sus políticas públicas. En consecuencia han de procurar, en su esfuerzo por complementarse en el sector energético, la armonización de políticas y normativas, coherentes con el objetivo regional de la integración energética, sin menoscabo del derecho soberano y de autodeterminación de cada país, con miras a la implantación eficiente y eficaz de los planes indicativos en el marco de la integración energética regional UNASUR.

Como puede ser deducido los avances del UNASUR son fuertes en conceptos pero no indican obras prioritarias a la fecha.

1.4. Conclusiones

Como se muestra en la siguiente figura, la caracterización de la aptitud para la integración ha sido identificada para cada subregión.

Figura 1.4.1. Acerca de los bloques regionales de integración



En tal sentido CIER ha visualizado las siguientes recomendaciones, que de algún modo y con distinto énfasis y matices pueden ser también inferidas de los enunciados del UNASUR:

- Se requieren modelos flexibles, adaptables a diferentes situaciones, que puedan funcionar en condiciones de mayor interdependencia entre países, y en sistemas energéticos multinacionales, basados en valores que permitan converger a una eficiencia, sustentabilidad y seguridad de servicio.
- • Rescatar los beneficios estructurales alcanzables
- • No responder reactivamente a los problemas del pasado, promover lo positivo
- • La integración como opción para enfrentar necesidades concretas
- • ” Se requiere así de una evolución en el paradigma de la integración y además,
- • Voluntad política
- • Desarrollo institucional
- • Adecuada regulación de comercio transfronterizo
- • Infraestructura de interconexión

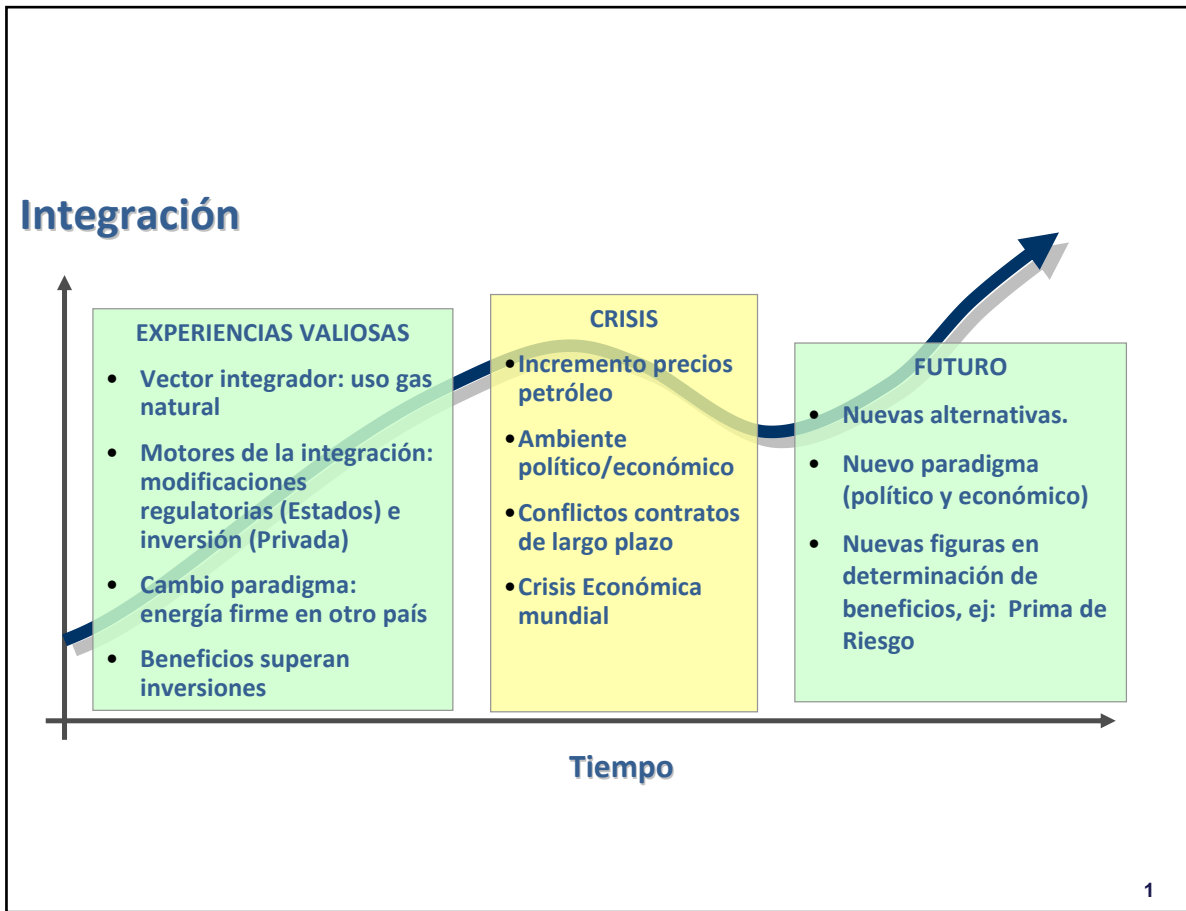
Estas consideraciones desembocan en la identificación y creación de los “Instrumentos requeridos para incrementar integración”

Entre ellos:

- “Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones
- Pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión:
 - 1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad, como se harían los intercambios de oportunidad, etc.
 - 2. Análisis preliminar económico de la interconexión,
 - 3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un Acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales.
 - 4. Estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtención de la licencia ambiental y definición de los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.

La creación de un sistema de información de los sistemas eléctrico/energético de Latino América actualizado y de mayor detalle será necesario profundizando el rango de acción de OLADE:

Figura 1.4.2. Acerca de la dinámica del proceso de integración



De este modo:

- parecería que hay que aceptar que existen diferentes formas de maximizar los intereses de los países, y encontrar mecanismos comerciales en el que todos se beneficien, independientemente del escenario en el cuál se encuentra el país,
- parecería una solución plantear esquemas innovadores para intercambiar energía, que no requieran armonizaciones regulatorias profundas en los mercados internos de los países involucrados y posibiliten:
 - maximizar beneficios,
 - prevenir el abuso de poder de mercado,
 - establecer mecanismos de cubrimiento de riesgos y de solución de conflictos

En tal sentido se deben considerar los resultados de los estudios bajo los siguientes principios generales a considerar:

- ▶ Autonomía de cada país: *No podría existir un esquema regulatorio único*
- ▶ Seguridad operativa: cada país decide sus criterios; prioridad para el suministro local. En el caso de contratos firmes, compartir los riesgos
- ▶ Formación de precios: Curvas de oferta de disposición a exportar e importar. Esquema de precios “locales” y “para exportación”. Semejante al MER de Centroamérica
- ▶ Remuneración asegurada de las interconexiones: Subasta de la construcción con licencia ambiental previa. Seguridad Financiera para las Transacciones: Garantías Financieras.

Estas recomendaciones podrían ser aplicables considerando los principios enunciados por la UNASUR y considerando que la propuesta de creación de “*grannacionales*” regionales no excluye programas de participación público-privada.

Sin embargo como se ha visto en los informes II y III el destino de las rentas y su aplicación a inversión es un escollo a ser superado y tema prioritario para la Agenda. Por otra parte la existencia de conglomerados energéticos y empresas estatales de envergadura debería dar lugar a una integración entre cadenas energéticas, lo que es crítico en el tema gas natural.

2. INTEGRACIÓN DE MERCADOS DE GAS NATURAL

2.1. Antecedentes históricos: Suramérica

A pesar de que las ideas acerca de la conveniencia de lograr un alto grado de integración de los mercados de gas de la región tienen una larga data, lo cierto es que entre 1960 y 1990 los únicos intercambios registrados fueron los ocurridos entre Argentina y Bolivia.

Cabe decir que estos intercambios tenían como principal propósito fortalecer acuerdos de carácter geopolítico entre los gobiernos militares de Bolivia y de Argentina (Kozulj, R.; Pistonesi et. al., 1989). Por otra parte, ello permitía a Bolivia una vía para explotar uno de sus recursos más abundantes para incentivar el desarrollo económico nacional. Por lo tanto, la importación de gas de Argentina no tuvo como principal directriz fortalecer el suministro interno. De hecho, muy pocos años después de la firma del contrato con Bolivia, la Argentina produjo los mayores descubrimientos y desarrollos en las cuencas Neuquina, Austral y la propia del Noroeste lo que, en aquel contexto de demanda hacía innecesaria la importación. El precio pagado a Bolivia sobre la base de una fórmula que ligaba el precio del gas al del petróleo en el mercado internacional, llegó a representar varias veces el que percibía YPF por el suministro del producto a Gas del Estado, en particular durante buena parte de las décadas del setenta y del ochenta, en las cuales se produjeron las dos crisis petroleras mundiales. Debe ser recordado que en la Argentina, la transferencia de renta petrolera desde YPF a la empresa estatal de gas, Gas del Estado, fue el mecanismo que aseguró dos de las condiciones del éxito que tuvo ese país en lograr desarrollar el mayor mercado de gas de la región: a) precios competitivos del gas para todos los segmentos del mercado; b) suficiencia financiera de la empresa estatal de transporte y distribución de gas.

Fue sólo durante la década de los noventa que, en el contexto de fuertes reformas del sector energético en varios países de la región, la integración comenzó a manifestarse.

En el caso de la Argentina a través de la construcción de diversos gasoductos de exportación de gas, principalmente con destino a Chile, aunque también a Brasil y a Uruguay. Estos desarrollos estuvieron motivados tanto por la iniciativa privada de los productores de gas de Argentina, como por la de los generadores eléctricos y otros actores de aquellos países que vieron la oportunidad de desarrollar mercados en estos países.

La Argentina aparecía con reservas de gas excedentes y se autodefinía como “país gasífero”. Chile, por su parte, adoptó una estrategia de expansión del parque de generación eléctrica en base a ciclos combinados, cuya alta eficiencia junto al supuesto respaldo de gas abundante y barato hacía aparecer esta opción como razonable. La llegada del gas con este destino facilitó también la penetración del gas para usos en el sector industrial, residencial, comercial y vehicular. De este modo aquel país rápidamente diversificó su matriz energética.

En el caso de Brasil, la penetración del gas se basó también sobre un supuesto similar. En tanto Bolivia aparecía con reservas excedentes, el gas abundante a precios razonables- en el contexto de aquel momento- apareció como una opción para concretar una decisión compleja respecto a la conveniencia y oportunidad de diversificar la oferta energética brasilera.

La iniciativa de Petrobras, fue en tal sentido crucial. Su participación en el *upstream* de la industria de hidrocarburos en Bolivia, básicamente a través del campo San Antonio, y su papel central en el transporte de gas (Transredes), parecían garantizar la estrategia adoptada y quebrar las resistencias que a la misma oponían algunos sectores internos.

En tanto los principales actores del mercado productor de gas aparecían en los tres países simultáneamente, la idea de que ellos mismos impulsaran la integración como forma de monetizar reservas y fijar un precio regional aparecía como natural.

Sin embargo, la idea de una mayor integración sólo comenzó a cobrar fuerza una vez establecida la infraestructura de abastecimiento desarrollada, como se dijo, bien fuera sobre la base de acciones emprendidas por el sector privado, bien sobre la base de acuerdos binacionales.

De hecho, muchos de los gasoductos proyectados, aunque no realizados, tenían como objetivo concretar a mediano plazo un mercado competitivo del gas (y de electricidad), donde jugarían en espacios de encuentro, ofertas y demandas provenientes de Argentina, Brasil y Bolivia. La idea de un mercado de referencia para los precios regionales del gas se daría a partir de los comportamientos de los actores en San Pablo y Buenos Aires, generando tales señales rentas de localización, específicas, que incentivarían la producción de gas en cada una de las potenciales cuencas competidoras⁵⁴.

Como se puede observar en el Mapa 2.1.1, importantes gasoductos que conectarían las reservas de Argentina y Bolivia, atravesarían territorio argentino y brasilero, constituyendo mercados de gas competitivos en Porto Alegre y San Pablo. A su vez, gasoductos en construcción desde la cuenca de Campos en Brasil (y posiblemente más tarde la de Santos), conformarían puntos de llegada para el gas producido por Brasil.

⁵⁴ La estrategia de integración gasífera y monetización de reservas se complementaba con un crecimiento del parque térmico de ciclos combinados, de modo tal que en ausencia de infraestructura para el comercio de gas, pudiera comerciarse indirectamente en forma de energía eléctrica.

Mapa 2.1.1. Estado de las redes de gasoductos construidos, en construcción, proyectados y en estudio hacia 2005



Fuente: CIER, tomado de Rudnick, H. et al. (2007).

La primera gran ruptura de esa visión de la integración se produjo tras la crisis de la convertibilidad en la Argentina. Ello por cuanto la tácita referencia de un valor regional en dólares, se vio rápidamente afectada por el hecho de que el gas en Argentina permaneció en un precio fijado en moneda local devaluada. Este hecho produjo así un primer desbalance de los precios regionales. La Argentina disponía de gas barato para el conjunto de sus consumidores internos, Brasil fijaba sus precios según los valores en dólares acordados con Bolivia y Chile, continuaba importando sobre la base de un valor en dólares, aunque a los precios pactados previamente.

Sin embargo, la situación de Argentina fue vista como transitoria. Aún en 2004, luego de que comenzara a manifestarse la primera crisis de abastecimiento interno en este país, y consecuentemente comenzaran restricciones de abastecimiento al mercado chileno, la idea de la integración continuaba cobrando formas nuevas como por ejemplo la del “Anillo Energético”, una instancia que, según quien se refiera a ella, podía involucrar la idea de un suministro de gas proveniente indistintamente desde Bolivia, Brasil, Perú o Argentina (IE-UFRJ-FB-CEARE, 2005)⁵⁵. Sin embargo, las obras de infraestructura que podían llegar a hacer realidad esta idea, no fueron desarrolladas.

