



ESTUDIO DE TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD
ENTRE LAS REGIONES ANDINA, AMÉRICA CENTRAL Y
MERCOSUR
FACTIBILIDAD DE SU INTEGRACIÓN
PRIMERA FASE

INFORME FINAL

Preparada para:



MH 0938 - PH 057 - 06

Noviembre 2006

ESTUDIO DE TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD
ENTRE LAS REGIONES ANDINA, AMÉRICA CENTRAL Y
MERCOSUR
FACTIBILIDAD DE SU INTEGRACIÓN
PRIMERA FASE

CONTENIDO

OBJETO.....	3
ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LA INTEGRACIÓN EN LA REGIÓN	5
1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD.....	5
2. EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICO Y SUS BENEFICIOS	9
3. LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN DENTRO DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES	13
3.1. <i>Interconexión Colombia – Ecuador</i>	17
3.2. <i>Interconexión Ecuador – Perú</i>	23
3.3. <i>Interconexiones Gasíferas</i>	25
3.4. <i>Estrategia de la Integración CAN - MERCOSUR</i>	26
3.5. <i>Crisis en la CAN</i>	27
3.6. <i>Venezuela, la CAN y el MERCOSUR</i>	28
4. LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN DENTRO DEL MERCOSUR	29
4.1. <i>Interconexiones de Electricidad entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay</i>	32
4.2. <i>Las interconexiones entre Argentina y Chile</i>	38
4.3. <i>Mecanismos comerciales aplicados a las interconexiones eléctricas en el Mercosur</i>	40
4.4. <i>Interconexiones de Gas natural</i>	46
4.5. <i>La crisis en el Mercosur</i>	48
5. LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN EN CENTROAMÉRICA.....	49
5.1. <i>Red de Transmisión Regional (RTR)</i>	50
5.2. <i>El Mercado Eléctrico Regional (MER)</i>	51
5.3. <i>Operatoria comercial del MER</i>	55
5.4. <i>Intercambios de energía en el MER</i>	57
6. ANÁLISIS CRÍTICO DE LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN REGIONAL.	67
6.1. <i>Renta de congestión</i>	68
6.2. <i>Cargos fijos: Peajes de acceso</i>	71
6.3. <i>Contratos entre agentes</i>	72
7. PANORAMA REGIONAL Y ESCENARIOS DE INTEGRACIÓN.....	74
7.1. <i>Bolivia</i>	74
7.2. <i>Venezuela y su Nueva Política Energética</i>	75
7.3. <i>Energías Renovables</i>	76
7.4. <i>Otras Consideraciones</i>	77
8. CONCLUSIONES	78
LOS ELEMENTOS CLAVES DE LA ORGANIZACIÓN DE LOS SECTORES ELECTRICIDAD Y GAS EN LATINOAMERICA Y SU INTEGRACIÓN	80
1. EVOLUCIÓN FUTURA DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD	80
1.1. <i>Los elementos de valor que tienen influencia en los beneficios de la integración</i>	80
1.2. <i>Las restricciones que afectan al proceso de integración</i>	83
1.3. <i>Los instrumentos requeridos para incrementar la integración</i>	85

PLAN DE TRABAJO FASE II	87
1. VISION GENERAL DEL ESTUDIO DE LA FASE II	87
2. DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS	89
2.1. Tarea 1: definición de configuraciones de electricidad y gas natural	89
2.2. Tarea 2: análisis de flexibilidades y complementariedades electricidad-gas natural	96
2.3. Tarea 3: Cálculo de los beneficios de la integración energética	97
2.4. Tarea 4: La organización de los mecanismos de integración	98
ANEXO I : CONTRIBUCIÓN DE EXPERTOS INTERNACIONALES DE LA REGIÓN	100
1. ELEMENTOS CRÍTICOS EN LA EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTEGRACIÓN EN LA FASE II DEL CIER 15 POR AGUILAR D., ARGEMIRO COLOMBIA	100
1.1. Visión de la integración regional y su desarrollo	100
1.2. Desafíos a resolver	100
1.3. Elementos de valor que los gobiernos ven en la integración y los riesgos que temen	101
1.4. Soluciones o cambios de paradigma que se darán en el sector eléctrico y en el sector gas	101
1.5. Instrumentos a mejorar o implementar para incrementar la integración	101
2. LA INTEGRACIÓN REGIONAL POR ANTMANN, JULIA URUGUAY	102
2.1. La integración regional en materia energética. ¿razones estructurales o coyunturales?	102
2.2. Eficiencia e iniciativa privada vs. seguridad y planificación estatal	103
2.3. Los Instrumentos	104
3. EL GAS NATURAL EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA POR FIGUEROA DE LA VEGA, FRANCISCO - ECUADOR 106	
3.1. La visión de la integración regional y su desarrollo	106
3.2. Desafíos a resolver	107
3.3. ¿Cuáles son los elementos de valor que los gobiernos ven en la integración y los riesgos que temen?	109
3.4. ¿Qué soluciones se darán en el sector eléctrico y en el sector gas?	109
3.5. ¿Qué instrumentos se requieren mejorar o implementar para incrementar la integración?	109
4. LA INTEGRACIÓN REGIONAL POR GARCIA PINOT, LUIS GUATEMALA	111
5. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA POR GOMELSKY ROBERTO	112
5.1. La visión global de la integración regional y su desarrollo.	112
5.2. Desafíos a resolver	114
5.3. ¿Cuáles son los elementos de valor que los gobiernos ven en la integración y los riesgos que temen?	115
5.4. ¿Qué soluciones o cambios de paradigma se darán en el sector eléctrico y en el sector gas (cambios en la regulación o en la participación del estado o de los privados)?	115
5.5. ¿Qué instrumentos se requieren mejorar o implementar para incrementar la integración?	116
6. ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL CONO SUR POR MIRKIN, ALFREDO ARGENTINA	116
7. ALGUNAS OBSERVACIONES SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE EVOLUCIÓN DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL – ROSENBLATT, JOSÉ BRASIL	118
8. ANÁLISIS DE LA POSIBLE EVOLUCIÓN SECTORIAL POR TARDIO, MARCELO BOLIVIA	119

ESTUDIO DE TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD
ENTRE LAS REGIONES ANDINA, AMÉRICA CENTRAL Y
MERCOSUR
FACTIBILIDAD DE SU INTEGRACIÓN
PRIMERA FASE

OBJETO

El proyecto CIER 015 tiene por objeto el análisis a niveles técnico comercial, regulatorio y operativo, sobre la viabilidad de la creación y/o incremento de las Transacciones de Electricidad entre las Regiones de América Central, Andina y MERCOSUR y la factibilidad de la integración entre ellas. Sus resultados debiesen permitir contribuir a la toma de decisiones y acciones de los actores públicos y privados en torno a la integración de dichos mercados. Es por ello que se pretende en este Informe, avanzar en el desarrollo conceptual de los elementos claves a considerar para poder evaluar la integración de estos Mercados.

A tal efecto, se ha diagramado un trabajo a ser ejecutado en las denominadas Fase I y Fase II. El presente documento se corresponde con la Fase I que incluye lo siguiente:

- Análisis histórico y crítico de las interconexiones (gas y electricidad) existentes, y su evolución en la CAN, AMÉRICA CENTRAL y MERCOSUR, desde el punto de vista de la operación técnica y comercial.
- Análisis de la evolución regulatoria e institucional de los Mercados Eléctricos y de Gas de cada región.
- Planteo de escenarios que se deben formular para el desarrollo de los estudios de la Fase II siguiente.

Como resultado de estas actividades se determinarán y caracterizarán los estudios energéticos de beneficios/riesgos, asociados con los intercambios de energía entre países a desarrollar en la Fase II del Proyecto, y los escenarios en que deben evaluarse los mismos.

En particular la Fase II considerará las siguientes actividades :

- Estudio Energético de la demanda y suministro de las regiones CAN, AMÉRICA CENTRAL y MERCOSUR, incluyendo gas y electricidad, con un horizonte de 10 años, con el fin de determinar beneficios y oportunidades, para diferentes escenarios regulatorios.
- Evaluación de beneficios y costos de las integraciones y los criterios para su adecuada asignación.
- Análisis de esquemas regulatorios/comerciales apropiados y aplicables en las regiones CAN, AMÉRICA CENTRAL, MERCOSUR, para la remuneración de interconexiones y redes regionales que permitan una expansión de acuerdo con las necesidades de la integración.

- Análisis de la cobertura de riesgos de la integración: políticos, normativos y macroeconómicos, etc.
- Los Tratados de libre comercio y su impacto en los procesos de integración.
- Elaboración de una propuesta general de armonización de marcos normativos subregionales (CAN, AMÉRICA CENTRAL, MERCOSUR) que permita avanzar en los procesos de integración.
- Promoción y Difusión de Resultados del Estudio. Búsqueda de Acuerdos. Seguimiento del Proceso y toma de acciones, con el fin de dinamizarlo.

ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LA INTEGRACIÓN EN LA REGIÓN

1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD

La Factibilidad de la Integración Energética, requiere que se realice **una prospectiva de los beneficios de la integración** en diferentes escenarios, no sólo para predecir el porvenir, sino para establecer las diferentes situaciones alternativas en que podría encontrarse el futuro y los elementos de valor que de él se desprenden, de modo que de ese examen se pueda construir un camino para incrementar la integración energética.

Para el sector eléctrico, estos beneficios fueron evaluados por el CIER 02 (1998) considerando los beneficios por menor costo de despacho, que podían ser obtenidos con diferentes interconexiones. Al ser Latinoamérica rica en recursos energéticos y no tenerlos distribuidos uniformemente, los beneficios potenciales de una integración plena son inmensos en comparación a los que se pueden obtener en otras regiones. Estas oportunidades de beneficios son de tipo estructural y no coyuntural. Además, se debe reconocer que una parte importante de esos recursos no constituyen “commodities” o lo son parcialmente, y por lo tanto, la captura de la mayor parte de esos beneficios sólo puede hacerse dentro de una integración regional.

La integración energética de los países sudamericanos ha atravesado distintas instancias, ha aplicado distintos paradigmas y esquemas de acuerdos comerciales para la asignación de los indiscutibles beneficios aportados por compartir recursos, y con diferente grado de participación de los agentes públicos y privados en cada una de ellas. Los proyectos asociados a la explotación conjunta de los ríos limítrofes constituyeron la primera forma de integración y, aunque no se aprovechó toda la potencialidad de los beneficios obtenibles por el uso compartido de los recursos, 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. El Estado resultó protagonista de las inversiones y el paradigma de la época presentaba a la industria eléctrica como monopolio natural, a la electricidad como un servicio estratégico, a la seguridad nacional como protectora de los recursos energéticos nacionales para la provisión de electricidad a precios bajos. Posteriormente se desarrollaron líneas de interconexión que buscaban aprovechar los excedentes energéticos de un país, para colocarlos en países vecinos con el fin de aprovechar recursos y dar mayor confiabilidad a los sistemas.

Durante **la década del noventa**, el paradigma de desarrollo de los sectores nacionales puso su acento en la eficiencia y en la participación privada, lo que a su vez tuvo su origen en las gruesas ineficiencias y falta de respuesta de los sectores energéticos para las necesidades de los consumidores en la década anterior, y en los fuertes requerimientos de inversión para superar esa situación. Este nuevo paradigma con énfasis en la eficiencia económica, trajo consigo cambios desde el ámbito político a lo sectorial con acento en la eficiencia, modificando las formas de integración. Se diseñó así un nuevo contexto energético regional en el que el gas natural adquirió particular importancia como vector energético y al que

concurrían una serie de factores que afectaban a los países de la región con distinta intensidad: retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento en los 80; adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad (ciclo abierto y combinado con turbinas a gas) respecto a los sistemas térmicos convencionales de menor rendimiento; competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad; y creciente competencia entre gas transportado por ductos y buques para GNL.

Es así que la transformación de los sectores de gas y electricidad ha mostrado, desde sus inicios, un gran dinamismo con una fuerte participación privada durante los procesos de privatización y capitalización de las empresas estatales, y en nuevos proyectos de inversión en generación y transporte. Estos procesos de transformación culminaron con la apertura de los mercados nacionales permitiendo intercambios de energía a nivel regional, que fue posibilitado por los acuerdos internacionales entre los que se encuentran los suscriptos por la Comunidad Andina de Naciones (CAN), los suscriptos por los países de Centroamérica que dio lugar al denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), y los intercambios de importación/exportación de los países que forman parte del MERCOSUR ampliado (incluyendo Chile y Bolivia).

Todos estos procesos contaron con el apoyo y el liderazgo de la CIER, cuya expresión más visible han sido los Proyectos CIER y las numerosas jornadas dedicadas a facilitar el proceso de integración. Estas interconexiones de gas y electricidad permitieron la transferencia de recursos energéticos más económicos disponibles en el país exportador al país importador; por ej.,: Bolivia exportando gas natural a Argentina y Brasil, Argentina exportando gas natural a Chile y Brasil, Argentina exportando generación eléctrica firme a Brasil, Colombia exportando generación eléctrica económica a Ecuador, y los países de Centroamérica con intercambios de oportunidad y firmes (principalmente entre Guatemala y El Salvador).

Cabe destacar que otros atributos importantes de la integración energética tales como su contribución a la diversificación, aprovechamiento de complementariedades y generación de escalas óptimas, incremento de confiabilidad, etc., 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 técnicos.

El **proyecto CIER 03 (1999-2001)** analizó las limitaciones que existen en Sudamérica para el desarrollo de las interconexiones y el incremento de comercio, tanto en el ámbito técnico como institucional o regulatorio, y desarrolló las recomendaciones y opciones para tratar los temas y limitaciones identificadas. El paradigma bajo el cual se desarrollaron las recomendaciones puede observarse del siguiente extracto:

Los países que han avanzado con su proceso de transformación y creado Mercados Mayoristas, han establecido mediante Leyes, Reglamentos, Normativas y anexos las nuevas reglas de su sector eléctrico basado en un Mercado de competencia. Estos procesos tienen un conjunto de características comunes:

- ◆ *El fin de los monopolios integrados estatales.*
- ◆ *La separación de las actividades de la industria en generación, transmisión y distribución. En algunos casos, se crea además la actividad de comercialización.*

- ◆ *La apertura a la participación privada.*
- ◆ *La empresa de transmisión reguladas con ingresos y penalidades asociadas a su calidad de servicio. En muchos casos un nuevo inversor privado puede construir, y en algunos casos ser propietario, de línea y equipamiento de transmisión para conectarse a la red de dicha empresa.*
- ◆ *El acceso abierto a la red de transmisión (incluyendo interconexiones internacionales) y redes de distribución, y el establecimiento de metodologías para determinar el ingreso tarifario de la empresa de transmisión y las tarifas por uso y conexión.*
- ◆ *Un conjunto de reglas de programación y despacho para optimizar el uso de los recursos de generación disponibles, priorizar los requisitos de calidad y seguridad y promover la compra eficiente y su traslado a tarifas.*
- ◆ *Un Mercado de Contratos que permite acuerdos libres entre partes para la compra y venta de energía eléctrica.*
- ◆ *Un Mercado de Oportunidad, que permite intercambios de corto plazo de oportunidad y promueve la eficiencia en el cubrimiento de la demanda, con un precio determinado horariamente reflejando el costo o precio marginal de corto plazo de producción.*
- ◆ *La apertura a intercambios entre empresas de distintos países, ya sea a través de contratos como a través de transacciones de oportunidad entre Mercados de Oportunidad.*

El desarrollo de las interconexiones que se justifican desde el punto de vista de una optimización del conjunto puede ser realizado por la actividad privada a su riesgo si lograra captar adecuadamente parte de la renta que las mismas introducen en el sector en la producción de energía, en los requerimientos de potencia, reserva, servicios auxiliares y calidad.

El desarrollo de mercados regionales eficientes, requiere que los mercados nacionales permitan los intercambios internacionales, promuevan la eficiencia, la no discriminación y reciprocidad, respeten los contratos, realicen el despacho económico - incluyendo oferta y demanda agregadas en las interconexiones internacionales -, respeten los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden en las interconexiones, den el acceso abierto a la transmisión e información y seguridad jurídica. Para ello es necesario que exista un acuerdo que habilite un tipo de regulación como la indicada.

El paradigma que expresaba el proyecto CIER 03 podía ser resumido según se describe:

- La energía es un *commodity* como cualquier otro y se debe abandonar el concepto de la autosuficiencia.
- La apertura de mercados permite el suministro más eficiente.
- La separación vertical de actividades y su regulación independiente permite el logro de una mayor eficiencia.
- La producción de nuevas centrales eléctricas que usan gas (cuyo precio era estable) permite trabajar con mercados de corto plazo, basados en un precio marginal aplicado a toda la generación.

- La integración regional requiere disponer, a nivel regional, de una institucionalidad y organización similar a la exigida para los mercados nacionales eficientes.

El comienzo de ésta década produjo importantes cambios sectoriales: muchos países cambiaron su orientación política, y a partir de ello también el paradigma de mercado abierto y competitivo basado en la eficiencia económica, haciendo que este modelo se preserve sólo en su forma extrema en algunos países. En otros países, se está avanzando a soluciones con énfasis en:

- **Consideraciones de tipo social:** con tendencia a los subsidios, donde el paradigma económico ha sido dejado como un segundo punto dentro de la agenda. En algunos de estos países se está incrementando la participación del Estado,
- **La seguridad energética nacional,** que en su extremo apunta al autoabastecimiento energético, impulsando proyectos de generación hidroeléctrica, proyectos de centrales eléctricas a carbón, proyectos de centrales nucleares, y buscando fuentes alternativas de abastecimiento de gas natural de países fuera de la región,
- **El pragmatismo:** el paradigma anterior se reemplazó, no ya por uno nuevo, sino por soluciones pragmáticas que mezclan la participación del sector privado con el sector estatal, donde a veces la aplicación de las reglas del mercado está supeditada a esas necesidades.

Esto no sólo está asociado al cambio político, sino también a un importante cambio en la situación energética que puede ser caracterizada por:

- El efecto que los precios del petróleo tiene en la balanza comercial de cada país y las políticas que deben ser consideradas en el sector eléctrico para el uso de combustibles. Los combustibles líquidos han alcanzado precios del orden de 70 USD/bbl con previsiones de precios de largo plazo entre 30 y 90 USD/bbl¹;
- Incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur, por reducción de la producción, y la inseguridad en el suministro asociada a cambios políticos que agregan ciertos niveles de riesgo al suministro;
- Modificaciones en el precio internacional del gas natural, que puede alcanzar valores que superan a los 7 USD/MMBTU, y la correspondiente afectación del precio regional y local;
- La capacidad de financiamiento de los países que, en la nueva década, se ha visto reducida ;
- Cambios en los lineamientos regulatorios de los modelos establecidos, en la medida en que los mismos no respondían a estas incertidumbres, por ejemplo en Chile, Argentina, Brasil y Perú;

Como contrapartida a los cambios mencionados, la seguridad de abastecimiento y la reducción de la dependencia energética es hoy el centro de las preocupaciones de los gobiernos en todo el mundo. Adicionalmente, hay una marcada tendencia a la protección de los recursos energéticos no renovables por parte de los países que los disponen, ya que hoy

¹ Energy Information Administration / Annual Energy Outlook 2006

son percibidos como escasos y caros, lo que disminuye la disposición a “compartirlos” con otros países.

La integración energética ha reflejado las crisis que atraviesan los países, tanto desde el punto de vista político como económico, motivando algunas veces la suspensión/limitación de la operatoria normal de importación/exportación o el cambio de las reglas que permitían el intercambio mientras las condiciones de crisis persisten, situación que, con independencia de la razón que le asiste a cada país, pone en peligro los avances históricos en materia de integración energética, ya que se genera desconfianza entre países en lo referido a sus transacciones energéticas (la energía más cara es la que no se tiene!) y en los inversores, sobre la real conveniencia de los proyectos de interconexión. Tal es el caso por ejemplo de los problemas de abastecimiento local de Argentina, que terminaron afectando los contratos de exportación de gas natural a Chile, la renegociación impuesta por Brasil a los contratos de importación de energía desde Argentina y los cambios regulatorios en El Salvador que afectaron el intercambio con el MER.

Esta evolución de la situación Latinoamericana es simultánea con la Europea, donde la necesidad de enfrentar los riesgos de suministro existentes es un motor de la política exterior de los países, y lidera la política sectorial; por otra parte la seguridad de suministro proveniente de otros países se ha puesto en duda a partir de lo hecho por Rusia a Ucrania, que afectó a Europa. En términos internos se produjeron tensiones regulatorias en varios mercados que han debido realizar, o están analizando la necesidad de hacer; cambios regulatorios, de manera formal o por condiciones de hecho. La volatilidad en los mercados energéticos es resuelta en algunos casos con esquemas de menor apertura y mayor participación estatal en las decisiones.

Aunque los acuerdos realizados entre los países de Centroamérica, CAN y MERCOSUR significaron avances importantes en la integración sectorial propiciados gracias a un compromiso de la política y de los Estados, si el diseño de los mecanismos de integración no evoluciona para dar respuesta a las necesidades sectoriales, los logros obtenidos pueden llegar a no ser lo suficientemente sólidos para soportar tensiones importantes. Es así que diferencias o crisis internas afectan compromisos de integración, mostrando que los compromisos viables son aquellos de corto plazo. Esto significa que la garantía de suministro desde otro país no resulta posible/confiable y por lo tanto debe ser lograda por otros medios, o bien los compromisos asumidos para que sean ciertos requieren ser acompañados de una institucionalidad y una dinámica regulatoria que les permita adaptarse eficientemente a esos cambios.

La definición de instrumentos regulatorios requeridos por el CIER 03 podría repetirse nuevamente, sin embargo es necesario repensar cómo se asegura una dinámica que permita a cada país, y la región, adaptarse a los fenómenos exógenos al sector.

2. EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICO Y SUS BENEFICIOS

La visión de los países que conforman la CAN, el MERCOSUR, el MER, así como de la CIER y de los organismos integradores de la región, ha sido posibilitar el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos de la región, las diferencias estacionales y horarias, y por ende la complementariedad, para efectuar el abastecimiento energético integrado regional y suprarregional.