A medida que la crisis de abastecimiento de gas en Argentina se fue profundizando (relevando cada vez con mayor fuerza la insuficiencia de los ajustes de precios como

⁵⁵ UFRJ, IE-CEARE-Fundación Bariloche, *Proyecto Integración Energética Sudamericana*, Buenos Aires-Río de Janeiro, 2005.

mecanismo para incentivar inversiones privadas), la principal variable de ajuste para satisfacer la creciente demanda interna fue el progresivo incremento de los cortes de suministro de gas a Chile. Estos cortes, que llegaron a representar sólo puntualmente el 40% de la demanda de gas de Chile en algunos días de 2004, en 2006 y 2007 fueron de entre 50 y 60% para períodos más prolongados (Rudnick, H. et al, 2007)⁵⁶. Simultáneamente, hacia 2006 se produjo también la crisis política en Bolivia. Si bien ella habría de afectar principalmente el nivel de precios regionales por sus implicancias para el comercio de gas con Brasil, también demoró en Argentina la decisión acerca de una de las principales obras del llamado Plan Energético Nacional 2004-2008. Esta obra, llamada “el gasoducto del NEA” (Markous, 2004)⁵⁷ de una capacidad de 20 a 30 Mmm³/día, resolvería, a través de la importación de gas de Bolivia, simultáneamente el problema de suministro interno y la insuficiencia de la capacidad de transporte para el mercado interno argentino. La triangulación implícita del comercio de gas boliviano hacia Chile resultaba obvia. De este modo, a la cuestión de la nacionalización, se sumó en Bolivia una razón más de conflicto político. La Argentina no obstante logró ampliar el suministro de gas desde Bolivia en un orden de los 5.5 MMm³/día y renegoció el precio de exportación con Chile, aunque de un modo que fue denunciado por éste país como unilateral. Por su parte Brasil obtuvo la misma visión respecto a la posición de Bolivia.

El contexto previo por lo tanto se modificó radicalmente. Tanto en Brasil como en Chile, las experiencias sufridas con sus abastecedores externos reforzaron posiciones favorables a la autarquía o bien a la diversificación de las fuentes de suministro.

La idea de que el respaldo al suministro interno proviniera de una sola fuente de abastecimiento externo mostró un flanco de vulnerabilidad durante la década de los noventa cuando se construyeron 7 gasoductos de exportación desde Argentina a Chile y uno de Bolivia a Brasil de alrededor de 3150 km de longitud.

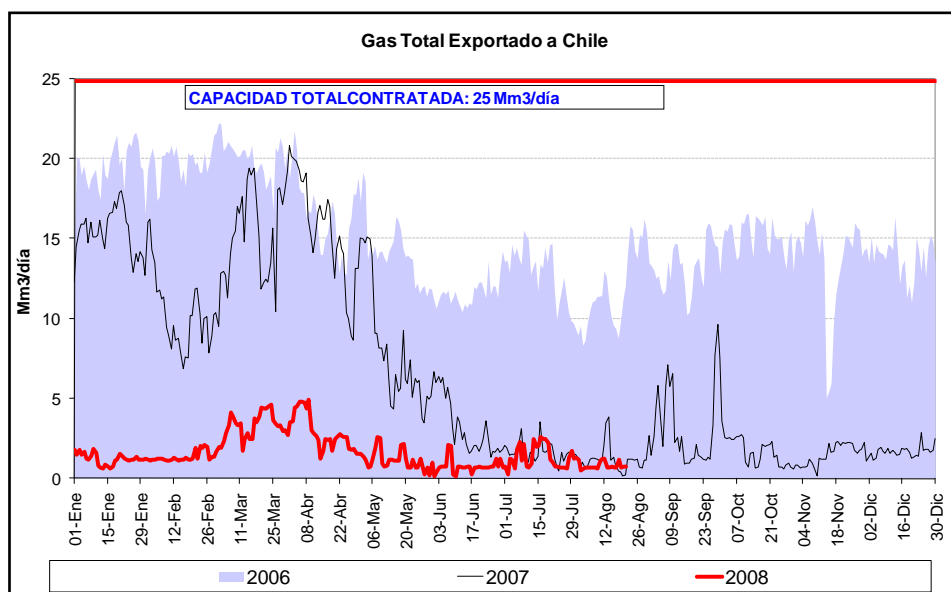
Ciertamente, la Argentina contaba dentro de su marco legal con el único instrumento para hacer frente a una crisis de desabastecimiento interno en tanto los permisos de exportación otorgados por la Secretaría de Energía durante 1996 y 1999 preveían la prioridad del abastecimiento del mercado interno. Era una forma de salvaguardarse frente a una posible decisión de los inversores privados de no ofrecer, por las razones que fuesen, cantidades suficientes de gas. Sin embargo las mismas autoridades habían respaldado los acuerdos con Chile, por lo cual a la cuestión de la inseguridad jurídica planteada por los inversores en el contexto de la “pesificación” de precios y tarifas, se sumó una percepción desfavorable respecto a la confiabilidad de las autoridades argentinas respecto al respaldo necesario para un país que había decidido una estrategia energética sobre otra clase de supuestos.

La evolución de las exportaciones de gas desde Argentina a Chile entre 2006 y 2008, muestran como se fue agotando paulatinamente el excedente exportable de la oferta de gas de Argentina.

⁵⁶ Rudnick, H.; Moreno, R.; Tapia, H. y Torres, C., *Abastecimiento de Gas Natural*, Pontificia Universidad Católica de Chile, departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3372 Mercados Eléctricos.

⁵⁷ Markous, R., *Situación del mercado de transporte de gas-Proyecto GEA*, The Techint Group of companies, Buenos Aires, 1-07-2004.

Gráfico 2.1.1. Exportaciones de gas de argentina a Chile: período 2006-2008 la progresiva extinción



Fuente: CAMMESA, "Situación MEM, Evolución Variables Críticas. Resultados Mayo - Julio 2008 y perspectivas. Presentación en FCE, UBA, agosto de 2008.

Aunque en el caso de la suspensión de exportaciones a Chile fue uno de los más dramáticos, lo cierto es que Argentina suspendió progresivamente sus exportaciones a todos los países vecinos para los que se había construido infraestructura de exportación, lo que implicó un muy bajo grado de utilización de la infraestructura construida a tal fin (Cuadros 2.1.1 y 2.1.2)..

Cuadro 2.1.1. Exportaciones desde Argentina por gasoducto vinculado al sistema troncal 1997-2011. En Millones de m3 por día y porcentajes sobre capacidad nominal de los gasoductos

Año	Chile				Total Chile-15 MMCD	Brasil	Uruguay		Total Uruguay-7MMCD	Total Argentina-25 MMCD
	Gas Andes-10 MMCD	Norandino-5MMCD	EGS	Methanex YPF		Uruguayana-2.8MMCD	Petrouuguay-1MMCD	Cruz del Sur-6 MMCD		
	TGN	TGN	TGS	TGS		TGN	TGN	TGS		
1997	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
1998	3,4	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4
1999	5,5	0,0	0,0	0,0	5,5	0,0	0,1	0,0	0,1	5,6
2000	5,4	0,6	0,0	0,0	6,0	0,4	0,1	0,0	0,1	6,5
2001	5,5	1,6	0,0	0,0	7,1	2,0	0,1	0,0	0,1	9,3
2002	5,7	1,4	0,0	0,0	7,2	1,5	0,1	0,0	0,1	8,7
2003	6,8	2,3	0,0	0,0	9,1	1,4	0,1	0,1	0,2	10,7
2004	7,8	2,2	0,0	0,0	10,0	1,2	0,1	0,2	0,3	11,6
2005	5,4	2,4	0,6	0,6	9,0	0,9	0,1	0,2	0,3	10,3
2006	5,2	1,7	0,7	2,0	9,6	1,2	0,1	0,3	0,3	11,1
2007	2,6	0,7	0,4	0,7	4,4	0,4	0,1	0,2	0,3	5,1
2008	1,4	0,3	0,0	0,0	1,7	0,4	0,1	0,1	0,2	2,3
2009	0,8	0,7	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,2	0,2	1,7
2010	0,5	0,2	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,2	0,2	0,9
2011	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3
Año	Factor de utilización promedio (%)									
1997	3%	0%			2%	0%	0%	0%	0%	1%
1998	34%	0%			23%	0%	1%	0%	0%	14%
1999	55%	0%			37%	0%	6%	0%	1%	22%
2000	54%	11%			40%	16%	10%	0%	1%	26%
2001	55%	33%			48%	73%	9%	0%	1%	37%
2002	57%	29%			48%	54%	6%	0%	1%	35%
2003	68%	46%			60%	51%	8%	2%	3%	43%
2004	78%	44%			67%	44%	10%	4%	5%	46%
2005	54%	48%			60%	33%	8%	4%	4%	41%
2006	52%	34%			64%	44%	8%	4%	5%	45%
2007	26%	14%			29%	16%	7%	3%	4%	20%
2008	14%	6%			12%	13%	5%	2%	3%	9%
2009	8%	14%			10%	0%	1%	3%	3%	7%
2010	5%	3%			4%	0%	2%	3%	3%	3%
2011	1%	0%			1%	0%	2%	4%	3%	1%

Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS.

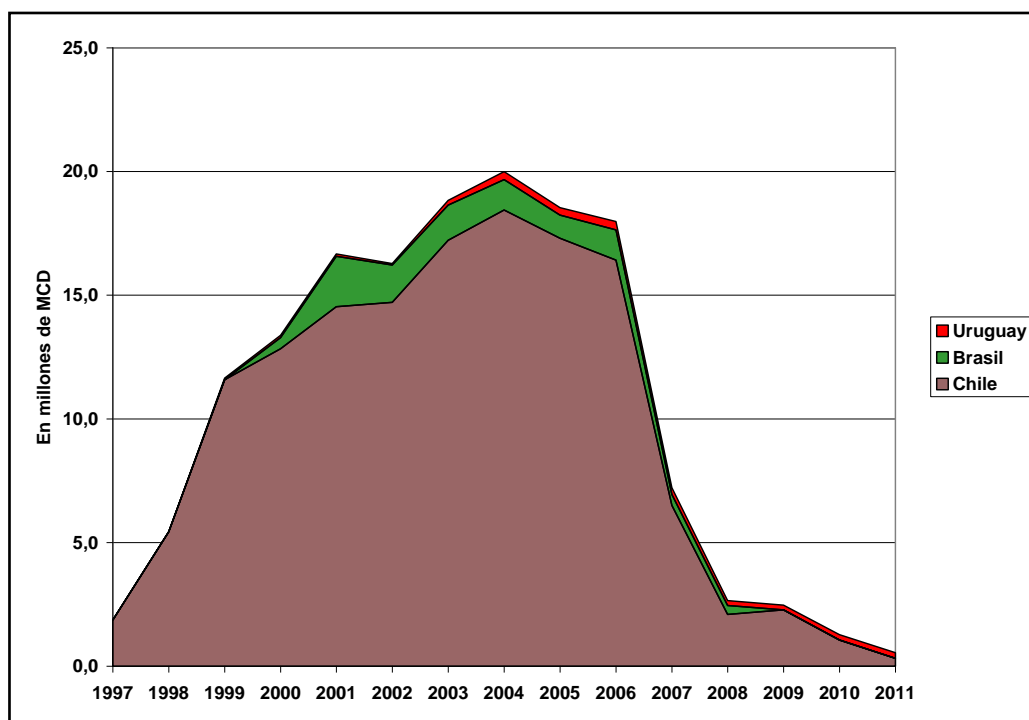
Cuadro 2.1.2. Exportaciones desde Argentina realizadas por productores 1997-2011. En Millones de m3 por día y porcentajes sobre capacidad nominal de los gasoductos

Mes	Chile						Total Chile-Prod argentinos Independientes
	Methanex PA -2 MMCD	Methanex YPF-2 MMCD	Methanex SIP-1.3 MMCD	Methanex PTB	Atacama -9 MMCD	Pacífico-3.5 MMCD	
1996	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1997	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
1998	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1999	1,9	1,6	0,8	0,0	1,5	0,3	6,1
2000	1,6	1,6	0,9	0,0	2,2	0,5	6,9
2001	1,9	1,7	1,1	0,0	1,9	0,8	7,4
2002	2,0	1,7	1,2	0,0	1,9	0,8	7,5
2003	1,8	1,6	1,4	0,0	2,3	0,9	8,2
2004	1,7	1,5	1,6	0,0	2,5	1,1	8,4
2005	1,6	1,9	1,3	0,0	2,5	1,0	8,3
2006	1,7	1,3	0,9	0,2	1,6	1,1	6,9
2007	0,8	0,0	0,0	0,2	0,5	0,6	2,1
2008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,4
2009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,8
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4
2011	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2

Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS.

En síntesis la Argentina había construido una infraestructura de transporte con una capacidad nominal de más de 40 MMCD de exportación, cuya utilización media apenas si alcanzó el 50% en los años de mayores volúmenes producidos y fue menor al 10% desde 2008 a 2011.

Gráfico 2.1.2. Exportaciones de gas de Argentina a países vecinos 1997-2011. En millones de m3 por día



Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS.

Por su parte, la agitación social en Bolivia y la percepción de que los inversores extranjeros captaban una porción demasiado importante de la renta gasífera sin permitir vías para una mejora de la situación económica, condujo a medidas drásticas y a percepciones distorsionadas de la realidad hacia 2005-2006 en pleno contexto de cambio del escenario de precios internacionales. En particular porque la idea de que Bolivia pudiese industrializar el gas y emprender desarrollos autónomos distaba mucho de la realidad de su dependencia de inversiones aún para cumplir con los compromisos asumidos con Brasil y secundariamente con la Argentina.

Pero no fue sólo el contexto político y las modificaciones de las políticas internas de Argentina y Bolivia las que contribuyeron a toda esta situación. Ciertamente, a partir de 2004, pero con mayor intensidad desde 2005 al presente, el panorama internacional de los precios del petróleo se modificó drásticamente, arrastrando el precio del gas en los diferentes mercados internacionales. Adicionalmente, las mejoras tecnológicas en la cadena del Gas Natural Licuado (GNL), condujeron a una baja de los precios de oferta de este producto creando una percepción, también errónea, de que muy pronto los mercados de gas entrarían en una etapa de absoluta transabilidad a escala mundial.

El comercio vía GNL en América del Sur comenzó así su desarrollo como respuesta a la inseguridad de suministro originado en el cambio de la matriz energética regional y del propio contexto internacional tal como fuera descrito en los informes I, II y III de este estudio. Las claves: a) mayor dependencia de la generación térmica a gas; b) políticas de monetización de reservas de gas; c) cambios políticos en los países tendientes a la búsqueda de mayor autonomía fuera para fijar precios internos distintos a los de referencia internacional, fuera para modificar la porción de renta tomada por el Estado a los productores de gas.