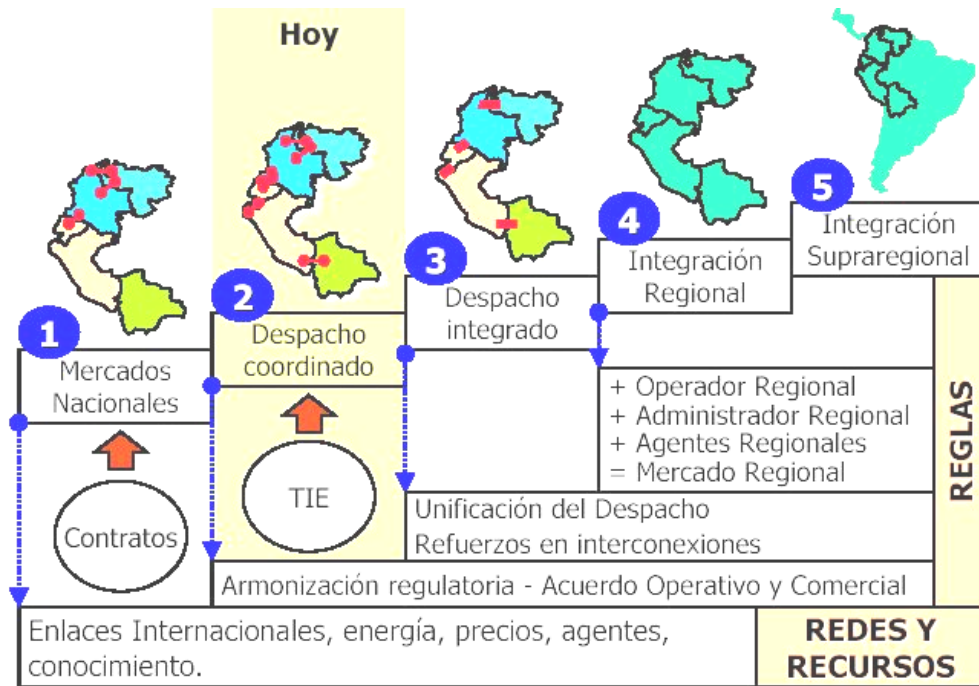
Los beneficios identificados de las interconexiones eléctricas, detallados en múltiples informes, fueron los siguientes:

- Efectúan un uso óptimo de los recursos energéticos de la región involucrada.
- Realizan un uso óptimo de la infraestructura eléctrica.
- Postergan las inversiones en generación.
- Diversifican la matriz energética de los países.
- Aprovechan la complementariedad de las cuencas hidrológicas, utilizando los excedentes de energía en periodos lluviosos.
- Aprovechan las diferencias en los husos horarios, lo que permite que los distintos sistemas eléctricos tengan la demanda de punta en horas diferentes, de manera de optimizar los recursos de generación.
- Aprovechan las diferencias entre los climas en las regiones, y las costumbres de los pueblos para optimizar los recursos disponibles.
- Se efectúa un aprovechamiento compartido de los recursos de generación.
- Disminuyen los precios de electricidad y por tanto las tarifas al usuario final.
- Mejoran las posibilidades de evitar colapsos y de pasar emergencias en el corto plazo.
- Mejoran la confiabilidad y la calidad del suministro.
- Proveen un mercado más amplio para la oferta, y por lo tanto, mayor competencia en generación.

De todos ellos, uno de los principales motorizadores de la integración energética en la última década ha sido el uso del gas natural y la hidroelectricidad, llevando estos productos desde el país productor hasta el país demandante directamente vía gasoductos (casos Bolivia > Brasil, Argentina > Brasil, Chile y Uruguay) o vía transmisión eléctrica previa conversión del gas natural en electricidad en centrales térmicas localizadas en el país productor (casos Colombia > Ecuador, Perú > Ecuador, Argentina > Brasil, Chile y Uruguay). En Centroamérica, además, se suma la necesidad de tener una escala adecuada para poder disponer de una producción más eficiente.

La experiencia en los procesos de integración muestra que éstos se pueden hacer de diferentes formas, tanto en lo físico como en lo comercial y regulatorio. Por ejemplo en la CAN, la integración energética está pensada por etapas que permiten una adaptación armónica de los países que van afianzando el proceso de integración, desde la conformación de Mercados regionales, pasando por enlaces internacionales con contratos bilaterales, despacho coordinado entre países con enlaces, hasta el paso final de la integración regional con armonización de la normativa regulatoria, operativa, administrativa, financiera, adoptando formas consistentes con el entorno político y la evolución del proceso de integración regional general, al estilo de lo propuesto por la CIER 03 en su etapa final.

Proceso de Integración de los países de la CAN



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

En el MERCOSUR, el proceso de integración en cambio se desarrolló a partir de un esquema de contratos, dando flexibilidad en el corto plazo al comercializador para que emplee los recursos de interconexión de la manera más flexible posible. Desde esa etapa inicial, no se ha producido ningún avance en los mecanismos y formas de integración, como consecuencia de los problemas macroeconómicos que afectaron a la región y especialmente al país central, la Argentina. Por el contrario, se han producido retrocesos como consecuencia de la falta de energía suficiente en Argentina, que ha hecho que la transferencia de gas y/o electricidad se haya alejado de los valores esperados.

En Centroamérica el proceso de integración dio inicio mucho antes que la creación del MER, con transferencias de energía entre Guatemala y El Salvador (bloque norte) y entre los restantes cuatro países (bloque sur). Con la creación del MER y la entrada en operación del vínculo eléctrico entre El Salvador y Honduras, fueron posibles intercambios entre todos los países de Centroamérica, tanto de oportunidad como vía contratos con una legislación supranacional a la que han adherido los seis países, y donde además, cada país mantiene las características de su particular marco regulatorio.

Las comparaciones que se pueden realizar entre el modelo de integración del MERCOSUR y el modelo CAN pueden estar asociadas a evaluaciones subjetivas en cuanto al modelo conceptual que las sostiene, aunque el resultado objetivo es que el esquema implementado por la CAN está avanzando en su desarrollo. A la fecha, ambas opciones tienen como defecto el no permitir un despacho óptimo del conjunto, que sólo se logra cuando existe un despacho integrado. Es difícil sustentar diferencias (ventajas y desventajas) a partir de una evaluación de los resultados reales, por la mencionada crisis en el MERCOSUR que no permite hacer un análisis independiente de estos efectos. De todos modos, la falta de institucionalidad en los acuerdos regionales hizo que, cuando apareció la crisis en algún país (primero Brasil, después Argentina y finalmente Bolivia), las transacciones internacionales se vieran afectadas.

En cambio en el MER el desarrollo, si bien es lento, ha avanzado hasta lograr un esquema regulatorio e institucional muy sólido que, de todos modos, no deja de ser afectado por las

crisis que enfrentan los países, como sucede con los intercambios entre El Salvador y Guatemala.

Los sucesivos pasos en la evolución de la integración enfrentan problemas de orden técnico, legal, comercial y regulatorio que deben considerar las diferentes regulaciones, las diferentes formas de determinar el despacho óptimo de generación, el cálculo de precios de la energía, los flujos de tránsito entre los países que hacen parte de las Interconexiones Internacionales de electricidad a través de un tercer país, y los efectos sobre la red de ese país del tránsito de flujos asociados a los intercambios.

Las transacciones de corto plazo en las etapas actuales de la CAN y/o del MER centroamericano producen los siguientes resultados positivos:

- Se respeta la autonomía de los diferentes países en cuanto al manejo de sus recursos energéticos internos, y el despacho de carga.
- Mayor confiabilidad para el suministro eléctrico ante situaciones de grandes mantenimientos de centrales o problemas de indisponibilidades forzadas prolongadas de las centrales eléctricas o unidades generadoras importantes.
- Mayor estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia al incrementar la inercia de los sistemas eléctricos interconectados.
- Mayor garantía de regulación de la frecuencia, al tener una mayor cantidad de reserva rodante en el sistema eléctrico, dispuesta a efectuar tareas de regulación primaria y secundaria.
- Mayor estabilidad de la tensión por el incremento de las potencias de cortocircuito de los sistemas eléctricos interconectados.
- Aumento de la confiabilidad de la red de transmisión en las zonas de frontera, ya que generalmente estas zonas son alejadas de los grandes centros de producción y de consumo.
- Reducción de las pérdidas de electricidad, especialmente en las áreas fronterizas.
- Menores reservas operativas en cada sistema eléctrico
- Menor cantidad de reservas paradas o reservas frías en los sistemas, para el caso de problemas relativos a indisponibilidades (programadas o forzadas) prolongadas de centrales eléctricas o unidades generadoras de importancia.
- Aprovechamiento de la estacionalidad de los países o regiones interconectadas.
- Menores necesidades de inversión en nuevas obras de generación para garantizar el suministro eléctrico.
- Aprovechar las economías de escala en la construcción de centrales eléctricas, ya que las mismas pueden ser planificadas con objetivos supranacionales de la interconexión.

No obstante, la falta de un avance a la plena integración 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 la medida en que se avanza en la integración energética se van logrando los beneficios buscados, al mismo tiempo que se reduce la autonomía de los países para el manejo de sus recursos y precios.

Adicionalmente a las modalidades de integración, se debe considerar la capacidad de la interconexión, ya que la misma está relacionada a los beneficios económicos posibles. Cuando la capacidad de la interconexión es relativamente baja, el valor económico de los beneficios que se obtienen generalmente es proporcional a dicha capacidad, y en general, supera los costos incurridos en efectuar la inversión en la línea de interconexión. Mientras que, a medida que la capacidad de la interconexión se va incrementando, los beneficios marginales obtenidos van reduciéndose, y a partir de un determinado valor de capacidad se produce la saturación de los beneficios, quedando los mismos fijados en un determinado valor máximo.

Por dicho motivo es importante dimensionar cada interconexión y la modalidad de la misma, en función de cada caso en particular, ya que cada caso tendrá un punto de quiebre diferente y/o capacidad óptima, en función de los beneficios posibles obtenibles de los sistemas que está interconectando, y de sus sistemas de precios.

La planificación energética efectuada por los países de la región es diversa, de acuerdo con la modalidad adoptada en cada uno de los países. Por ejemplo, para el caso de la Argentina, Perú y Bolivia, la planificación del abastecimiento, es decir de la generación, no existe a nivel mandatorio y sólo es realizada por el mercado indirectamente por medio de sus señales de precio. Para el caso de algunos países, la planificación efectuada tiene carácter vinculante.

En la medida en que se requiera avanzar en los procesos de integración, es necesario que las regulaciones de los países miembros se compatibilicen en cuanto a los principios básicos, y debe existir una armonización mínima de los marcos regulatorios. Asimismo, es necesario avanzar en la integración de la planificación -cuando ésta existe-, coordinando al menos la expansión de la transmisión y los requerimientos de capacidad para las situaciones de emergencia.

3. LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN DENTRO DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

La Comunidad Andina de Naciones (CAN) está formada por Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela, siendo 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. Las fortalezas de la CAN son:

- Pasado histórico común
- Legado común: patrimonio cultural, material e inmaterial.
- Geografía común
- Idioma común
- Polo energético con las mayores reservas de petróleo, gas y carbón de Sudamérica.
- Representa la tercera parte del mercado sudamericano
- Tiene un tercio de la biodiversidad del planeta
- Posee un orden jurídico supranacional.

En la I Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina celebrada en Quito en enero de 2004, se fijaron las Bases de la Alianza Energética Andina (AEA), la cual ha quedado proyectada en 5 ejes temáticos:

- Construcción de *mercados integrados de energía* (electricidad y gas), a través de redes físicas y marcos regulatorios armonizados;
- Inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos, en un contexto estratégico de seguridad energética;
- Promoción del desarrollo empresarial en los países andinos, en “clusters energéticos”;
- Marco de negociación y clasificación de los servicios de energía en la OMC y otras instancias internacionales;
- Desarrollo de la temática de las energías renovables y su vinculación con la temática ambiental y con el Plan Integrado de Desarrollo Social (PIDS).

Con respecto a la Interconexión eléctrica, en diciembre de 2002, la CAN aprobó la Decisión más importante respecto a las Interconexiones, la **Decisión 536** que establece un “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, la cual brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los Países Miembros.

Producto de la Decisión 536 iniciaron sus trabajos el *Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad* (CANREL), así como sus Grupos Técnicos de trabajo: i) *Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad* (GTOR), creado en junio de 2003, encargado de formular propuestas conducentes al avance del proceso de armonización de los marcos normativos necesarios para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad; y ii) *Grupo de Trabajo de Organismos Planificadores de Servicios de Electricidad* (GOPLAN), creado en enero de 2004, encargado de elaborar propuestas, realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países andinos y lograr acuerdos para que se cumplan los aspectos de acceso a la información y planificación coordinada de proyectos, con visión de integración regional.

En el marco de la Decisión 536, en marzo de 2003 se inauguró la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador, con importantes beneficios para ambos Países Miembros.

Actualmente, el mercado andino de electricidad se encuentra en un primer nivel de integración, dada la existencia y pleno funcionamiento de la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador, la existencia de líneas de interconexión entre Colombia y Venezuela, y la interconexión Perú - Ecuador. Todo ello en el marco de la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. Cabe indicar que en julio de 2005, Bolivia anunció su decisión de adherirse a dicha norma comunitaria.