Sin embargo, a pesar de que es muy pronto para pensar en la posibilidad de un mercado unificado de gas a escala regional y mundial vía GNL (o cualquier otra tecnología de comercio ultramar), la fragilidad de la situación de abastecimiento en toda la región comenzó a impulsar la idea de que tanto para países con excedentes de gas, como para aquellos con déficit, el comercio vía GNL era una opción a considerar seriamente.

¿En qué medida ello ha sido una estrategia de los propios productores de gas para forzar a incrementar el precio del gas en los diversos mercados? Es una pregunta tan imposible de responder como de ignorar, pero tal como se ha indicado en el informe II-Marco Institucional y Aspectos de la Regulación- la situación concreta de restricciones de abastecimiento de gas indujo a la incorporación de productos marginales más costosos con impactos cruzados en las cadenas de electricidad y gas natural..

De hecho Chile fue el primer país en iniciar la construcción de una planta de regasificación la concretada en 2010. La primera decisión fue tomada ya en mayo de 2004 (a sólo un mes de las interrupciones de suministro desde Argentina) cuando el gobierno le encargó a la empresa estatal ENAP el liderazgo del proyecto de importación de GNL.

Por su parte, Brasil reaccionó sobre la base de considerar un vasto plan para desarrollar sus propias reservas, considerar al GNL como una posibilidad para robustecer el sistema de abastecimiento y continuar las negociaciones con Bolivia. En tal sentido la estrategia oficial brasilera intentó garantizar la seguridad de abastecimiento, con confiabilidad y redundancia, aunque sin pensar en términos de autosuficiencia. No obstante, el llamado Plangás, constituye un esfuerzo por lograr el mayor grado o la totalidad del autoabastecimiento de gas natural en Brasil, al tiempo que la idea de duplicar el GASBOL fue dejada a un lado.

Cuadro 2.1.3. Importaciones de gas de Brasil. En Millones de m3 por día y porcentajes sobre capacidad nominal de los gasoductos

Año	Bolivia Gasbol+Lateral Cuibá	Capacidad MMCD	FU %	Argentina- Uruguayana- Porto Alegre	Capacidad MMCD	FU %
2001	10,5	32,8	32%	2,1	10	21%
2002	13,1	32,8	40%	1,3	10	13%
2003	15,3	32,8	47%	1,0	10	10%
2004	20,9	32,8	64%	1,2	10	12%
2005	23,7	32,8	72%	1,0	10	10%
2006	25,5	32,8	78%	1,3	10	13%
2007	27,9	32,8	85%	0,5	10	5%
2008	30,6	32,8	93%	0,4	10	4%
2009	22,2	32,8	68%	0,0	10	0%
2010	26,9	32,8	82%	0,0	10	0%

Fuente: Elaboración propia con datos de Anuario Estadístico ANP, 2011.

En aquel contexto de desabastecimiento o escasez de gas, el papel de Venezuela y el anuncio de un masivo uso de las reservas de gas de aquel país a través del llamado Gasoducto Latinoamericano, apareció a lo largo del año 2006 como anuncio de una opción de integración de una magnitud sin precedentes, que fue perdiendo vigor como idea-fuerza, en tanto el desarrollo de las reservas potenciales de ese país no se había realizado, al tiempo que en forma simultánea las mayores reservas libres aparecían vinculadas a futuros desarrollos de proyectos.

En tal sentido, a pesar de la importancia asignada al desarrollo del gas en los programas de inversión 2012-2018, algunos retrasos sistemáticos han creado incertidumbre, por ejemplo:

- El **Proyecto ICO** que tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región este y central de La República (Anaco, estado Anzoátegui a Barquisimeto, estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste del país (Ulé, estado Zulia y CRP, estado Falcón), a fin de cubrir la demanda de gas en esa zona del país, expandir la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación, **y a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica**, tiene una inversión estimada de 891 millones de dólares, pero la ejecución financiera de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011, era de aproximadamente de 160 millones de dólares. Esta obra venía siendo anunciada desde antes de 2008.
- **Proyecto Mariscal Sucre:** que consiste en la perforación de 36 pozos, la construcción de dos plataformas de producción, instalación de los sistemas de producción submarino, línea de recolección y sistema de exportación y construcción de las siguientes instalaciones: 563 Km de tuberías marinas; urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA); plantas de adecuación y procesamiento de gas PAGMI; generación de energía eléctrica (900 MW en Güiría y 450 MW en Cumaná, estado Sucre); redes de transmisión y distribución eléctrica, para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera, en el oriente del país, desarrollando en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, ubicados en el norte de Paria en Costa Afuera, para producir hasta 1.200 MMPCD de gas y 18 MBD de condensado, tendría una inversión aproximada de 15.718 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2017. Su saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es de aproximadamente 4.155 millones de dólares.
- **Plataforma Deltana:** inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental, comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 Km.2 en los cuales, existe reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre La República Bolivariana de Venezuela y La República de Trinidad y Tobago. En este sentido, se están desarrollando una serie de proyectos de unificación de yacimientos con el país vecino, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación en zonas, en las cuales, existen tales yacimientos compartidos, conforme a lo establecido en el Tratado Marco sobre la Unificación de Yacimientos de Hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación firmado el 20 de marzo del año 2007. Para la ejecución de estos proyectos se estima una inversión de 1.800 millones de dólares. En este caso hay dos obstáculos, uno referido a los acuerdos con Trinidad y Tobago en desarrollo desde 2007 y sin resolución a la fecha y luego el hecho de que la virtual producción estaría destinada a la planta GNL I (mercado interno), reposando el desarrollo de GNL II (exportación) a la explotación futura de esas reservas.

Sin embargo como se deduce de los cuadros siguientes, los montos previstos de inversión a futuro serían significativamente mayores a los del pasado inmediato. Dadas las demoras comentadas-registradas en la última década- y el escaso desarrollo de la industria del gas respecto a la del petróleo, la ya comentada incertidumbre respecto al efectivo aporte de Venezuela al proceso de integración energética regional se mantiene vigente a la fecha de este estudio.

Cuadro 2.1.4. Posicionamiento de PDVSA en Petróleo y Gas respecto a otras empresas operadoras de gran escala

Posición	Empresa	País	Producción Líquidos	Reservas Líquidos	Producción Gas	Reservas Gas	Capacidad Refinación	Ventas
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	1	2	6	5	9	7
2	NIOC	Irán	2	3	2	1	14	13
3	ExxonMobil	EUA	7	12	3	13	1	2
4	PDVSA	Venezuela	3	1	18	6	5	10
5	CNPC	China	5	8	7	9	4	14
6	BP	Reino Unido	9	16	5	18	6	3
7	Royal Dutch Shell	Holanda	14	23	4	17	3	1
8	Chevron	EUA	13	21	13	23	11	5
9	Total	Francia	18	24	11	22	10	4
10	Gazprom	Rusia	26	18	1	2	23	26
11	Pemex	México	4	13	15	36	15	15
12	ConocoPhillips	EUA	20	27	14	25	7	6
13	KPC	Kuwait	6	5	38	14	21	22
14	Lukoil	Rusia	12	11	31	24	16	12
15	Petrobras	Brasil	11	15	25	37	12	9

Fuente: Petroleum Intelligence Weekly (PIW), 6 de diciembre de 2011. (Basado en cifras del año 2010)

Fuente: PDVSA, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2011

Cuadro 2.1.5. Plan de Negocios de PDVSA: inversiones proyectadas 2012-2018

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES (EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)									
Real 2011	Desembolsos por Inversiones	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total 2012-2018
203	EXPLORACIÓN	134	1.010	1.173	1.298	718	820	817	5.970
5.053	PRODUCCIÓN ESFUERZO PROPIO	3.962	9.073	9.084	6.911	7.570	6.344	4.692	47.636
3.238	PRODUCCIÓN DE CRUDO EMPRESAS MIXTAS	2.734	16.615	17.489	16.614	13.461	8.256	5.136	80.305
1.525	REFINACIÓN EXISTENTE	1.239	4.723	5.017	3.536	2.515	1.577	392	18.999
1.603	DESARROLLO GAS EN TIERRA	1.033	5.427	4.857	3.994	3.891	3.137	3.086	25.425
98	NUEVAS REFINERÍAS Y MEJORADORES	372	10.087	16.360	20.105	10.085	2.475	6	59.490
798	COMERCIO Y SUMINISTRO	1.188	652	380	195	124	8	8	2.555
24	PROYECTO SOCIALISTA ORINOCO	284	2.808	2.765	2.002	1.368	907	795	10.929
1.460	FILIALES NO PETROLERAS	1.675	2.246	1.707	707	501	687	431	7.954
3.531	OTROS	3.388	568	568	568	568	568	568	6.796
17.534	TOTAL	16.009	53.209	59.400	55.930	40.801	24.779	15.931	266.059

Fuente: PDVSA, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2011

Otro tema, ya comentado en el Informe III es que, aunque en términos nominales Venezuela cuenta con las mayores reservas de gas en LAyC, es sabido que el grueso de ellas corresponde a gas asociado a la producción de petróleo. De acuerdo con la información provista por el ENAGAS (Ente Regulador de Gas en Venezuela), el 70% de la producción de gas es consumida por la propia actividad petrolera, principalmente para su re-inyección en los campos petroleros. La falta de gas natural en la zona occidental de Venezuela es una de las causas de la declinación de la producción de petróleo que se observa en dicha área. Este ha sido uno de los principales motivos para la construcción del gasoducto desde Colombia (IEA-DOE, 2007)⁵⁸. En efecto, en julio de 2006, los gobiernos de Venezuela, Colombia y Panamá, firmaron un memorando de Entendimiento para la integración gasífera de los tres países⁵⁹. La exportación de gas desde Colombia a Venezuela suscrita en mayo de 2007 por Ecopetrol- Chevron y PDVSA para el período 2008-2012, se revertiría de 2012 hasta 2028 con exportaciones de gas desde Venezuela hacia Colombia, lo que le daría el

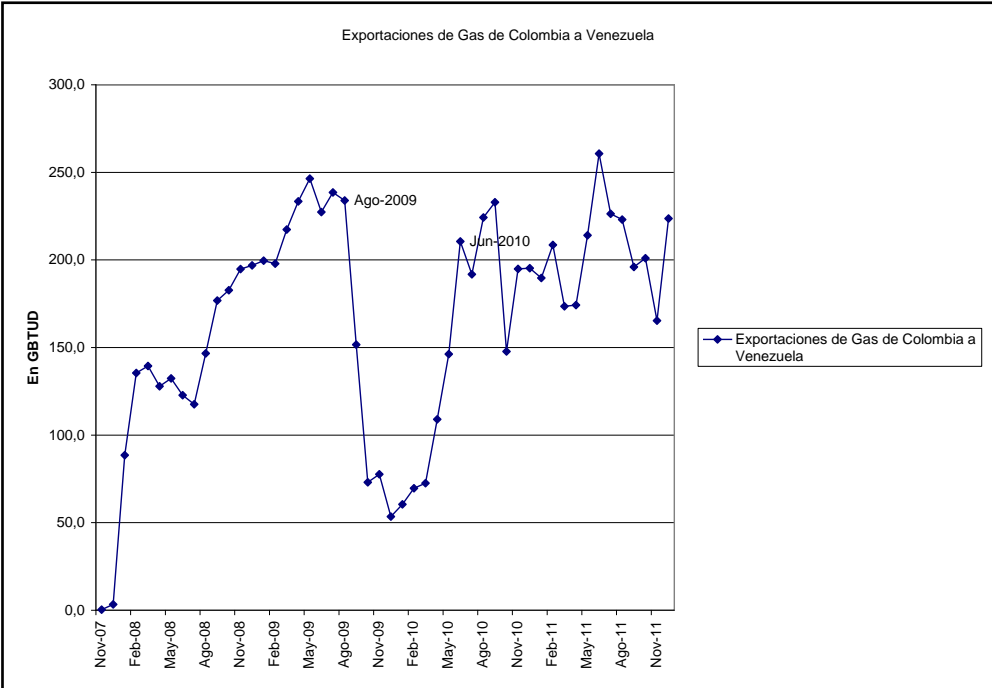
⁵⁸ <http://www.eia.doe.gov/cabs/Venezuela/NaturalGas.html>

⁵⁹ Cf. Memorando de Constitución de un Comité de Negociación en materia de interconexión gasífera entre la República Bolivariana de Venezuela, la República de Colombia y República de Panamá, suscrito en el municipio Páez, estado Zulia, Venezuela, a los ocho (8) días del mes de julio de dos mil seis (2006).

necesario respaldo a la demanda proyectada a largo plazo de Colombia. Pero las señales de tal avance debían darse con el mencionado proyecto ICO retrasado aún hoy.

Lo cierto es que el incremento sobre la demanda de gas en Colombia originada en tal decisión, modificó la prospectiva de oferta y demanda de gas a corto y mediano plazo de ese país conduciendo a un estrechamiento del margen de reservas y en el de confiabilidad del sistema de gas. Ya en 2007 se advertía que Colombia podría verse obligada a sustituir gas natural por combustibles líquidos en las centrales de generación térmica (CREG, Julio 2007)⁶⁰. De hecho, cuando se presentó el fenómeno de El Niño en 2009-2010, las exportaciones de gas desde Colombia a Venezuela tuvieron que ser reducidas y mostraron que el traslado de evitar la crisis eléctrica tenía como contrapartida crear insuficiencia de suministro en la cadena de gas natural.

Gráfico 2.1.3. Exportaciones de Gas de Colombia a Venezuela 2007-2012



Fuente: datos de CNO Gas, 2012, <http://www.cnogas.org.co/asp/documentacion.asp?id=25&idi=0>accedido abril de 2012.

Finalmente, en el Mapa 2.1.2 se muestran las cuencas con reservas conocidas y explotadas y la conectividad actual del sistema de gasoductos.

⁶⁰ Cf. CREG, Análisis de la situación de abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo. Documento para discusión, Creg-046, Bogotá, 28-06-2007.

Mapa 2.1.2. Red de Gasoductos y Reservas de Gas Natural



Fuente: Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER. Edición 2011, con datos de 2009.

La gran incertidumbre sobre las reservas comprobadas, posibles y probables, como así también las existentes respecto a los recursos no convencionales como el shale gas, pero más aún acerca de la intención y decisión de invertir en su explotación, vuelven casi imposible vislumbrar un panorama claro para la integración gasífera en la Región.

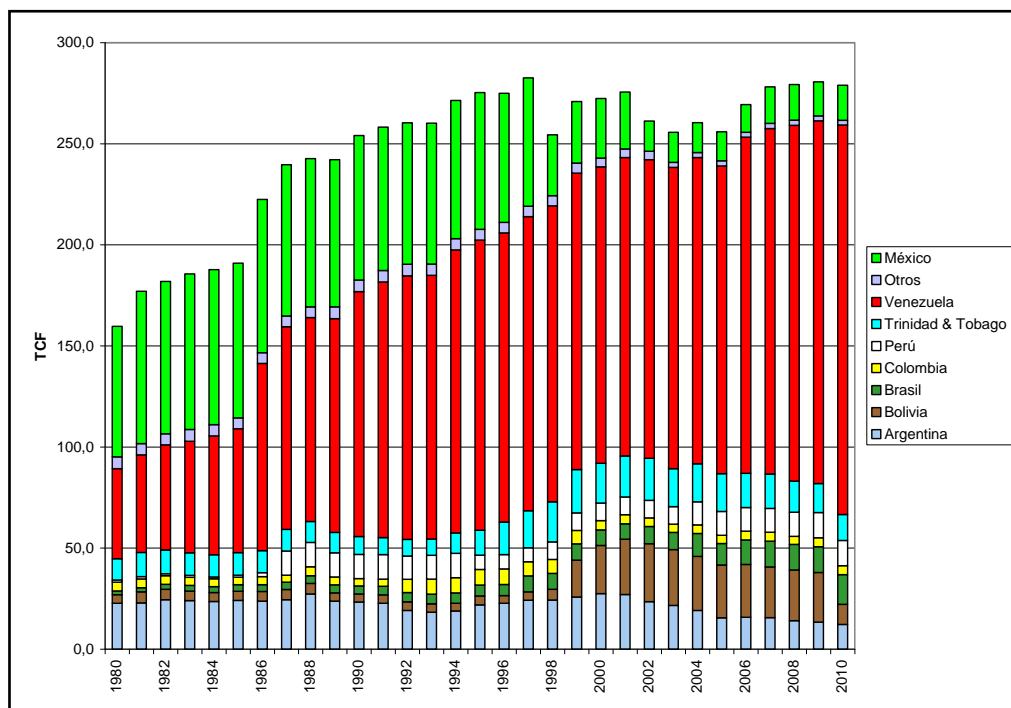
2.2. Reservas, Producción, Consumo y Flujos de Intercambio en América del Sur: retrospectiva y situación presente

La región incrementó rápidamente los consumos de gas tanto a partir de esfuerzos de autoabastecimiento, como por el descubrimiento y desarrollo de reservas que en la segunda mitad de los noventa dieron lugar a proyectos de integración gasífera. Sin embargo, esta tendencia se vio interrumpida por una serie de sucesos que terminaron haciendo muy clara la distinción entre disponibilidad potencial de recursos gasíferos y la oferta real de los mismos. Por consiguiente una mirada a la evolución de las cifras históricas y a las de la situación presente parece necesaria.

En el gráfico 2.2.1 se tiene la evolución de las reservas de gas en AL y C desde 1980 a la fecha, incluyendo en este caso a México

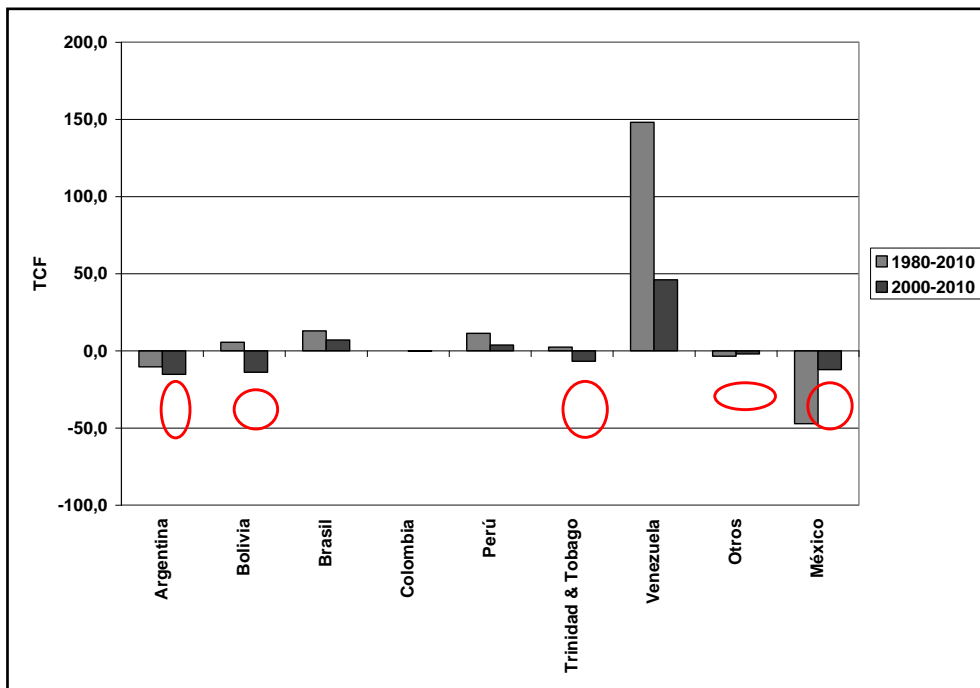
No sólo el estancamiento de las mismas es un hecho remarcable, sino también lo es la variación negativa de las mismas en los países con mayor dependencia de gas natural y que eran exportadores netos o bien, sobre la base de cuyas reservas se pensaba la integración.

Gráfico 2.2.1. Evolución de las Reservas de Gas en la Región 1980-2011 (en miles de millones de m3)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2011.

Gráfico 2.2.1. Variación de las Reservas de Gas en la Región 1980-2011 (en miles de millones de m3)

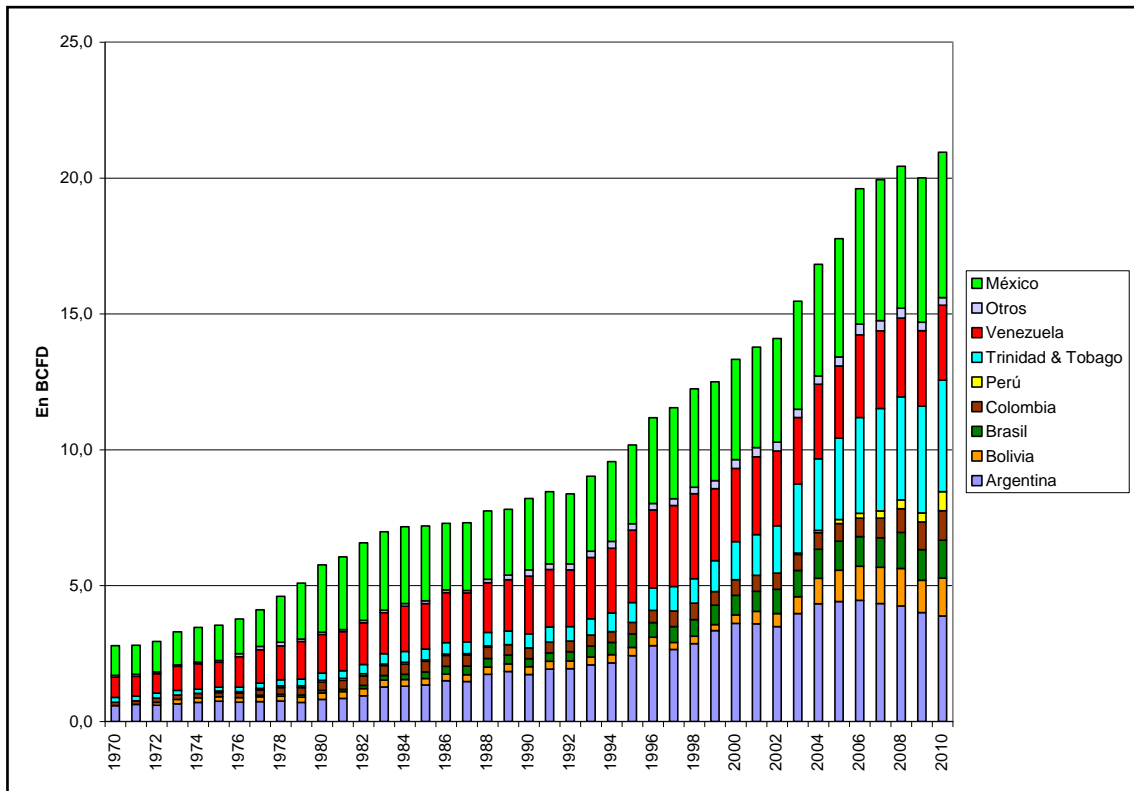


Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2011.

Como se puede observar, desde fines de los noventa las reservas no sólo no han crecido, sino que han disminuido ligeramente ocultando fuertes diferencias de comportamiento en cada país.

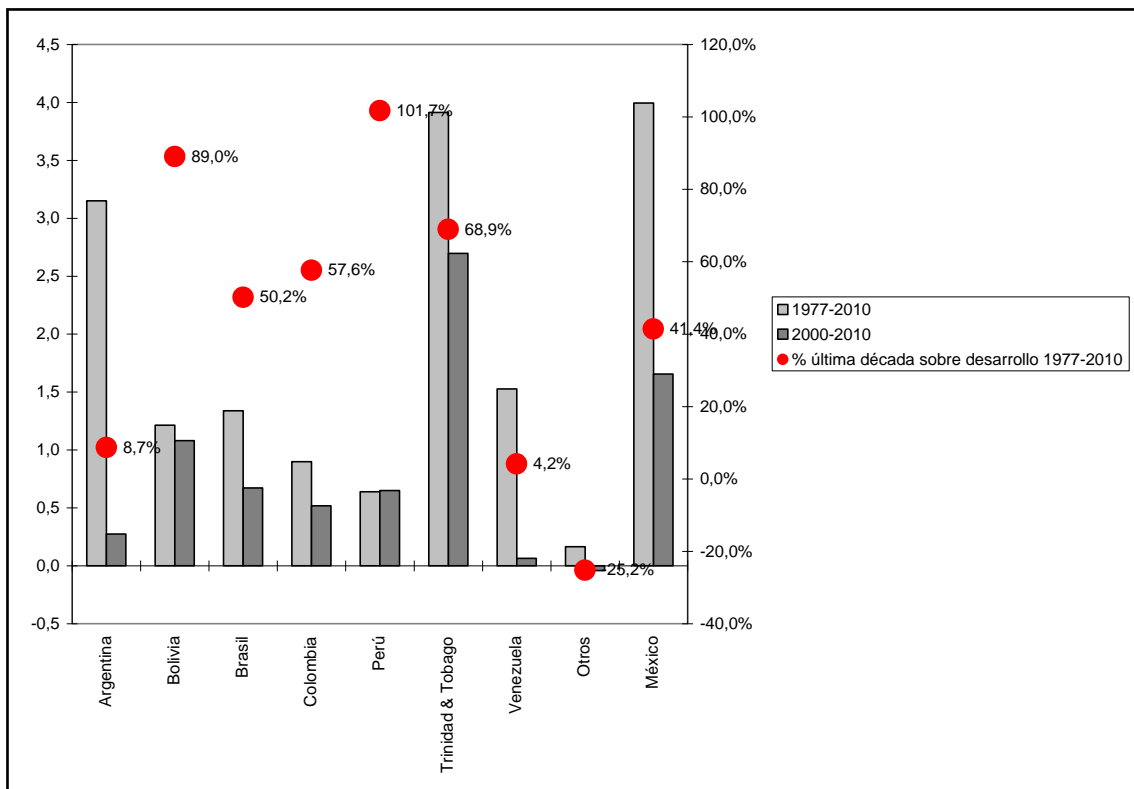
La representación gráfica de la producción, también permite apreciar el rápido desarrollo de las capacidades productivas de la región en contraste con el mencionado estancamiento de las reservas. Sin embargo aún la capacidad de producción no ha seguido un patrón acorde a los requerimientos de la demanda creando problemas no sólo para la integración, sino aún para el logro de una autarquía razonable.

Gráfico 2.2.2. Evolución de la Producción de Gas en AL y C. 1970-2011 (en BCFD)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2011.

Gráfico 2.2.3. Incrementos en la producción de gas en AL y C. 1977-2011 y 2003-2011 (en BCFD)



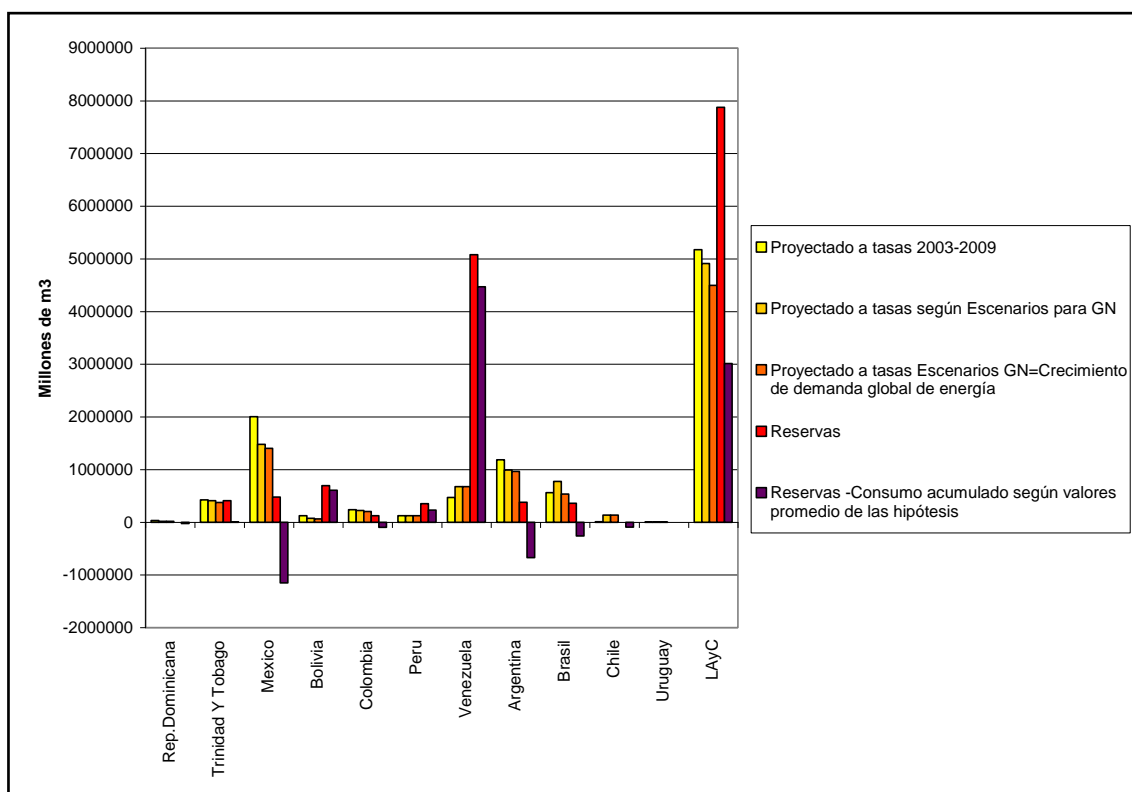
Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2011.