En el Acta Presidencial de Lima, el XVI Consejo Presidencial Andino en su punto 27 reafirmó su interés de fortalecer la integración regional, impulsando los proyectos de interconexión energética en América del Sur, teniendo en cuenta los acuerdos vigentes de los países y los esquemas comerciales existentes.

En el Diálogo Presidencial sobre el Futuro del Proceso Andino de Integración y su Proyección en Sudamérica celebrada en fecha 12 de julio de 2004 en Quito – Ecuador, trataron el tema de la Interconexión eléctrica y gasífera entre los países de la CAN

La CAN manifestó la importancia de impulsar el establecimiento de redes de interconexión eléctricas y gasíferas para fortalecer el desarrollo económico de los países integrantes de la CAN. *Los países andinos, ricos en recursos energéticos, petroleros, gasíferos, carboníferos, e hidroeléctricos deben utilizar con un criterio de cohesión social estas ventajas comparativas para potenciar su desarrollo y promover la equidad.*

Ejemplos de promoción a nivel andino son proyectos, tales como, los de interconexión eléctrica realizados entre Colombia y Ecuador, entre Colombia y Venezuela, y entre Ecuador y Perú, además de la propuesta de interconexión gasífera entre la Guajira Colombiana y la ciudad de Maracaibo en Venezuela, que permitirá crear un corredor desde el oriente venezolano hasta Panamá y Centro América y las alianzas energéticas “Petrosur” y “Petrocaribe” actualmente en desarrollo por Venezuela con Argentina y Brasil y con los países del Caribe, respectivamente.

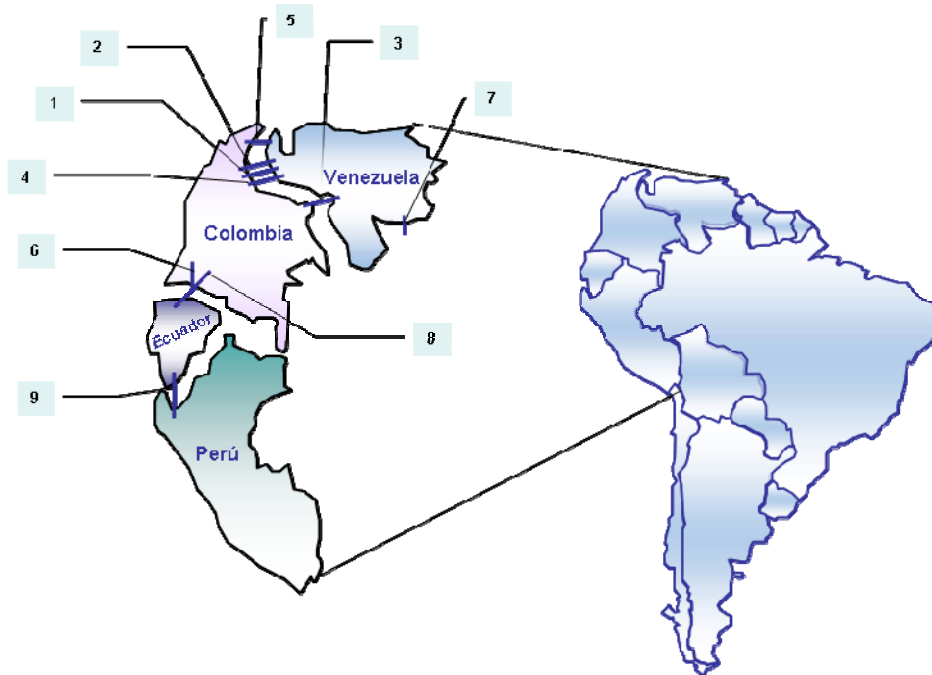
Se manifestó también que se hace necesaria la materialización de las disposiciones de la Decisión 536 sobre los contratos a largo plazo para el intercambio subregional de energía eléctrica.

El Embajador Allan Wagner Tizón, Secretario General de la Comunidad Andina en Lima en junio de 1994, sobre el tema energético andino indicó los puntos claves para el desarrollo estratégico: Mercado energético común; Clusters energéticos andinos y Coordinación Internacional.

La Comunidad Andina está en busca de construir sobre las fortalezas CAN y MERCOSUR, y busca perspectivas más amplias que la de un tratado de libre comercio, es más, considera los principios de:

- ◆ Flexibilidad (Considerar distintas velocidades)
- ◆ Gradualidad (A partir de intereses comunes)
- ◆ Integralidad (Visión de conjunto y multidisciplinaria)
- ◆ Solidaridad (Trato diferencial)

Las interconexiones existentes en la Región Andina son las siguientes:



- [1] - Interconexión Cúcuta-San Antonio del Táchira en 1964 (13.8 y 34.5kV)
- [2] - Interconexión Zulia - La Fría en 1969 (115kV)
- [3] - Interconexión Arauca-Guasualito en 1975 (13.8kV)
- [4] - Interconexión Santa Mateo-El Coroza (230kV)
- [5] - Interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario en 1992 (230kV)
- [6] - Interconexión Ipiales-Tulcán en 1998 (138kV)
- [7] - Interconexión Santa Elena- Boa Vista en operación desde 2001 (230kV)
- [8] - Interconexión Eléctrica Pasto – Quito en 2003 (230kV). Está en construcción una segunda terna.
- [9] - Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú (2005)

Las interconexiones antes indicadas están en muchos casos limitadas a pequeños intercambios de energía fronterizos que, si bien permiten optimizar recursos energéticos, no producen un impacto significativo sobre la operación de los sectores eléctricos de los países involucrados.

Hay dos casos particulares, por sus implicancias, en términos de integración energética:

- Interconexión Colombia – Ecuador
- Interconexión Ecuador - Perú

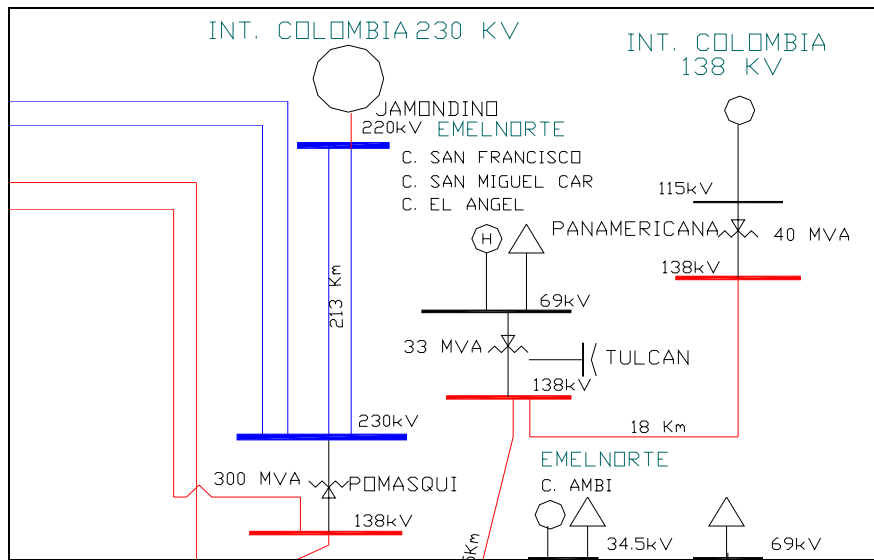
En ambos casos se trata de interconexiones planificadas para exportar energía desde Perú y Colombia hacia Ecuador con el objetivo, en este último país, de que el uso de combustibles líquidos para generación térmica sea reemplazado por energía térmica producida mayoritariamente, utilizando como recurso primario el gas natural y la hidroelectricidad abundantes en Perú y Colombia, y escasos/limitados en Ecuador. El volumen de energía a intercambiar afecta a los precios de la energía en los mercados de los países involucrados llevando los beneficios esperados a ambos países.

A continuación se analiza en detalle la operación histórica de las dos interconexiones antes mencionadas, a los efectos de detectar/identificar aspectos claves que permitan mejorar las condiciones de intercambio.

3.1. INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR

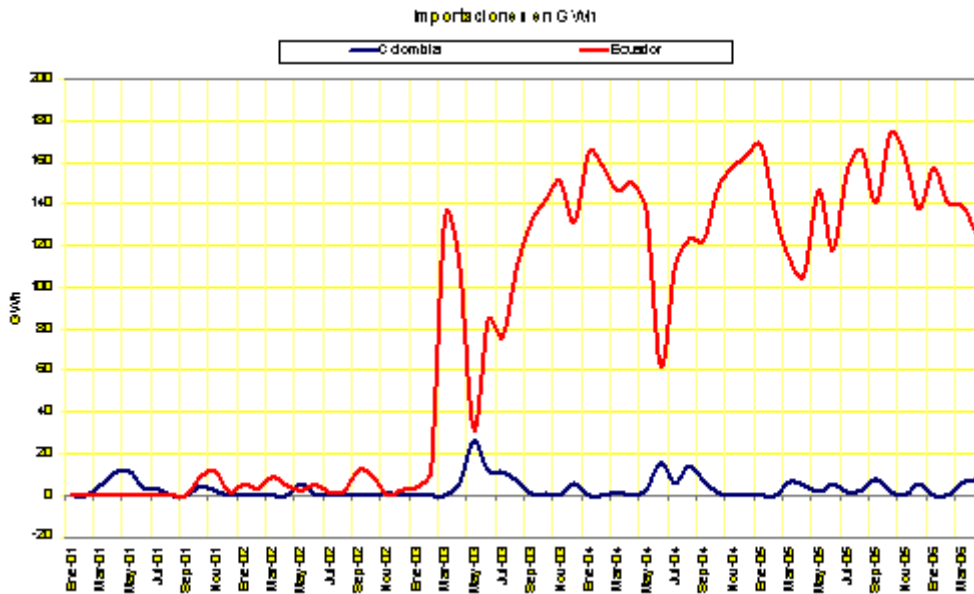
Las interconexiones eléctricas existentes y proyectadas entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador se muestran en la siguiente figura. Se trata de un doble circuito en 230 kV (213 km) que vincula las EE.TT. Jamundino (Colombia) y Pomasaquí (Ecuador), y de un simple circuito en 138 kV (18 km) que vincula las EE.TT. Panamericana (Colombia) y Tulcán (Ecuador).





Los intercambios de energía de importación/exportación históricos entre Colombia y Ecuador, se presentan en la figura y tabla siguientes.

Intercambios de importación / exportación entre Colombia y Ecuador



Fecha	Energía (GWh)	
	Importación	Exportación
Ene-05	172,52	0,00
Feb-05	137,86	0,03
Mar-05	115,77	6,41
Abr-05	108,32	4,55
May-05	142,75	0,89
Jun-05	120,63	0,45
Jul-05	159,15	0,50
Ago-05	169,93	0,00
Sep-05	144,15	1,12
Oct-05	178,31	0,01
Nov-05	167,13	0,00
Dic-05	141,35	2,07
Ene-06	161,07	0,02
Feb-06	144,17	0,10
Mar-06	142,75	0,01
Abr-06	128,74	0,25

Nota: Valores vistos desde Ecuador

Los intercambios históricos de energía entre Colombia y Ecuador, han sido principalmente en el sentido de exportación de Colombia a Ecuador. El motivo de ello es muy simple. Colombia abastece su demanda con una significativa participación de generación hidroeléctrica y térmica a gas natural. Como resultado de ello, y de los precios del gas natural, la generación eléctrica en Colombia tiene costos marginales, en general, bastante menores a los de Ecuador, donde se utilizan, en muchos casos, combustibles líquidos para la generación térmica con elevados costos.

La diferencia de costos marginales de producción entre ambos países, hace que se manifieste un flujo de energía en forma casi permanente desde Colombia hacia Ecuador, limitado por condiciones físicas (límites de los circuitos, restricciones de seguridad/dinámicas, etc.). Los intercambios se anulan o revierten sólo en condiciones operativas muy especiales, donde la demanda en Ecuador puede ser abastecida con generación hidráulica, o bien cuando se manifiestan condiciones hidráulicas secas en Colombia, que producen un incremento significativo de costos marginales en dicho país (período de “El Niño”).

Los beneficios que se han obtenido de la interconexión incentivan su incremento, para lo cual está en construcción una nueva línea de interconexión entre ambos países que permitirá incrementar los límites de intercambio.

A modo de ejemplo de beneficios producidos por la interconexión Colombia – Ecuador, el siguiente cuadro presenta beneficios determinados por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Para el país que exporta		Colombia	
		Valor	Impacto
↑	Ventas	MUSD 183,32	+
↑	Precio del Mercado	MUSD 7,60 0,33 millsUSD/kWh	-
↑	Rentas de Congestión	MUSD 100,37	+
↑	Incentivos para la expansión	NA	+
↑	Confiabilidad de los sistemas integrados	NA	+
↑	Optimización de largo plazo de recursos	NA	+

Para el país que importa		Colombia		Ecuador	
		Valor	Impacto	Valor	Impacto
↑	Compras	MUSD 3,10	-	MUSD 183,32	-
↑	Precio del Mercado	No significativo	+	MUSD 84,1	+
↑	Incentivos para la expansión	NA	+	NA	+
↑	Confiabilidad de los sistemas integrados	NA	+	NA	+
↑	Evita racionamientos	MUSD 3,00	+	MUSD 11,2	+
↑	Optimización de largo plazo de recursos	NA	+	NA	+
↑	Ahorro de combustible y beneficios ambientales	NA	+	MUSD 83	+

Nota: Valores calculados para el caso de Colombia en el periodo Marzo/2003 – Octubre/2004 y para Ecuador para el periodo Marzo/2003 – Julio/2004, excepto el valor de las compras calculado para el periodo Marzo/2003 – Octubre/2004.

El cuadro anterior muestra un impacto positivo de la interconexión, tanto para el país exportador como el importador, en aspectos claves como ser los precios de mercado, confiabilidad y ahorro en el uso de combustibles. Si bien se observa un incremento de precios en el país exportador, se entiende que esto es transitorio hasta que el mercado del país exportador pueda adaptarse a la nueva situación (con exportación), a partir de lo cual los precios de ambos países deberían tender a reducirse.

Otro beneficio se produce por mayor confiabilidad. Al respecto, de acuerdo a los datos de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., en Ecuador es necesario un evento 3 veces mayor para que se produzca salida o rechazo de carga respecto al que se requería antes de la interconexión, y, para el caso de Colombia, se necesita un evento 1.1 veces mayor para que se produzca desconexión de carga, respecto al sistema antes de la interconexión.

Lo antes comentado demuestra que la interconexión Colombia–Ecuador produjo significativos beneficios a ambos países desde su puesta en operación, y es muy probable que a futuro los mismos persistan y tiendan a incrementarse, y tanto más, cuando los precios del petróleo tienden a incrementarse en el mercado internacional.

Debe quedar también claro que resulta sumamente complejo y controversial calcular beneficios de la integración energética, ya que esto requiere evaluar todos los sectores involucrados de un país y, por lo tanto, excede el campo específico del sector eléctrico. A modo de ejemplo, puede afectar la balanza comercial del país, generar impacto ambiental diferencial, afectar fuentes de trabajo, etc. También resulta prácticamente imposible hacer un cálculo de beneficios “ex – post” como diferencia en la evolución de los mercados, CON y SIN la interconexión, porque no se puede conocer cómo hubiesen evolucionado los mercados si la interconexión no se hubiese realizado.

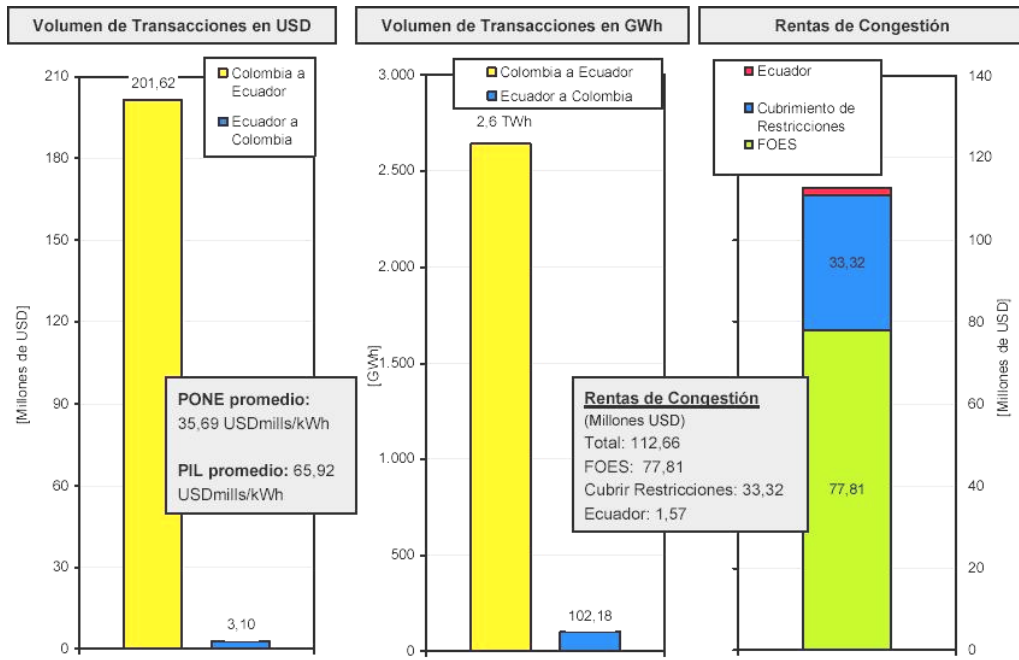
Lo antes indicado, no significa que los beneficios resultantes sean tema en discusión. En general, existen y son muchos. Es relativamente fácil hacer un análisis cualitativo de los mismos, y también cuantitativo, abarcando algunos aspectos claves, que en general son suficientes para demostrar que los beneficios exceden los costos de la interconexión.

El mecanismo comercial adoptado para los intercambios de importación, denominado TIE (Transacciones Internacionales de Energía), se basa en considerar intercambios de oportunidad en función de los costos marginales de cada mercado. El país exportador, es decir el de menor costo marginal, es considerado como un generador en el país importador donde compete con el resto de su parque de generación para abastecer la demanda de dicho país, a mínimo costo. Si para una hora en particular, la oferta del país exportador es aceptada, se produce la exportación de energía en dicha hora y el país exportador es remunerado en forma similar a un generador del país importador. La oferta de precio del país exportador es igual a su costo marginal de producción, más cargos variables adicionales. Estos buscan recuperar costos asociados a la remuneración de potencia y los cargos de transmisión del país exportador, cuando su oferta resulte marginando en el país importador. Los costos de inversión de la interconexión internacional es asignado a la demanda de cada país, suponiendo que es la demanda la que recibe en forma directa o indirecta los beneficios de la integración energética. El costo de las pérdidas en la interconexión internacional está a cargo del país importador.

TIE Colombia – Ecuador - Componentes del modelo comercial

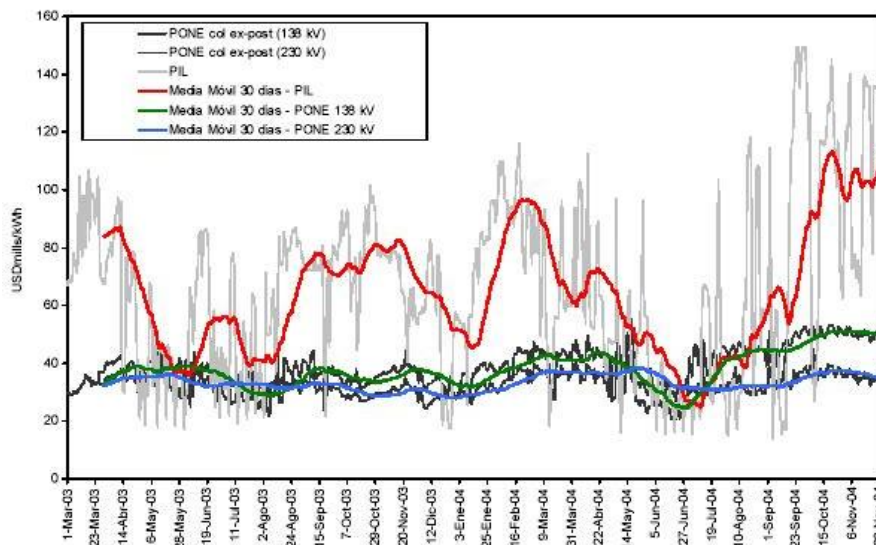
1. Remuneración de las inversiones
 - Cargos a los consumidores de ambos países
2. venta de energía y renta por congestión
 - La exportación de energía se representa como una generación virtual en el país importador; el precio de venta de la energía es por lo tanto el precio “spot” del país importador con ese nuevo generador
 - El país exportador se queda con la renta de congestión (ingreso debido a la diferencia de precios entre los países) cuando exporta.
 - Las pérdidas en la interconexión son responsabilidad del importador
3. Pago por capacidad
 - El generador virtual que representa la exportación recibe, además del precio “spot” del importador, el mismo pago por capacidad que los generadores “reales” del país importador
4. Formación del precio de la energía del país exportador
 - El precio de la energía exportada es la suma del precio de corto plazo del exportador, más la “variabilización” de algunos cargos fijos (por ejemplo, la remuneración de los costos de transmisión y los pagos por capacidad del mercado exportador).

Como resultado del mecanismo comercial y diferencias estructurales de los mercados de Colombia y Ecuador antes comentados, la renta por congestión resultante de los intercambios fue asignada mayoritariamente a Colombia, quien utiliza dichos fondos para cubrir costos de restricciones y subsidiar a su demanda. La siguiente figura muestra lo antes indicado.



Nota: Periodo Marzo/2003 –Noviembre/2004

Se observa que la renta por congestión en 18 meses alcanzó un total de 112.66 millones de USD. Dicha renta surge del volumen de energía intercambiado y de una significativa diferencia de precios entre ambos mercados. A modo de ejemplo, de acuerdo con lo indicado en la figura anterior, en el periodo Marzo/2003 – Nov. 2004 el precio medio de la energía en el nodo de exportación (PONE) resultó de 35.7 USD/MWh mientras que la misma energía en el nodo importador se valorizó a un promedio de 65.9 USD/MWh (PIL). El gráfico siguiente muestra la evolución en el tiempo (Marzo 2003–Noviembre 2004) de los precios de la energía en ambos extremos de la interconexión (PONE, PIL), donde se observa claramente las diferencias de costos marginales que dan origen a los elevados intercambios de exportación de Colombia a Ecuador.



Del total recaudado por Rentas por Congestión el 98.6% fue asignado a Colombia y el resto, 1.4%, a Ecuador.

La interconexión Colombia a Ecuador requirió una inversión de Ecuador de 21,7 millones de USD y de Colombia de 13,5 millones de USD, con aproximadamente 78 Km. en Colombia y 135,5 Km. en Ecuador. La demanda de Ecuador paga el 100% de los costos del tramo ecuatoriano de la interconexión y el 36% de la parte Colombiana. En total la demanda de Ecuador paga aproximadamente el 75% de los costos de inversión de la interconexión.