Aquí varios hechos merecen ser remarcados: 1- el práctico estancamiento de la producción en Argentina y su declinación; 2- el bajo crecimiento de la oferta en Argentina, Brasil y Colombia y la caída de la producción en Venezuela durante la última década; 3- el incremento de la producción de Trinidad & Tobago, en particular de 2002 en adelante acompañando el crecimiento de la demanda mundial y regional de GNL; 4- el incremento de la producción en México.

De este modo cuando se comparan las proyecciones de la demanda futura con las reservas comprobadas se observa el enorme desafío de incrementar reservas y niveles de producción.

Un ejercicio muy precario, basado en los datos de las reservas comprobadas e hipótesis de crecimiento del consumo interno proyectado al año 2025 según: a) tasas de crecimiento del consumo registradas entre 2003 y 2009; b) según la tasa media de crecimiento de la demanda de gas en los escenarios nacionales tendenciales y alternativos presentados en el informe III; c) según las tasas de demanda energética global de los países en dichos escenarios, arroja alternativamente las imágenes de las dos siguientes gráficas.

Gráfico 2.2.4. Consumo interno de GN acumulado entre 2010 y 2025 de los países consumidores y reservas comprobadas: Hipótesis Reservas de Venezuela datos nominales



Fuente: Estimaciones propias con datos de OLADE y BP.

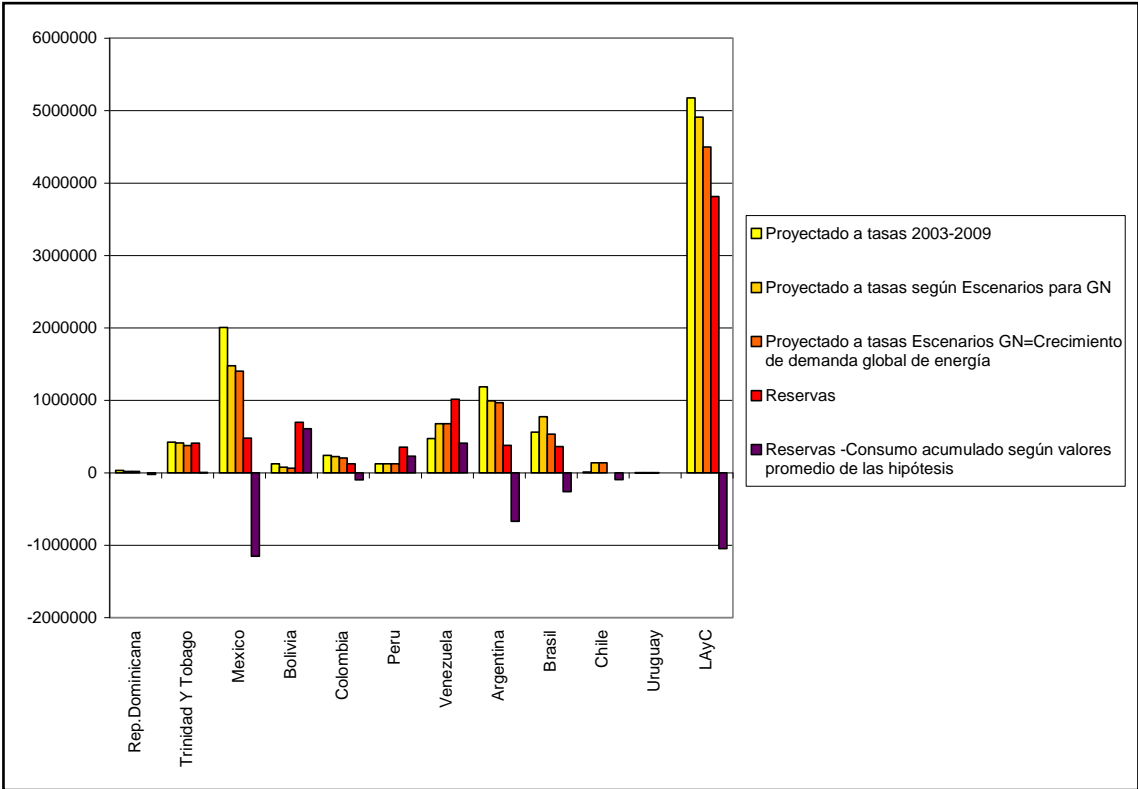
Nota: para Chile se supuso un consumo de 15 millones de MCD fijo para el período de proyección; para Perú se toma una tasa del 9% a.a. aplicada a los consumos de 2009 sin considerar la demanda de la planta de exportación

Se observa así que los excedentes de Bolivia y Perú-que en este caso no incluye los insumos para la planta de GNL- podrían ser simétricos a los faltantes de Brasil y Argentina, aunque inferiores en valor, lo que supondría "ceteris paribus", la necesidad de contar con respaldo extraregional.

El excedente global se produciría en Venezuela- suponiendo una homogeneidad y disponibilidad del gas imputado como reservas en las estadísticas-, mientras que Chile se abastecería de GNL extraregional como lo hace ya y sin incrementar su consumo de gas dentro de la matriz energética.

Sin embargo, si la misma imagen se replica considerando sólo el 20% de las reservas comprobadas de Venezuela, la región sería deficitaria en caso de no incorporar nuevas reservas.

Gráfico 2.2.5. Consumo interno de GN acumulado entre 2010 y 2025 de los países consumidores y reservas comprobadas: Hipótesis Reservas de Venezuela Hipótesis 20% de las reservas nominales



Fuente: Estimaciones propias con datos de OLADE y BP.
 Nota: para Chile se supuso un consumo de 15 millones de MCD fijo para el período de proyección; para Perú se toma una tasa del 9% a.a. aplicada a los consumos de 2009 sin considerar la demanda de la planta de exportación

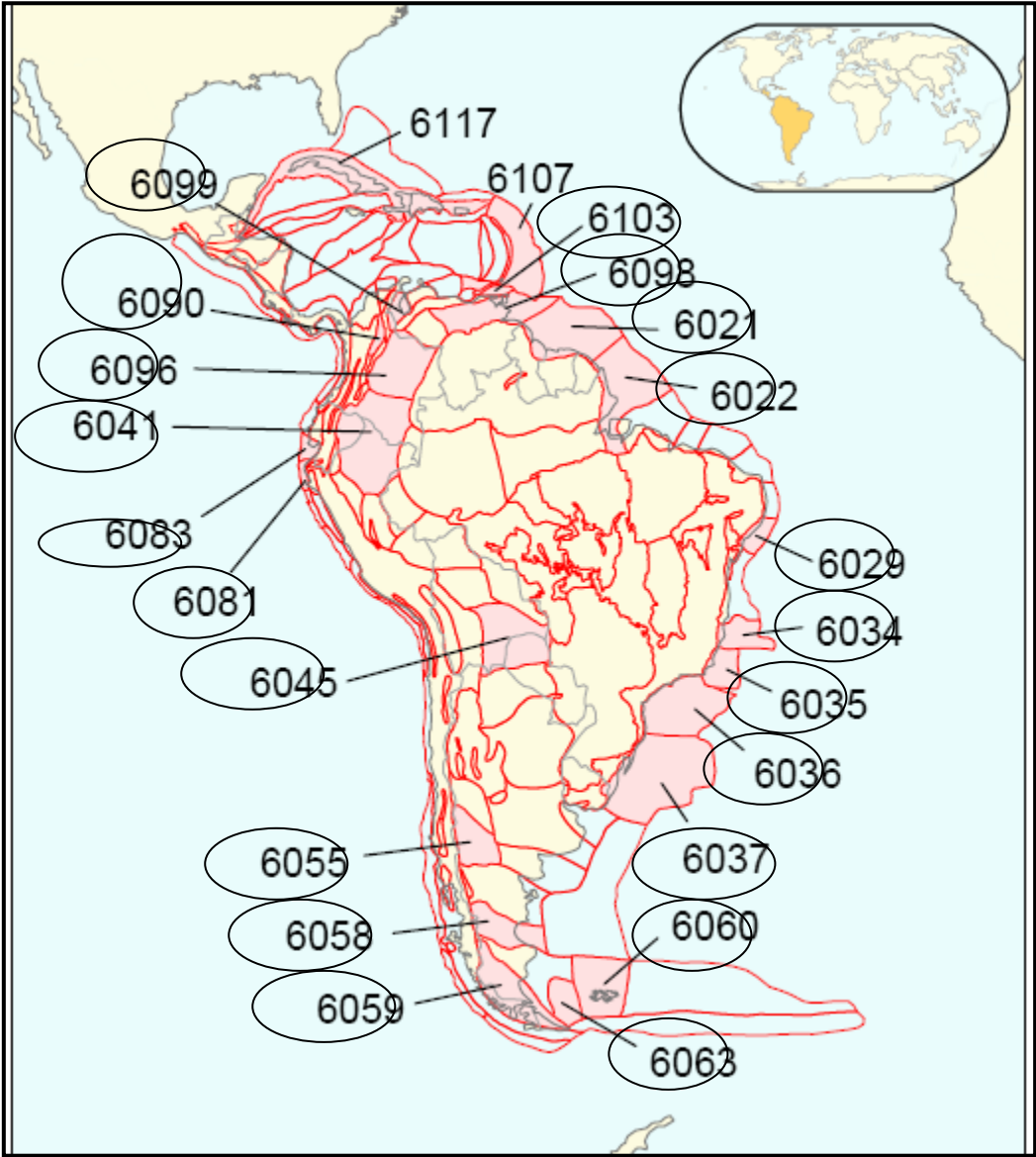
Por imperfecto y simplificado que sea este ejercicio, pone en evidencia que las opciones actuales de integración continúan supeditadas a las ya existentes en 2012 a menos que se descubran y pongan en producción nuevas reservas. Del mismo modo el ejercicio desafía la afirmación de que el gas natural seguirá siendo un vector fundamental de la matriz energética regional, a menos que tal suposición se base en un creciente comercio de GNL extraregional o bien que los desarrollos potenciales de Shale Gas (Argentina y México) y del Pre-Sal (Brasil) sean puestos en marcha en los próximos años modificando radicalmente el panorama futuro. Aún así, el comercio de GNL será una necesidad cuya magnitud también resulta incierta por la demora en la definición de construcción de plantas regasificadoras en gran escala en LAyC.

Esta afirmación parece muy fuerte frente a un panorama potencial de recursos que ha sido ponderado en este estudio, pero es consistente con los registros del informe III de Oferta y Demanda y con el Informe II de Aspectos regulatorios que enfatizan precisamente este

desajuste gradual entre demanda y oferta de gas y la excesiva dependencia que se ha generado de este recurso para generación de electricidad induciendo a costos marginales mas elevados en ambas cadenas a la vez que disminuyó la confiabilidad en las mismas. En ambos casos también se remarcó el retraso de las inversiones como parte de este complejo contexto.

Sin embargo, como se muestra en el siguiente Mapa la región posee potenciales por desarrollar, referidos también a recursos convencionales.

Mapa 2.1.3. Principales cuencas sedimentarias de la región



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000 (ver cifras en cuadro 2.2.1).