Costos de la Interconexión Colombia Ecuador

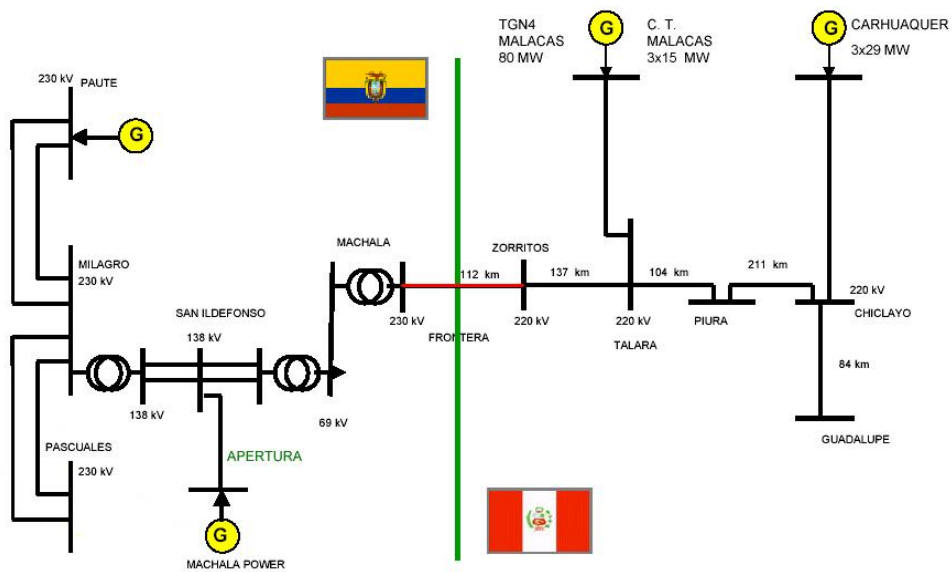
Asignado a	Colombia	Ecuador
Costos de Inversión (Millones de USD)	-8,64	-26,56
Renta por Congestión ⁽¹⁾ (Millones de USD)	+111,1	+1,57
Neto	+102,05	-24,99

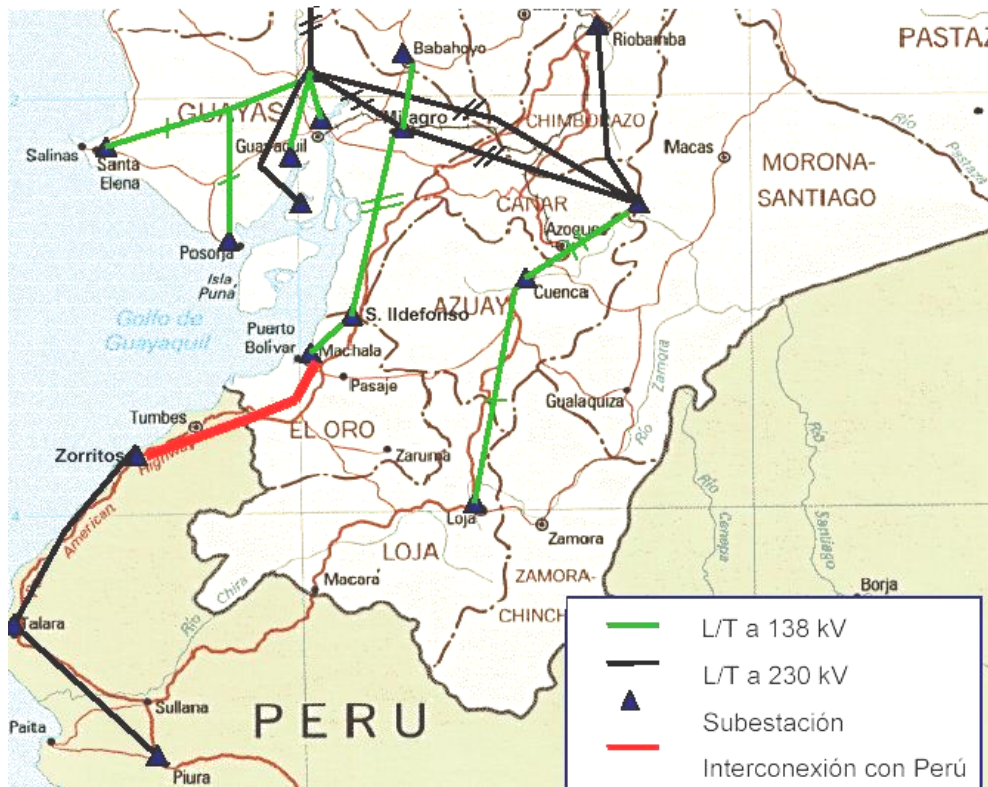
(1) Período Marzo 2003 – Noviembre 2004

El cuadro anterior muestra que, considerando el periodo Marzo 2003–Noviembre 2004, como diferencia entre costos de inversión y renta por congestión, Colombia obtuvo un saldo positivo de 103 millones de USD, mientras que para Ecuador el saldo fue negativo por un total de 25 millones de USD.

3.2. INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ

Las siguientes figuras muestran la interconexión existente entre los sistema eléctricos de Ecuador y Perú. Se trata de una línea en 230 kV que vincula las EE.TT. Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú).





Aún cuando los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú operan a la misma frecuencia (60 Hz), por el momento no es posible la sincronización de ambos sistemas por problemas técnicos asociados a la estabilidad de la operación en paralelo de los mismos.

Por tal motivo, en el corto plazo, se prevé que los intercambios de importación de energía por parte de Ecuador, se realicen dividiendo el sistema eléctrico de Ecuador en la estación Machala. Así, cuando los precios de la energía importada desde Perú son inferiores a los previstos en Ecuador, se produce la división del sistema eléctrico de Ecuador siendo, en tal caso, la demanda del nodo Machala (EMELORO) abastecida por energía importada desde Perú, limitada a una capacidad máxima de 95 MW. En forma similar, pero mucho menos frecuente, se operaría en caso de resultar ser Ecuador el país exportador, para lo cual se dividiría el sistema peruano aislando una demanda del norte del país para que sea abastecida por energía proveniente de Ecuador.

A la fecha, las obras de interconexión están concluidas. Han existido problemas de índole regulatoria que ha retrasado el acuerdo entre Ecuador y Perú para dar inicio comercial a los intercambios de energía.

A mediano y largo plazo, todo indica que deberían tender a resolverse tanto los problemas técnicos como regulatorios, permitiendo una más efectiva vinculación eléctrica entre ambos países. Esto seguramente aportará importantes beneficios a la región, toda vez que será uno de los mecanismos para la utilización en la región de las importantes reservas de gas natural que dispone Perú en Camisea, compitiendo con Colombia y Venezuela en el uso del gas natural como recurso primario de energía.

3.3. INTERCONEXIONES GASÍFERAS

A la fecha no existen interconexiones gasíferas entre los países que conforman la CAN aún cuando, a excepción de Ecuador, todos ellos tienen importantes reservas de gas natural. Está en construcción un primer gasoducto entre La Guajira (Colombia) y Maracaibo (Venezuela) de 230 kilómetros de longitud y un costo de inversión estimado de 280 millones de dólares, el cual permitirá que Colombia suministre a las refinerías de Maracaibo unos 430 millones de pies cúbicos por día (mpcd) en los próximos seis años para luego invertirse el flujo energético.

El proyecto puede constituirse en el primer eslabón para una interconexión gasífera que incluya, además de Colombia y Venezuela, a Ecuador y Panamá tal como se muestra en la siguiente figura.

Interconexión gasífera en la CAN



El Plan de Acción del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, otorgó especial prioridad al desarrollo del tema gasífero en la región. La Presidencia del Consejo de Ministros, en coordinación con la Secretaría General de la Comunidad Andina, convocó a la I Reunión del Grupo Ad Hoc en materia gasífera, en la ciudad de Lima los días 13 y 14 de noviembre de 2003, con participación especial de los Organismos Internacionales directamente vinculados al desarrollo del tema gasífero, como es el caso de OLADE, CEPAL, BID y CAF.

Producto de esta reunión, fue un plan de trabajo inspirado en el documento elaborado por CEPAL especialmente para la ocasión, y que contiene las siguientes recomendaciones:

- Conveniencia de que los países de la subregión andina avancen a partir de los procesos de integración binacionales con criterios no meramente económicos, sino incluyendo un fuerte componente social y con vistas a un desarrollo integral de largo plazo. Es conveniente ir tejiendo una red de infraestructura que a su paso mejore la calidad de vida de la población, y facilite el mencionado desarrollo. Por consiguiente, estas estrategias deben poner énfasis en los mecanismos que faciliten el acceso de los pobres a las energías

más limpias y eficientes como lo son el gas y la electricidad, lo que coincide con los principios básicos del desarrollo sustentable.

- Respetar y reforzar el rol natural de los organismos internacionales regionales con amplia experiencia en la materia.
- Avanzar hacia la definición ordenada de una agenda de acción tentativa que involucre a los Países Miembros a participar de modo creativo en la articulación de esta visión de largo plazo y sus objetivos centrales.

En la I Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, se acordó constituir el Grupo Permanente de Expertos Nacionales en Gas, cuyas principales funciones son:

- Realizar estudios de demanda potencial de gas con un horizonte al año 2030 bajo hipótesis realistas y con escenarios contrastados, utilizando metodologías integrales que permitan considerar en cada país la demanda por regiones, módulos homogéneos de consumo y usos a fin de determinar las penetraciones previsibles y el juego de condiciones de precios relativos que tenderían a asegurar que las previsiones se cumplan, enfatizando el acceso de los pobres y con una visión de desarrollo territorial e industrial que facilite una integración global de mercados y centros poblados, con el fin de detener el crecimiento de la pobreza en las grandes ciudades.
- Sobre la base de esos resultados obtenidos, analizar la gama de interconexiones factibles, necesarias y convenientes, determinando las fechas de entrada y los costos de inversión requeridos.
- Realizar auditorias de reservas en cada país, establecer los balances de oferta y demanda previsibles y estimar las necesidades de descubrimiento de reservas en cada país a fin de evaluar los costos-beneficios y equilibrios entre ellos y la seguridad de abastecimiento, frente a las ventajas de la integración.
- Delinear y avanzar en acuerdos sobre los mecanismos de financiamiento, políticas de precios y administración de los fondos de fideicomiso para asegurar las inversiones en el upstream y en el downstream. En esto las empresas del Estado aún pueden contribuir a través de una utilización racional de la renta petrolera.
- Establecer los mecanismos administrativos y atribuciones del futuro ente regulador supranacional regional u organismo equivalente.
- Analizar las metodologías para establecer tarifas, reglas al acceso abierto, seguridad de suministro, competencia, protección de las inversiones, de los usuarios, con el objetivo de establecer a mediano plazo los primeros borradores de los marcos regulatorios comunes, que deberán ser minuciosamente analizados y negociados entre los diversos países y actores del sistema.

3.4. ESTRATEGIA DE LA INTEGRACIÓN CAN - MERCOSUR

Los Presidentes de los Países Miembros de la Comunidad Andina (CAN) celebraron su XVI Cumbre el 18 de julio de 2005 en Lima, Perú, con la participación, por primera vez, de los países del Mercosur como Miembros Asociados de la CAN y como de Países Observadores.

El énfasis de esta cumbre estuvo en los temas de democracia, cohesión social, lucha contra las drogas, e integración física y desarrollo descentralizado, sin descuidar aspectos relacionados con la profundización de la integración comercial y con las relaciones externas.

En estos dos últimos casos, existen avances concretos a partir del Programa de Trabajo para la profundización de la integración comercial, aprobado por los ministros de Comercio en marzo último, y a partir de acuerdos y decisiones de los ministros de Relaciones Exteriores en relacionamiento externo, en especial, en la convergencia CAN-Mercosur para la conformación de la Comunidad Sudamericana de Naciones.

Participarán en esta reunión los Presidentes de Bolivia, Eduardo Rodríguez; Colombia, Álvaro Uribe; Ecuador, Alfredo Palacio; Perú, Alejandro Toledo; y Venezuela, Hugo Chávez. Como Miembros Asociados de la CAN, han sido invitados Argentina, Brasil, Uruguay, y Paraguay. También han sido invitados, como observadores, Chile, Panamá y México.

La Cumbre fue antecedida por reuniones preparatorias, a nivel técnico, vice-ministerial y ministerial. Las reuniones de los Coordinadores Nacionales de Política Exterior Común y de los Viceministros de Comercio marcaron el inicio de dichas reuniones preparatorias.

Se previeron reuniones de los ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina el 14 de julio; de Transportes y Obras Públicas, Relaciones Exteriores y Ministros de Comercio Exterior el viernes 15, día en que se realizó también una Sesión Solemne del Sistema Andino de Integración (SAI) con la Comisaría de Relaciones Exteriores de la Comisión Europea, Benita Ferrero-Waldner.

Uno de los resultados más importantes de esta reunión fue la **Decisión 613**, por la cual se determinó la Asociación a la Comunidad Andina de la República de Argentina, de la República Federativa de Brasil, de la República del Paraguay y de la República Oriental del Uruguay, Estados Parte del MERCOSUR.

Las bases de esta decisión fue la convergencia entre la Comunidad Andina y los Miembros del MERCOSUR y Chile, lo cual permitirá la progresiva conformación de la Comunidad Sudamericana de Naciones, una noción más amplia de integración establecida por la CAN.

La base para esta incorporación, fueron el Acuerdo de Cartagena y el Tratado de Asunción, los cuales establecen que sólo podrá otorgarse la calidad de asociado a aquellos países que, además de manifestar su interés, hayan suscrito un acuerdo de libre comercio con los países partes del respectivo instrumento constitutivo, por lo que la CAN a través de la Decisión 613 otorgó la condición de Miembro Asociado a la República de Argentina, la República Federativa de Brasil, la República de Paraguay y la República Oriental del Uruguay, Estados Partes del MERCOSUR, así como estableció que los Miembros Asociados podrán ser invitados a participar en las reuniones de los órganos e instituciones del Sistema Andino de Integración, a iniciativa del propio órgano o institución o como respuesta a una solicitud del Miembro Asociado, para abordar temas de interés común.

Con miras a profundizar la convergencia de la Comunidad Andina y el MERCOSUR en el contexto de la Comunidad Sudamericana de Naciones, los Miembros Asociados y los Países Miembros procurarán celebrar reuniones conjuntas de las Comisiones Administradoras de los Acuerdos de Complementación Económica a que se refiere el presente artículo.

3.5. CRISIS EN LA CAN

A raíz del Manifiesto de Cali, aprobado por las dieciséis centrales sindicales que conforman el CCLA en Abril del 2004, se ha producido un debilitamiento del Sistema Andino de

Integración y se ha generado un riesgo para el proceso de integración de la CAN si los gobiernos de Colombia, Perú y Ecuador inician negociaciones de un tratado comercial bilateral aceptando las condiciones establecidas por el gobierno de los Estados Unidos.

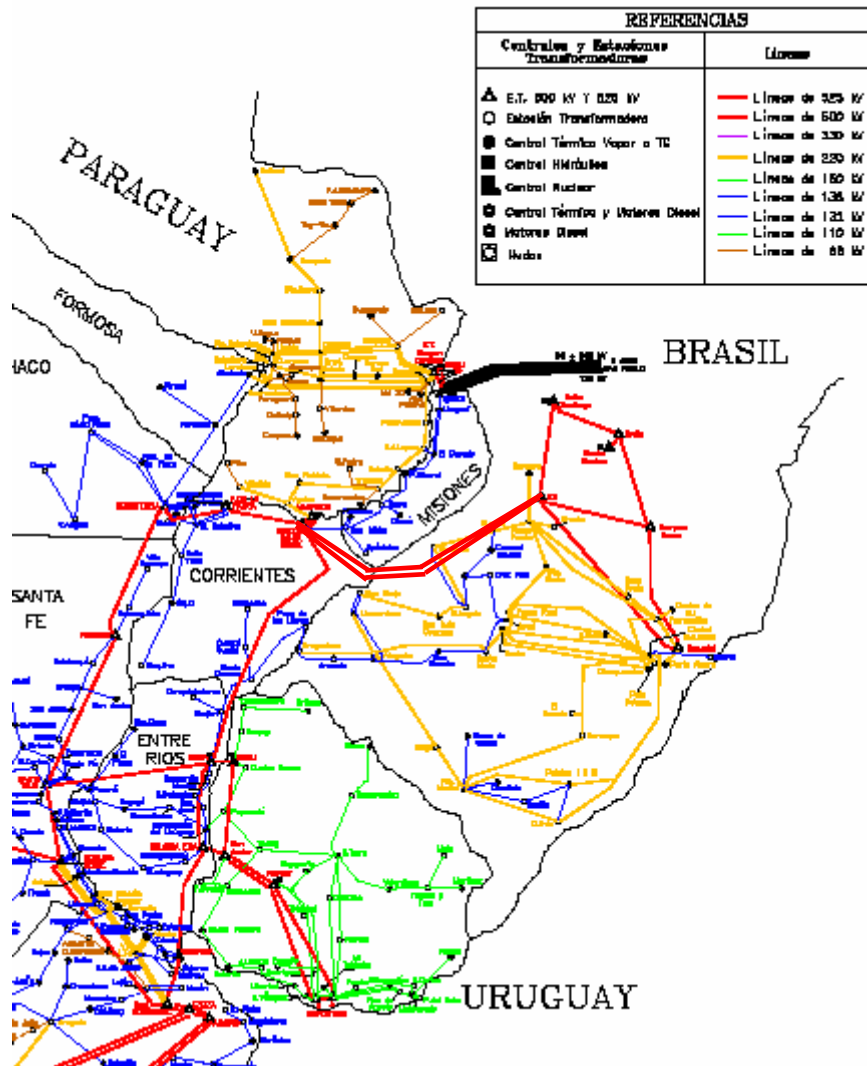
Dos años después de este pronunciamiento, estas negociaciones bilaterales han debilitado el nivel de cohesión al interior de las más altas instancias de la Comunidad Andina. Unido a esto, Venezuela se ha incorporado como miembro pleno del MERCOSUR. Será necesaria una visión clara de los Gobiernos por fortalecer la Comunidad Andina, condición previa para avanzar en una favorable negociación tendiente a la adopción de un futuro Tratado Constitutivo de la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN).

3.6. VENEZUELA, LA CAN Y EL MERCOSUR

La integración Venezolana con el MERCOSUR puede ser efectiva desde el sur de Venezuela con el norte de Brasil, en cuya zona se ubican Boa Vista, Manaus y otras importantes regiones del norte de Brasil y Santa Elena de Uairén, Puerto Ordaz, Ciudad Bolívar, Maturín y otras ciudades del sur venezolano.

Asociarse con el Mercado Común del Sur (Mercosur) significó para Venezuela consolidar sus vínculos con Brasil, país al cual, desde hace dos años, ha dado la mayor prioridad en sus relaciones internacionales debido a la clara posibilidad de tener un comprador privilegiado de energía.

4. LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN DENTRO DEL MERCOSUR



El Mercado Común del Cono Sur (MERCOSUR) está formado por Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay, actuando adicionalmente como estados asociados, Bolivia y Chile. A corto plazo está prevista la incorporación de Venezuela como socio pleno.

Los países del MERCOSUR tienen una importante experiencia en integración energética, siendo que comparten una importante frontera común sobre la cual se han desarrollado desde hace más de 25 años una gran cantidad de proyectos comunes que han permitido integrar los sistemas eléctricos y los intercambios de energía. La siguiente figura muestra un detalle de las redes de transporte existentes en la frontera común entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.

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.

El Consejo del Mercado Común (CMC) considerando la importancia de avanzar en el desarrollo del proceso de integración eléctrica en el MERCOSUR, el interés de los Estados

Partes de ampliar el intercambio de energía eléctrica en el MERCOSUR con miras a la complementación de sus recursos energéticos, optimizar la seguridad de abastecimiento a los usuarios, la colocación de excedentes de energía y la capacidad instalada de los Estados Partes, aprobó la Decisión MERCOSUR/CMC/DEC N° 10/98.

En la citada Decisión, los Estados Partes del MERCOSUR acordaron los siguientes principios de simetrías mínimas:

- Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin la imposición de subsidios que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre los Estados Partes.
- Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualesquiera de los Estados Partes del MERCOSUR.
- Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta, libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados en vigencia entre los Estados Partes, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas de las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza.
- Asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos, permitan la garantía de suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores, de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.
- No discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.
- Posibilitar, dentro de cada Estado Parte, que el abastecimiento de la demanda resulte del despacho económico de cargas, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales. Para ello deberá ser desarrollada la infraestructura de comunicaciones y enlaces que permitan el intercambio de datos e informaciones sobre los mercados, inclusive en tiempo real, necesarias para coordinar la operación física de las interconexiones y la contabilización para fines de comercialización.
- Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la energía, o con el carácter público o privado de las empresas, respetadas las tarifas reguladas para su uso.
- Respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico de cada Estado Parte, ya definidos para la operación de sus propias redes y sistemas.
- Garantizar el acceso abierto a la información de los sistemas eléctricos, de los mercados y sus transacciones en materia de energía eléctrica.
- Determinar la elaboración de estudios, por medio de los organismos convenientes, con miras a la operación conjunta de los mercados de los Estados Partes, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración eléctrica.

Asimismo, el Consejo del Mercado Común (CMC) considerando que, en el marco de la estrategia de relacionamiento externo del MERCOSUR, una de las prioridades ha sido la celebración de acuerdos que incrementen los vínculos comerciales con otros países y agrupaciones de países, aprobó la Decisión MERCOSUR/CMC/DEC N° 10/99 relativa a los intercambios gasíferos y la integración gasífera entre los Estados Partes del Mercosur.

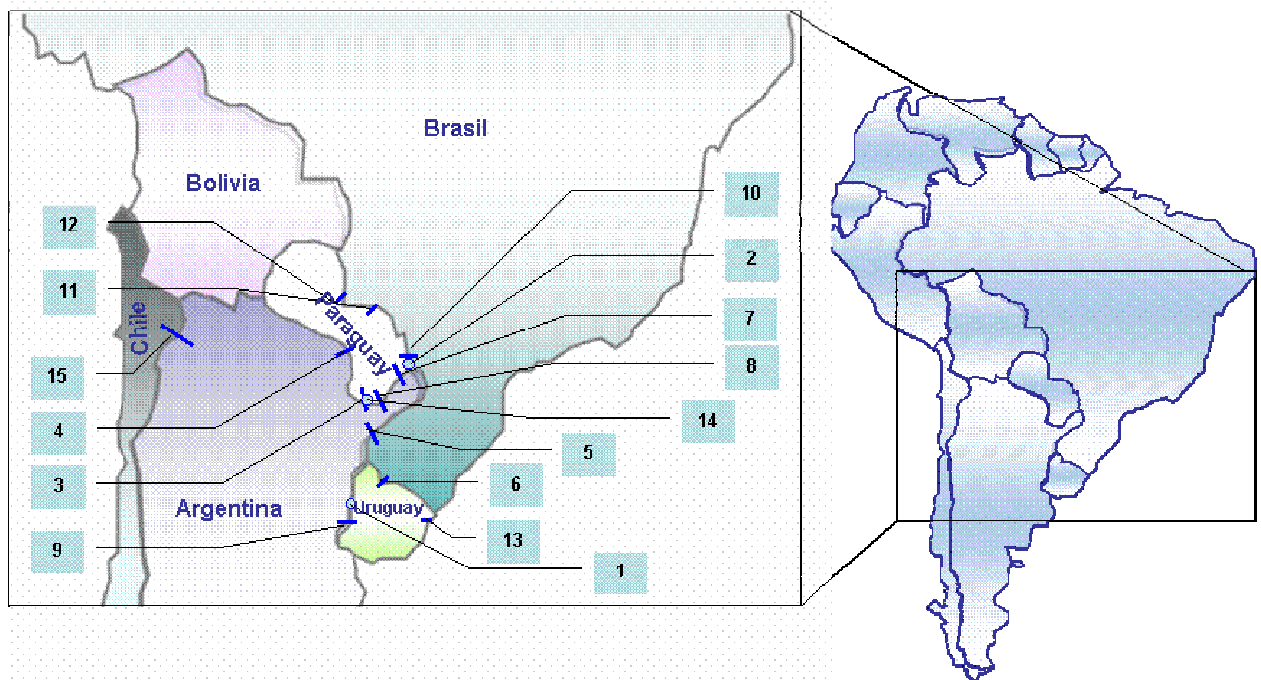
De forma similar a la decisión de interconexiones de electricidad, los Estados Partes del MERCOSUR, respetando los principios de simetría mínimas, acordaron las siguientes acciones:

- Fomentar la competitividad del mercado de producción de gas natural, sin la imposición de políticas que puedan alterar las condiciones normales de competencia, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y la oferta de gas natural entre los Estados Partes.
- Asegurar que los precios y tarifas de los servicios asociados a la compra y venta de gas natural, tales como transporte, distribución y almacenaje, respondan en sus respectivos mercados a costos económicos, sin discriminación entre usuarios de similares características y sin subsidios directos o indirectos que puedan afectar la competitividad de los bienes exportables y el libre comercio de los Estados Partes.
- Asegurar que las reglamentaciones en sus mercados gasíferos permitan garantizar el suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado Parte signatario independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.
- Asegurar que los precios y tarifas incluyan todos los costos, particularmente los ambientales y sociales, de forma tal que tiendan a maximizar un desarrollo sustentable.
- Permitir en el ámbito del MERCOSUR, a los distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de gas natural contratar libremente sus fuentes de provisión, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados vigentes entre los Estados Partes.
- Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de gas natural de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados vigentes firmados por los Estados Partes signatarios de este Memorándum.
- Comprometerse a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los contratos de compra y venta, distintas de las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza.
- Otorgar autorizaciones, licencias o concesiones que sean necesarias para la construcción y operación de gasoductos.
- Respetar el acceso a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) del gas natural, o con el carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas reguladas para su uso y los contratos existentes.