**Cuadro 2.2.1. Reservas no descubiertas de gas según cuenca sedimentaria y grado de probabilidad.
En BMC**

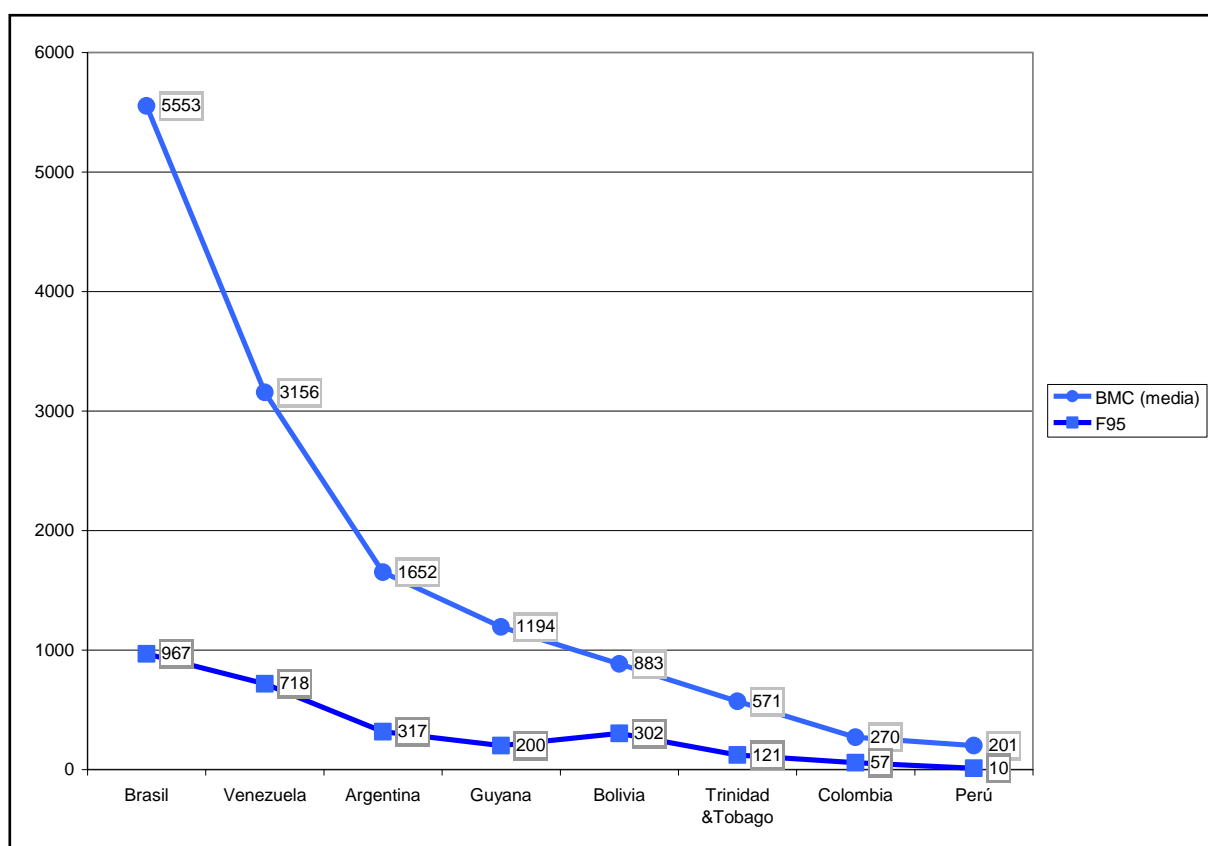
Referencia Mapa	Cuenca Sedimentaria	País	F95	F50	F5	Media	F95/Media	Tipo de gas	% sobre el sub-total (F95)
6098	Oriente	Venezuela	552	2398	5723	2657	20.8%	23% asociado	20.3%
6036	Santos	Brasil	500	2113	4648	2288	21.9%	50% asociado	18.3%
6021	Guyana-Suriname	Guyana	200	1045	2724	1194	16.7%	72% asociado	7.3%
6034	Espirito Santo	Brasil	105	778	2516	974	10.8%	19% asociado	3.9%
6045	Santa Cruz-Tarija	Bolivia	302	807	1735	883	34.1%	18% asociado	11.1%
6022	Foz de Amazonas	Brasil	217	789	1649	847	25.6%	libre 28% asociado	7.9%
6037	Pelotas	Brasil	0	558	1584	648	0.0%	libre 76% asociado	0.0%
6103	Tobago	Trinidad & Tobago	121	509	1224	571	21.1%	71% asociado	4.4%
6035	Campos	Brasil	106	469	1325	559	19.0%	71% asociado	3.9%
6099	Maracaibo	Venezuela	166	468	933	499	33.3%	49% asociado	6.1%
6060	Falklands Plateau	Argentina	0	297	1456	471	0.0%	17% asociado	0.0%
6059	Magallanes	Argentina	135	382	721	399	33.8%	30% asociado	4.9%
6055	Neuquen	Argentina	104	329	675	353	29.5%	36% asociado	3.8%
6063	Malvinas	Argentina	48	277	744	322	14.8%	39% asociado	1.7%
6029	Sergipe-Alagoas	Brasil	39	199	565	237	16.4%	61% asociado	1.4%
6096	Llanos	Colombia	31	144	436	177	17.5%	57% asociado	1.1%
6081	Talara	Perú	35	125	274	136	25.9%	15% asociado	1.3%
6058	San Jorge	Argentina	30	99	209	107	28.3%	30% asociado	1.1%
6090	Magdalena Medio	Colombia	26	84	195	93	27.9%	57% asociado	1.0%
6041	Putumayo - Oriente-Maranon	Perú	7	21	131	45	14.8%	21% asociado	0.2%
6083	Progreso	Perú	3	16	50	20	14.1%	asociado	0.1%
Sub-Total		AL y C	2727	11906	29518	13480	20.2%		100.0%

Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000.

Estos potenciales serían suficientes para lograr tanto una mayor autarquía (muy probable en Brasil y Venezuela), como para lograr la integración y atender las demandas proyectadas de los países de la región. Sin embargo al no hallarse confirmados ni en desarrollo, la identificación de los plazos y la planificación necesaria se hacen casi imposibles a la fecha de este informe.

Nótese que según esta información del USGS-cuya actualización a 2012 no se halla accesible- los mayores potenciales se hallarían en Brasil, seguidos de Venezuela, mientras que en el resto de los países la prospectiva sería menor aunque no desdeñable.

Gráfico 2.2.6. Potenciales de reservas convencionales de gas no explotadas. En BCM



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000.

Cuando se consideran las probabilidades de hallazgo, las diferencias entre Brasil y Venezuela se hacen menores.

El caso de Trinidad & Tobago amerita sea estudiado, en tanto la declinación de sus reservas y el escaso potencial en zonas no exploradas implican serios desafíos para el comercio de GNL.

2.3. Integración de Gas en el caso de Centroamérica

El presente desarrollo se basa en el Resumen Ejecutivo del grupo consultor que llevó adelante el desarrollo del “Estudio para definir una estrategia de introducción del gas natural a Centroamérica – RS – T1240”

2.3.1. Antecedentes

Con el propósito de dar un impulso a la Iniciativa Energética Mesoamericana (PIEM), los Jefes de Estado y de Gobierno de los países Centroamericanos, Colombia, México y República Dominicana, se reunieron en Cancún el 13 de diciembre de 2005 y reafirmaron su interés y compromiso en apoyar una serie de acciones y medidas concretas orientadas a garantizar el abastecimiento de energéticos a precios competitivos para lograr el mejoramiento de los niveles de competitividad de la región. Una de las áreas de acción aprobadas en la Declaración de Cancún, propiciaba elaborar un estudio de factibilidad para la introducción de gas natural a Centroamérica en sus distintas alternativas.

En la *II Cumbre de la Iniciativa Energética Mesoamericana* realizada en La Romana, República Dominicana, el 3 de junio de 2006, los Jefes de Estado de la región Mesoamericana (México, Belice, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y República Dominicana) refrendaron “*los compromisos de trabajar con las estrategias y proyectos del PIEM para desarrollar los mercados regionales de petrolíferos, electricidad, gas natural, así como de promover el uso de energías renovables y buscar la eficiencia y uso racional de la energía, homologando las regulaciones del sector energético regional*”.

La opción estratégica de abordar en conjunto los problemas energéticos de la región con el foco puesto en la conformación de un mercado regional de energía (petróleo y derivados, gas natural y electricidad) privilegia en el Capítulo II los proyectos para desarrollar el gas natural haciendo también referencia específica a un “Estudio de Prefactibilidad para un Proyecto de Gasificación en Centroamérica”.

En tal sentido se habla de la “*Estrategia de Introducción del Gas en Centroamérica*”. En el Capítulo III del mismo documento se hace referencia a medidas concretas para afianzar el impulso existente en materia de integración eléctrica.

La voluntad explicitada a través del PIEM consolida un proceso gradual de avance en la integración energética regional que tiene importantes antecedentes previos. En lo que respecta al gas natural, *ya en noviembre de 1996 los Ministros de Energía del Istmo Centroamericano, reunidos en el Foro Regional Energético de América Central (FREAC), consideraron la conveniencia de promover la introducción del gas natural en el Istmo*. Desde entonces, con la asistencia del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), se realizaron diversos estudios que culminaron en agosto de 2006 con la selección de un Grupo Consultor (GC) para llevar adelante el desarrollo del “Estudio para definir una estrategia de introducción del gas natural a Centroamérica – RS – T1240”.

En octubre de 2007 fueron así presentados los Informes de las Tareas 1 a 8 del Estudio⁶¹. Del mismo modo dichos informes incorporaron “*las conclusiones de los sucesivos talleres de trabajo que tuvieron lugar en México DF (I, III, IV Taller) y en Bogotá (II Taller)*. El desarrollo de las tareas y la interacción entre los consultores, la Secretaría Técnica (ST), los representantes de los países reunidos en el Grupo de Trabajo de Hidrocarburos (GTH) y el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) permitieron ir decantando claves estratégicas de alta prioridad para que el Proyecto pueda ser desarrollado en alguna de sus alternativas logísticas (gasoducto, GNL o variante mixta)”.

El Grupo Consultor concluía en que: “*que hay una posibilidad razonable de llevar adelante alguna de las opciones evaluadas, de manera que Centroamérica pueda diversificar su matriz energética contando con un suministro nuevo y competitivo respecto de las fuentes desplazadas*”.

⁶¹ Tarea 1: Estimación de la demanda potencial de gas natural, Tarea 2: Definición de los distintos escenarios de oferta de gas natural, Tarea 3: Diseño técnico básico de las alternativas, Tarea 4: Evaluación económica de las alternativas, Tarea 5: Propuesta de esquema de Marco Institucional y Regulatorio, Tarea 6: Selección final de la localización y rutas para la infraestructura y evaluación ambiental preliminar, Tarea 7: Definición de la modalidad de participación público-privada, mecanismos de atracción del capital y evaluación económica y financiera de cada una de las opciones seleccionadas y Tarea 8: Definición de un Plan de Acción para el desarrollo y financiamiento.

2.3.2. Las alternativas estudiadas

De los antecedentes que existían de estudios anteriores, primaba la idea que los potenciales suministradores de gas natural para abastecer la región del Istmo podían ser México y Colombia. Sin embargo, como expresa el documento de referencia: “en los Informes presentados y evaluados en los sucesivos talleres ha quedado descartada la posibilidad de que México y Colombia (en razón de sus reservas probadas actuales y de sus compromisos de abastecimiento del mercado doméstico) puedan disponer de volúmenes para comprometer oferta exportable en un proyecto de largo plazo”. De hecho, “en una de las alternativas logísticas que surgió del Estudio (la construcción de un gasoducto) se evaluó la posibilidad de que México se incorporara como comprador potencial en el proyecto regional del Istmo”.

Al respecto cabe señalar que, de los análisis efectuados en el Estudio de Oferta y Demanda de Energía para LAyC (Informe Tarea III de este estudio) se vio que efectivamente, México había presentado una fuerte declinación de sus reservas de gas, derivado de la demanda de los PIE para generación eléctrica, elemento que corrobora lo descrito por el documento de referencia aquí utilizado. Del mismo modo el análisis de los datos de Colombia ha mostrado que si bien este país podría en el futuro jugar un papel regional como exportador, no dispone en la actualidad, ni en su prospectiva de mediano plazo, de reservas comprobadas para ser fuente de respaldo de exportaciones. Por consiguiente se considera que hasta este punto hay coincidencia en el diagnóstico realizado en ambos estudios.

Así, “la posibilidad de la incorporación de México a la demanda regional del Istmo fue sugerida por el Grupo Consultor del Estudio para la Integración, en base a los análisis de proyección de importaciones de gas natural que surgen de la información oficial... La incorporación de México a la demanda regional agregaba un volumen adicional semejante a los evaluados para el conjunto de la región (20 MMm³/día), de inmediata colocación al inicio de la vida útil del ducto.⁶² .

De este modo se llegaba a la conclusión de que “La mayor demanda de México disminuye los costos logísticos en las alternativas de suministro por gasoductos y disminuye drásticamente los riesgos de demanda del proyecto”.

Sobre la base de las reservas comparadas de México, Colombia y Venezuela, el estudio se realizó pensando a este último país como fuente de reservas y potencial de suministro a Centroamérica y México.

Dicho grupo consultor, en su Informe hizo un exhaustivo análisis de las distintas fuentes potenciales de suministro de gas natural a Centroamérica. En lo que se refiere al gas natural licuado (GNL) se plantearon las alternativas del mercado del Atlántico y las de mercado del Pacífico. A todos queda claro, sin embargo, que la cercanía de la región con el gran mercado del Norte impone, en principio, la consideración de la cotización Henry Hub (HH) como referencia de precios.

Sobre estas consideraciones “se creyó que la alternativa de costear un proyecto de provisión de gas con destino a la región por la metodología de costo plus podía ser de especial interés para países como Venezuela, que cuentan con importantes reservas de gas

⁶² La evaluación de la alternativa de suministro a México fue consentida por la Secretaría Técnica por fuera de los términos de referencia. Por esa razón no se hizo un estudio para discriminar los distintos consumos del gas que sería suministrado a México. Como México tiene un mercado de gas natural desarrollado, y está al final de la demanda, los volúmenes a colocar allí compiten con volúmenes que México podría importar de otras alternativas de suministro. Por eso, a los efectos de ponderar la canasta de sustitución, para la alternativa logística que contempla la demanda de México, se tomó para México el precio del gas en Cosoleacaque, informado por la Secretaría de Energía, que guarda relación con la cotización del Henry Hub. Para el gas con destino a la demanda de Centroamérica se mantuvo la canasta de sustitución de las otras alternativas que no contemplan el suministro a México.

y un desarrollo para el mercado externo todavía incipiente. Las alternativas de suministro desde Venezuela, con la demanda de México o sin la demanda de México, se ven favorecidas por estudios de factibilidad que realizan países de la región para construir un gasoducto desde Venezuela, pasando por Colombia para introducir el gas en Panamá⁶³.

Las alternativas logísticas definidas y evaluadas para introducir el gas en Centroamérica fueron cuatro⁶³:

- ✓ Alternativa 1 – Gasoducto Maracaibo – Cosoleacaque (México)
- ✓ Alternativa 2 – Gasoducto Maracaibo – Guatemala
- ✓ Alternativa 3 – Sistema Mixto – Gasoducto / GNL
- ✓ Alternativa 4 – Abastecimiento con GNL

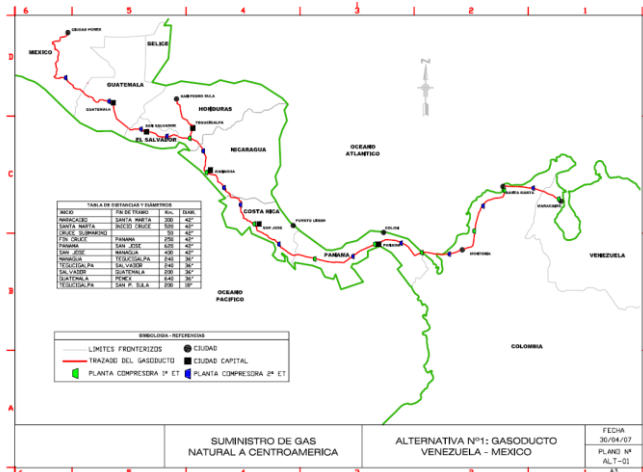


Figura 1. Alternativa 1 – Gasoducto Maracaibo – Cosoleacaque (México)

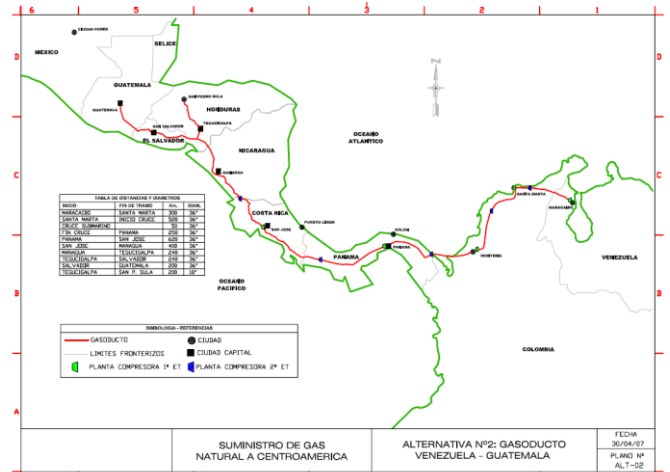


Figura 1I. Alternativa 2 – Gasoducto Maracaibo – Guatemala

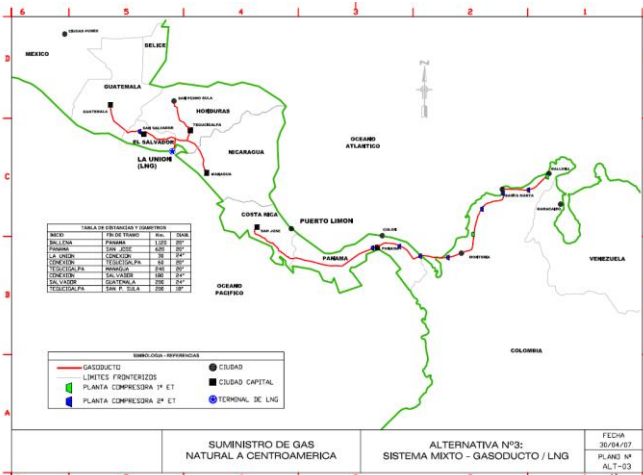


Figura 1II. Alternativa 3 – Sistema Mixto – Gasoducto / GNL

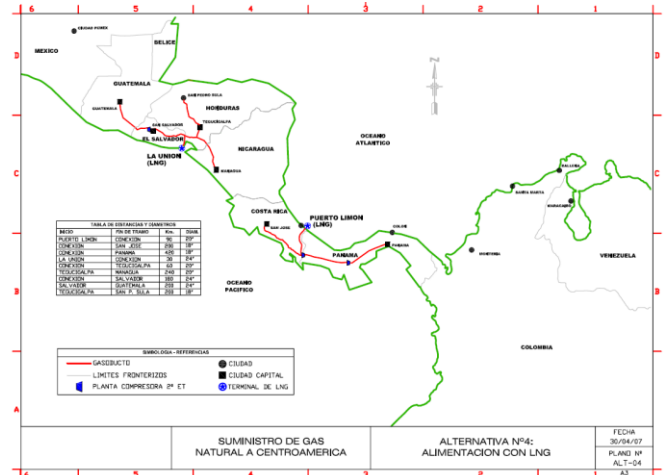


Figura 1IV. Alternativa 4 – Abastecimiento con GNL

Para cada alternativa, los consultores del citado estudio, calcularon los costos logísticos (tarifa de transporte en las alternativas de construir gasoductos, tarifas de regasificación y

⁶³ Las alternativas logísticas parten de la premisa de gasificar Centroamérica, es decir llevar el gas natural a todos los países del istmo centroamericano. En el caso de Belice, dado sus demandas extremadamente bajas no resulta económicamente viable su abastecimiento mediante ramales del gasoducto principal. Sin embargo, podría ser factible (dependiendo del combustible a ser sustituido en Belice y de los precios de gas natural obtenidos para el Proyecto) el abastecimiento mediante barcasas de GNC (gas natural comprimido) embarcadas desde Puerto Cortés, una vez que el gas natural llegue por gasoducto a las proximidades de San Pedro Sula, en Honduras.

transporte para las opciones de GNL), incluyendo ajustes a algunos costos de capital y otros derivados de la estructuración financiera del Proyecto.

Los montos totales requeridos en inversión y las tarifas de las distintas alternativas logísticas, considerando escenarios alternativos de demanda fueron calculados obteniéndose los resultados que se presentan seguidamente:

Cuadro 2.3.2.1. Inversiones requeridas según alternativas de suministro y escenarios de demanda

<i>Inversión total requerida MMUSD</i>	<i>Gasoducto Regional (Desde Venezuela)</i>		<i>Mixto (gasoducto + plantas de regasificación + ramales)</i>	<i>GNL (plantas de regasificación + ramales)</i>
	<i>Centroamérica + México</i>	<i>Centroamérica</i>		
Alta Demanda	4,779	2,999	1,785	1,547
Baja Demanda	4,764	2,940	1,785	1,547

Cuadro 2.3.2.2. Tarifas resultantes según alternativas de suministro y escenarios de demanda

Tarifas USD/MMBTU	<i>Gasoducto Regional (Desde Venezuela)</i>		<i>Mixto (gasoducto + plantas de regasificación + ramales)</i>	<i>GNL (plantas de regasificación + ramales)</i>
	<i>Centroamérica + México</i>	<i>Centroamérica</i>		
Alta Demanda	1.45	2.08	1.45	1.27
Baja Demanda	1.47	2.31	1.63	1.44

La metodología aplicada por el citado GC consistió en confrontar los costos logísticos de cada alternativa con los precios de la canasta de combustibles ponderada a ser sustituida en Centroamérica por el gas natural. La diferencia resultante (precio promedio de la canasta de sustitución – costo logístico de la alternativa elegida) constituyó el margen que tendría el Desarrollador del Proyecto para negociar el precio del gas. En las alternativas de gasoductos, se consideró que el margen para negociar el precio del gas debía ser confrontado con un precio del gas en cabeza de gasoducto; en el caso del GNL, dicho margen debía ser confrontado con un precio del gas en el puerto de entrega.

Los márgenes fueron estimados por el GC considerando niveles de correspondencia entre los valores del WTI y los del gas en el Henry Hub, supuesto que luego, como se sabe quedó cuestionado por el desacople entre ambos valores después de 2009. Los resultados del GC arrojaron los resultados que se presentan seguidamente

Cuadro 2.3.2.3. Márgenes de negociación del gas con Alta Demanda⁶⁴

Precio WTI	Canasta promedio CA	Canasta promedio CA+Mx	Precio Henry Hub estimado ⁶⁵	Gasoducto regional				GNL			
				Tarifa		Margen para el precio del gas		Tarifa		Margen para el precio del gas	
				CA+Mx	CA	CA+Mx	CA	Mixto	GNL	Mixto	GNL
USD/Bbl	USD/MMBTU										
	a	b		c	d	b - c	a - d	e	f	a - e	a - f
50	6.11	5.84	6.34	1.45	2.08	4.39	4.02	1.45	1.27	4.65	4.83
60	7.33	6.71	6.87	1.45	2.08	5.26	5.22	1.45	1.27	5.85	6.03
70	8.56	7.59	7.40	1.45	2.08	6.14	6.47	1.45	1.27	7.10	7.28
80	9.78	8.47	7.93	1.45	2.08	7.02	7.69	1.45	1.27	8.32	8.50

Cuadro 2.3.2.4. Márgenes de negociación del gas con Baja Demanda⁵

Precio WTI	Canasta promedio CA	Canasta promedio CA+Mx	Precio Henry Hub estimado	Gasoducto regional				GNL			
				Tarifa		Margen para el precio del gas		Tarifa		Margen para el precio del gas	
				CA+Mx	CA	CA+Mx	CA	Mixto	GNL	Mixto	GNL
USD/Bbl	USD/MMBTU										
	a	b		c	d	b - c	a - d	e	f	a - e	a - f
50	6.11	5.84	6.34	1.47	2.31	4.37	3.79	1.63	1.43	4.47	4.67
60	7.33	6.71	6.87	1.47	2.31	5.24	4.99	1.63	1.43	5.67	5.87
70	8.56	7.59	7.40	1.47	2.31	6.12	6.24	1.63	1.43	6.92	7.12
80	9.78	8.47	7.93	1.47	2.31	7.00	7.46	1.63	1.43	8.14	8.34

Se concluía que: “Puede observarse que a medida que crece el precio del WTI, el margen para negociar el precio del gas que ofrecen las distintas alternativas logísticas se acerca a los valores proyectados para el HH. El margen de las alternativas logísticas de introducir el gas por gasoductos puede obtener reducciones sobre el valor de referencia HH más significativas que el margen de la alternativa logística de introducir el gas por barco (GNL) o el de la alternativa mixta. Si el gas viene por gasoductos no se requiere remunerar los costos de la planta de licuefacción en origen, ni el costo del transporte por barco”.

Ciertamente las conclusiones preliminares de este estudio se han modificado con el desacople de los precios del HH y los del WTI, aunque la idea pueda seguir vigente con estimaciones de netback menores para el gas de yacimientos.

2.3.3. Análisis de las ventajas y desventajas de las alternativas de integración gasífera en Centroamérica con y sin la inclusión del mercado de México

En el análisis de las ventajas y desventajas de cada alternativa se identificaban las siguientes:

⁶⁴ La canasta promedio CA surge del promedio entre la canasta A y la canasta B que toma en cuenta los precios de los combustibles para Centroamérica, desplazados por el gas en los tres segmentos estudiados: sector eléctrico, sector industrial y parque vehicular. La Canasta A y B pondera estos segmentos de acuerdo a la Alta Demanda y Baja Demanda de gas potencial estimada.

La canasta promedio CA+Mx nace en el último Taller de trabajo en donde se acordó incorporar a la canasta de precios de combustibles sustitutos para CA el precio del gas en Cosoleacaque. Ahora, los márgenes de negociación para la alternativa logística Gasoducto Maracaibo – Cosoleacaque se calculan a partir de restar a los valores de esta nueva canasta la tarifa del gasoducto regional CA+Mx.

⁶⁵ La estimación surge de una regresión que relaciona los precios del petróleo WTI y los precios del Henry Hub. El precio estimado del HH no considera los costos de transporte a los diferentes puertos.

√ Alternativa 1 – Gasoducto Maracaibo – Cosoleacaque (México)

Ventajas

1. Articula integración México, Centroamérica, Sudamérica.
2. Demanda inmediata desarrollada al final de la traza facilita demanda crítica de puntos intermedios.
3. Los mayores volúmenes bajan los costos logísticos.
4. La negociación de un precio boca de pozo con Colombia o Venezuela facilita la consolidación de un precio de referencia regional.
5. El precio de referencia regional puede incrementar la velocidad de introducción del Gas Natural a la región.

Desventajas

1. Introduce rigidez en las alternativas de suministro.
2. Impone mayores negociaciones políticas con implicancias en los plazos de concreción del proyecto.
3. Menor acceso a fuentes de financiamiento por el monto involucrado.
4. Resta flexibilidad al ingreso escalonado de países (mayor impacto en tarifas según cálculo de gradualidad)
5. El riesgo de suministro del sistema es mas alto que en las otras alternativas.
6. Durante el proceso de desarrollo inicial requiere que el mercado este integrado en la empresa desarrolladora, lo que le resta flexibilidad al ingreso de proyectos existentes en los países de CA (ej. plantas de regasificación).
7. El precio de largo plazo y el de corto son diferentes, el precio de referencia regional tiene que tender a Henry Hub.

√ Alternativa 2 – Gasoducto Maracaibo – Guatemala

Ventajas

1. Consolida un proyecto Centroamericano de integración con Sudamérica.
2. La negociación de un precio boca de pozo con Colombia o Venezuela facilita la consolidación de un precio de referencia regional.
3. El precio de referencia regional puede incrementar la velocidad de introducción del Gas Natural a la región.

Desventajas

1. Introduce rigidez en las alternativas de suministro
2. Impone mayores negociaciones políticas con implicancia en los plazos de concreción del proyecto
3. Menor acceso a fuentes de Financiamiento por el monto involucrado.
4. Mayor dificultad para consolidar la masa crítica de demanda.
5. Resta flexibilidad al ingreso escalonado de países (mayor impacto en tarifas según cálculo de gradualidad).
6. Durante el proceso de desarrollo inicial requiere que el mercado este integrado en la empresa desarrolladora, lo que le resta flexibilidad al ingreso de proyectos existentes en los países de CA (ej. plantas de regasificación).
7. El riesgo de suministro del sistema es mas alto que en las otras alternativas.
8. El precio de largo plazo y el de corto son diferentes, el precio de referencia regional tiene que tender a Henry Hub.

√ Alternativa 3 – Sistema Mixto – Gasoducto / GNL

Ventajas

1. Posibilita la articulación de proyectos subregionales o nacionales al proyecto de integración regional
2. Posibilita la diversificación parcial de las fuentes de suministro
3. Facilita la gradualidad en la ejecución del proyecto.
4. Mayor acceso a fuentes de financiamiento

5. Mínimo costo de take or pay pagado sin usar
6. Facilita el ingreso de proyectos existentes en los países de CA (ej. plantas de regasificación)

Desventajas

1. Restricciones presentes en la capacidad de licuefacción en el mercado mundial.
2. Mayor dificultad para negociar un precio en planta de re-gasificación que se aparte de las referencias de mercado (Henry Hub - Cocktail de crudos de Japón).
3. Mayores dificultades para consolidar un mercado regional.
4. Requiere de puertos específicamente diseñados para la actividad del LNG.

√ Alternativa 4 – Abastecimiento con GNL

Ventajas

1. Consolida un proyecto Centroamericano de integración con Sudamérica.
2. La negociación de un precio boca de pozo con Colombia o Venezuela facilita la consolidación de un precio de referencia regional.
3. el precio de referencia regional puede incrementar la velocidad de introducción del Gas Natural a la región

Desventajas

1. Restricciones presentes en la capacidad de licuefacción en el mercado mundial.
2. Mayor dificultad para negociar un precio en planta de re-gasificación que se aparte de las referencias de mercado (Henry Hub - Cocktail de crudos de Japón).
3. Mayores dificultades para consolidar un mercado regional.
4. Requiere de puertos específicamente diseñados para la actividad del LNG.

Como se ha señalado, despejadas las incógnitas sobre el rol de México en la demanda potencial de la región y sobre el rol de Venezuela en el suministro potencial a la región, se acotan las alternativas posibles para escoger una opción.

2.3.4. Acerca de las recomendaciones contenidas en el estudio de la integración de mercados de gas en Centroamérica y México

De los avances logrados en aquel proyecto iniciado a mediados de la década pasada se extraen algunas recomendaciones.

En primer lugar se trata de un mercado a ser creado y por consiguiente requiere de una serie de consideraciones que el GC encargado de ese estudio puntualizó:

a) Aspectos Jurídicos:

- Los acuerdos para la estructuración jurídica del Proyecto también deben estar explicitados antes de proceder a la búsqueda de un Desarrollador. En este tema son importantes los antecedentes que aporta la integración eléctrica regional.
- Asumida la participación privada en la inversión, y descartadas las modalidades totalmente públicas, quedan las formas de vinculación del capital privado al emprendimiento mediante la utilización de alguna de las modalidades de concesión o participación totalmente privada. Las modalidades de leasing y concesión típica requieren de la existencia de infraestructuras ya construidas.

- Por otra parte, en las modalidades de participación totalmente privada, los activos quedan indefinidamente en manos del sector privado, con lo cual la necesidad de su traspaso al sector público como consecuencia de una muy mala gestión implicaría una expropiación.
- Esto hace conveniente evitar estas modalidades cuando se trata de servicios públicos.

Considerando lo anterior, se propuso como modalidad de estructuración pública-privada para este Proyecto, la siguiente:

- En la alternativa de la construcción del gasoducto, la participación del sector privado se lograría mediante un contrato del tipo *Build Own Operate* (BOO) a 30/40 años con concesión otorgada por el Estado. Bajo un contrato BOO, una empresa privada es responsable por el financiamiento y el desarrollo de las inversiones necesarias para cumplir con las obligaciones establecidas en el contrato de concesión. La transferencia de los activos al Estado se concreta en el largo plazo.
 - En la alternativa de construcción de las plantas de regasificación, en cambio, se propone un contrato *Build Operate Transfer* (BOT) a 5/10 años. Al igual que en el caso anterior, los contratos BOT son parecidos a los contratos de concesión. La diferencia con el caso BOO es que las firmas, si bien responsables por el financiamiento y el desarrollo de la inversión, así como por su operación por un período de tiempo determinado, finalizado dicho período se comprometen a transferir las acciones de estas sociedades a terceros en un período de más corta duración.
- b) Posibilidad de Aplicación del Proyecto al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto
- Quedó en claro que la viabilidad económica y financiera del Proyecto podía ser mejorada por la aplicación del mismo a la generación de créditos ambientales. Los mayores créditos ambientales corresponden al uso del gas en la generación térmica y son indirectos en relación al Proyecto porque se generan en cabeza de los propietarios de las centrales térmicas. Su apropiación al Proyecto es parte de la negociación a llevar adelante por el Desarrollador. La iniciativa, además de ser importante para el flujo de fondos, contribuiría a dotar al Proyecto de un atractivo adicional que difunde su imagen internacional.
- c) La posibilidad de crear una empresa promotora
- Todas las tareas involucradas en la decisión política de avanzar en la estrategia de introducción del gas natural a Centroamérica convergen en la necesidad de viabilizar demandas potenciales y fuentes de suministros de manera de ir acotando riesgos para terminar en la selección de un Desarrollador del Proyecto. La discusión del Tratado Marco es una tarea inherente a los representantes de cada país a través del grupo de trabajo constituido al efecto.
 - La decisión de crear la empresa promotora está asociada a la posibilidad del PIEM de avanzar en la concreción de metas tendientes a viabilizar demandas y fuentes de suministro en los plazos sugeridos en el cronograma de tareas tendientes a acelerar la ejecución del Proyecto. El rol de la agencia promotora es el de facilitar la etapa de gestación de manera de avanzar con riesgos acotados a la etapa de incubación del Proyecto.
 - Si los Estados que participan de la estrategia de introducción del gas natural a Centroamérica logran el compromiso e involucramiento de las grandes compañías nacionales (PEMEX, ECOPETROL, PDVSA) en una etapa temprana del Proyecto,

estas empresas podrían asumir el rol de promotoras y acelerar los plazos de maduración de los compromisos tendientes a articular la demanda y las fuentes de suministro.

- d) Selección del Desarrollador del Proyecto mediante un mecanismo de concurso o licitación
- El Desarrollador es un actor excluyente en la ejecución del Proyecto. Su selección debe estar precedida de los pasos estratégicos descritos con anterioridad. El mecanismo de selección podría contar con la asistencia de organismos regionales o internacionales de crédito, como el BID. Por su relación con el Proyecto y el seguimiento de todo el proceso también sería importante la participación de organismos regionales como la CEPAL.
 - Hacia la fecha del informe del GC se concluía al respecto que: “A esta altura del Proyecto los Estados Parte ya han discutido y consensuado un Tratado Marco y han adaptado las regulaciones nacionales a los principios de ese Tratado. Está consensuada y definida la alternativa logística y se ha iniciado la tramitación correspondiente al Mecanismo de Desarrollo Limpio. Puede haber acuerdos comerciales suscriptos con potenciales oferentes de gas natural y ya están definidas las centrales térmicas que van a asegurar una demanda crítica. También puede estar creado el Consejo Director dentro de los organismos propuestos en el Tratado Marco. Pero aún adicionando a todo esto el compromiso de las políticas de promoción en cada país tendientes a minimizar riesgos, puede resultar dificultoso encontrar un Desarrollador que reúna las competencias técnicas y la solvencia económica y financiera que la envergadura del Proyecto impone. Este es el momento de evaluar la conveniencia estratégica de que participen en la estructura accionaria del Desarrollador las grandes compañías nacionales de los países que van a estar alcanzados por el Proyecto, caso concreto de PEMEX de México, de ECOPETROL de Colombia y, eventualmente, de PDVSA de Venezuela. Habrá que evaluar si su participación será en condición de socio controlante o de accionista minoritario y si, en última instancia, no serán ellas, a través de la persona jurídica que se cree al efecto, las que deberán hacerse cargo de ejecutar el Proyecto. Si ya las compañías nacionales fueron involucradas en el Proyecto en la etapa de gestación, será más sencillo definir su rol cuando sobreviene la etapa de incubación”.
- e) El Desarrollador suscribe contratos y ejecuta el Proyecto
- Con los contratos que articulan la demanda de gas natural, por un lado, y los contratos que aseguran el suministro de gas natural, por el otro, el Desarrollador es el encargado de escoger el constructor de la obra (contratos de ingeniería) y negociar las fuentes de financiamiento (contratos de préstamo). El Proyecto deja los papeles y se transforma en realidad.
- f) Definición respecto al mercado como una etapa de mercado cerrado e integrado
- La estrategia para esta fase, tratándose de un mercado nuevo, buscaba minimizar los riesgos de recupero de la inversión por parte del Desarrollador. El acceso a la logística que se construiría estaría en principio cerrado a terceros y la compañía creada por el Desarrollador estará a cargo de las actividades de transporte y comercialización de gas natural.
 - El Desarrollador operará el mercado mayorista (contratos de compraventa de gas natural y contratos de transporte) y el despacho del transporte (unidad técnica operativa). El recupero de la inversión del Desarrollador está sujeto a un esquema tarifario de recuperación de costos.
 - El consumidor centroamericano de gas natural va a pagar un precio por el suministro que incluye el costo del combustible (con un pass through controlado por el

regulador) y una tarifa de transporte que permite recuperar los costos del sistema logístico de provisión (incluida la rentabilidad sobre el capital).

- Correspondería a las políticas públicas definir si esa tarifa de transporte va a ser “estampilla” para los consumidores de los distintos destinos en la región, o va a ser diferente según las distancias involucradas. En el primer caso hay un subsidio cruzado de los consumidores más próximos a la fuente de suministro a favor de los más distantes. Tratándose de un mercado a desarrollarse, en esta etapa inicial es recomendable, a los efectos de mancomunar intereses detrás del Proyecto, optar por la tarifa plana.
- g) La idea de que en otra etapa futura, se produzca una apertura gradual y desintegración.
- En una etapa futura, con un mercado de gas natural centroamericano más desarrollado y maduro, es conveniente el paso estratégico tendiente a la separación de las actividades de transporte y comercialización (*unbundling*) y el paulatino acceso de los consumidores al mercado mayorista de comercialización del producto. El acceso abierto a las redes facilitaría la presencia de nuevos actores. En esta etapa el mercado se descentraliza entre diversos operadores y el paquete accionario del Mercado Mayorista de Gas Natural o Comercializador (propiedad del Desarrollador) pasa a ser propiedad de la totalidad de agentes del mercado. La operación del despacho físico del producto puede permanecer en la compañía de transporte o ser confiada a un operador independiente, siempre bajo la figura de operación integrada en el Operador Regional de Transporte.

2.3.5. Agenda indicativa de tareas y plazos estimados

La Agenda Indicativa de las tareas recomendadas y los plazos estimados para su ejecución se estipularon del siguiente modo:

FASE I	
Etapa de Gestión	1 o 2 años, según definiciones políticas
* Definición de los Roles de Colombia, Mexico y Venezuela	Noviembre 2007
Invitación ante las autoridades de Venezuela por parte de Guatemala Reunión del Grupo de Trabajo de Hidrocarburos con representante invitado de Venezuela en Guatemala Definición de Colombia, Mexico y Venezuela para unirse en la Estrategia de Introducción del GN a CA Preparación de la reunion de Ministros	
* Reunión de ministros	Diciembre 2007
^ Definición de alternativa Evaluación de conclusiones de la tareas realizadas hasta la fecha, y Definición de la mejor alternativa logística	
^ Formación de un Grupo de Trabajo para la discusión del Tratado Marco Grupo de trabajo conjunto con los Ministerios de Energía y Relaciones Exteriores Definición de plazos de reunión y ejecución	
^ Lineamientos sobre los mecanismos de incorporación del capital Definición del mecanismo de incorporación del capital privado, y Definición de la posible participación pública de los países comprometidos en la iniciativa de introducción de gas a Centroamérica (compromiso promotor de las empresas nacionales de petróleo o creación de una empresa promotora)	
* Creación de la Empresa Promotora (en caso de decidirse por esta opción)	Junio 2008
Constitución de su Cuerpo Directivo Selección de un Director Asignación de recursos Selección de un Gerenciador	
* Elaboración del Acuerdo Marco (el Grupo de Trabajo aún mantiene su actividad aún creada la Empresa Promotora)	
Establecimiento de las reglas basicas para el mercado del gas Definición de los entes necesarios para llevar este Proyecto adelante Preparación de la reunión de Ministros	
* Presentación de un proyecto de Tratado a los Ministros para su aprobación sujeta ratificación de los cuerpos legislativos	Noviembre 2008
^ Definición de los entes necesarios para llevar adelante el Proyecto Consejo Director, Ente Regulador y Operador Regional de Transporte	
^ Mecanismo de dotación de recursos	
^ Definición de las participaciones económicas de los países en el Proyecto	
* Acuerdos para viabilizar demandas y asegurar fuentes de suministro	Junio 2009
Responsabilidad primaria de la Empresa Promotora, en el caso de haber sido creada, de los órganos existentes institucionalizados (incluida la posible creación del Consejo Director prevista en el Tratado Posible colaboración de las Compañías Nacionales de Petróleo de México, Colombia y Venezuela	
* Desarrollo del pliego de bases y condiciones para la contratación del desarrollador	Agosto 2009
Promoción del proceso de licitación (asistencia del BID/CEPAL)	
* Selección del Desarrollador del Proyecto	Noviembre 2009
Etapa de Incubación	2 o 3 años
Suscripción de los contratos de demanda, suministro y transporte Suscripción de los contratos de mutuo y estructuración financiera del Proyecto Suscripción del contrato de obra	
FASE II	
* Desarrollo del Mercado	10 a 12 años a partir del final de la etapa de incubación
Mercado integrado de operación centralizada	
FASE III	
* Consolidación del Mercado	
Desintegración vertical y oportunidades de competencia	

Cabe decir que el proyecto quedó postergado a causa de que los acuerdos con Venezuela no se concretaron. Si bien razones de geopolítica pueden haber obstaculizado este proceso, también, por lo antes mencionado respecto al escaso desarrollo de los proyectos en aquel país, la viabilidad del mismo puede ser puesta en duda en este informe.

3. CONCLUSIONES

El análisis realizado desafía seriamente la afirmación de que el gas natural seguirá siendo un vector fundamental de la matriz energética regional, a menos que tal suposición se base en un creciente comercio de GNL extra regional o bien que los desarrollos potenciales de Shale Gas (Argentina y México) y del Pre-Sal (Brasil) sean puestos en marcha en los próximos años modificando radicalmente el panorama futuro. El desarrollo de recursos convencionales en áreas no explotadas aparece también como una posibilidad pero requeriría de inversión de riesgo y no se visualiza su ingreso en la próxima década..

De este modo, el comercio de GNL será una necesidad cuya magnitud también resulta incierta por la demora en la definición de construcción de plantas regasificadoras en gran escala en LAyC y la ausencia de planes para realizar una integración regional vía gasoductos y GNL de modo combinado

Esta afirmación parece muy fuerte frente a un panorama potencial de recursos que ha sido ponderado en este estudio, pero es consistente con los registros del informe III de Oferta y Demanda y con el Informe II de Aspectos regulatorios que enfatizan precisamente este desajuste gradual entre demanda y oferta de gas y la excesiva dependencia que se ha generado de este recurso para generación de electricidad induciendo a costos marginales mas caros en ambas cadenas a la vez que disminuyó la confiabilidad en ambas.

El retraso de las inversiones como parte de este complejo contexto, tiene además como contrapartida .la ausencia de un plan indicativo construido al interior de los bloques de integración mayores.

Por lo tanto es prioritario un sinceramiento acerca de la magnitud de las reservas comprobadas y de las posibles de desarrollar, como así también establecer de un modo realista de los plazos y montos de inversión que serían necesarios a tal fin.

Del mismo modo es necesario generar una prospectiva integrada a nivel regional para analizar seriamente los potenciales factibles de integración y sus opciones viables.