- Los Estados Parte exigirán que las entidades operadoras de gas respeten los criterios generales de protección ambiental, de seguridad y calidad del abastecimiento gasífero definidos en la legislación interna de cada Estado Parte para la operación de sus propias redes y sistemas.
- Poner en práctica mecanismos de acceso a la información relevante de los sistemas gasíferos, de los mercados y sus transacciones en materia de gas natural.
- Promover la elaboración de estudios, por medio de los organismos pertinentes, con miras a la operación conjunta de los sistemas de transporte de gas natural relacionados a los Estados Partes signatarios de este Memorándum, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración gasífera.
- Promover el desarrollo de una infraestructura de comunicación y enlaces, necesaria para coordinar la operación física de los gasoductos, y que permita un intercambio de los datos e informaciones sobre los mercados.
- Proteger el derecho de los usuarios de gas natural contra prácticas mono y oligopólicas, contra el abuso de posición dominante y contra la baja calidad del servicio.

4.1. INTERCONEXIONES DE ELECTRICIDAD ENTRE ARGENTINA, BRASIL, PARAGUAY Y URUGUAY

Las interconexiones de electricidad existentes a la fecha entre los países miembros plenos del MERCOSUR (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) se muestran en la siguiente figura.



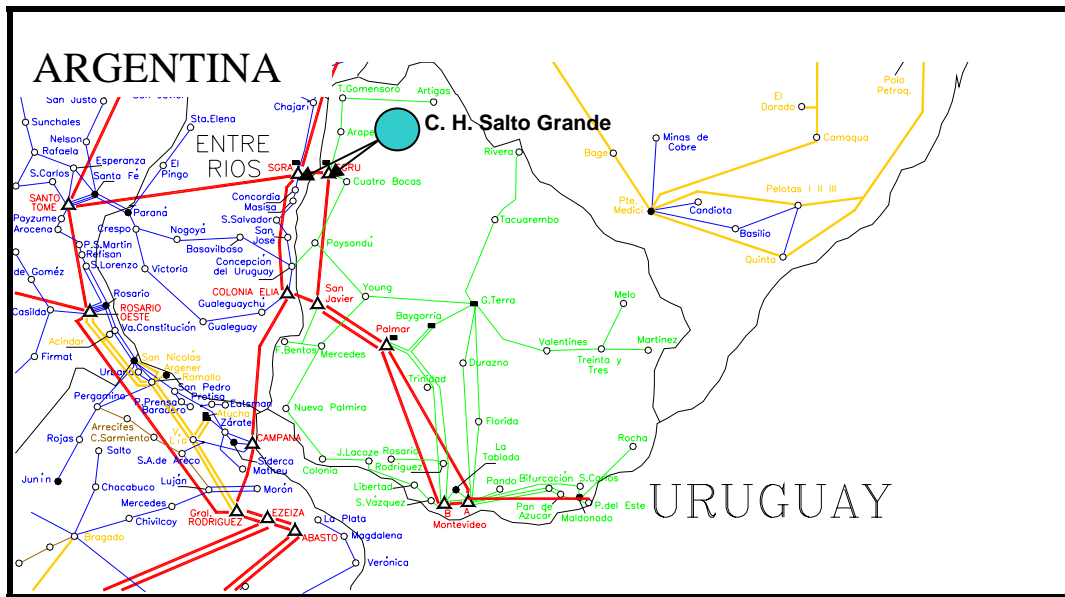
- [1] - Hidroeléctrica Salto Grande 1,890 MW (1979)
- [2] - Hidroeléctrica Itaipú 14,000 MW (1984)
- [3] - Hidroeléctrica Yacyretá 3,000 MW (1994)
- [4] - Interconexión Clorinda – Guarambaré 220kV (1994)
- [5] - Interconexión Paso de los Libres 132kV – Uruguaiana 230 kV – 50 MW(1995)
- [6] – Interconexión Rivera 150 kV – Livramento 230 kV – 70 MW
- [7] - Interconexión El Dorado - Mariscal López 132kV
- [8] - Interconexión Posadas – Encarnación 66kV
- [9] - Interconexión Concepción del Uruguay – Paysandú 150kV
- [10] - Interconexión Acaray 132kV - Foz de Iguazú 230 kV – 50 MW
- [11] - Interconexión Pedro Caballero - Ponta Pora 69kV
- [12] - Interconexión Vallemí - Puerto Murtinho 23kV
- [13] - Interconexión Chuy – Chui 15/13.8kV
- [14] - Interconexión Rincón de Santa María – Itá 500 kV (2000 MW)
- [15] - Interconexión Paso de Sico – Atacama 345kV (1999)

Las primeras experiencias de integración datan de más de 25 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
- Yacyretá (3000 MW) sobre el río Paraná que comparten Argentina y Paraguay

En todos los casos la producción de energía de dichas centrales se utilizan 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.

En el caso de la C. H. Salto Grande, la producción de la central se comparte en partes iguales por Argentina y Uruguay. La central se vincula a los sistemas eléctricos de ambos países a nivel del sistema troncal de transmisión en 500 kV. Los sistemas eléctricos de ambos países operan en paralelo en forma sincronizada.



La interconexión entre los sistemas eléctricos de Uruguay y Argentina ha operado por más de 25 años, período en el cual los intercambios registrados reflejaron situaciones diversas. Desde el punto de vista institucional, la interconexión se rige por las disposiciones del “Acuerdo de Interconexión Energética” celebrado entre ambos países en 1974, con rango de Ley Nacional en Uruguay y Argentina, y su “Convenio de Ejecución” de 1983. Estas normas determinan 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.

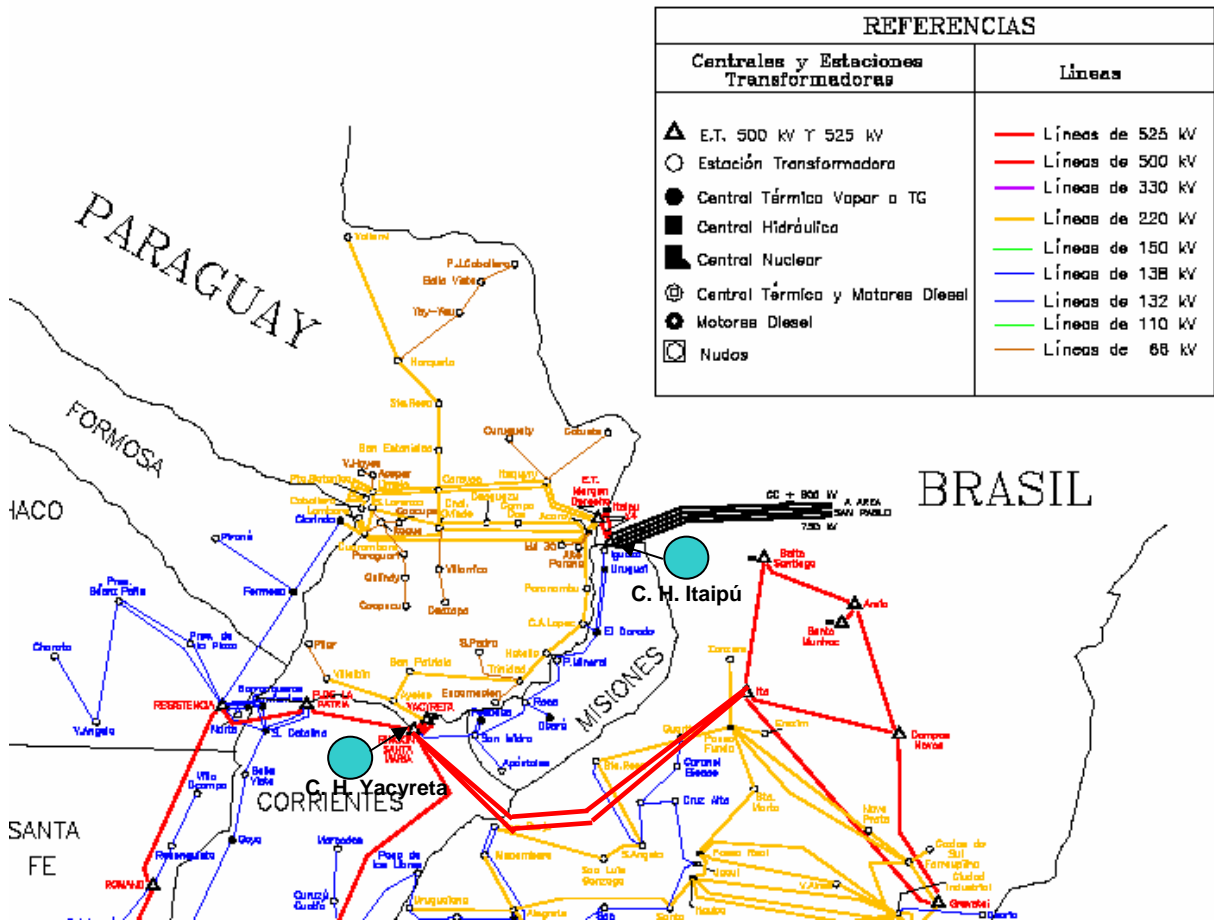
A partir de la reestructuración del sector eléctrico argentino y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, los intercambios han reflejado estas circunstancias, lo que permitió el desarrollo de nuevas modalidades que apuntan hacia una integración de los mercados nacionales. A la fecha se encuentran vigentes contratos de suministro al SINU de potencia firme con energía asociada, celebrados entre UTE y agentes del MEM argentino, enmarcados en la normativa de este país que regula la exportación e importación de energía eléctrica, y que resultan herramientas de alta adaptación a las características del sistema de generación de Uruguay, antes descriptas.

Cabe destacar que, desde 1997, el “Cuadrilátero de Salto Grande” opera en régimen de “acceso abierto”, según lo dispuesto por la Comisión de Interconexión. Esto permite, en particular, la utilización de estas instalaciones para el transporte de energía diferente a la intercambiada entre los sistemas de ambos países, tales como la producida por la central de Yacyretá, y constituye un hito concreto en el proceso de conformación de un mercado eléctrico regional.

Las instalaciones de interconexión internacional entre Argentina y Uruguay, así como los sistemas nacionales, están siendo utilizados además para posibilitar 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.

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.



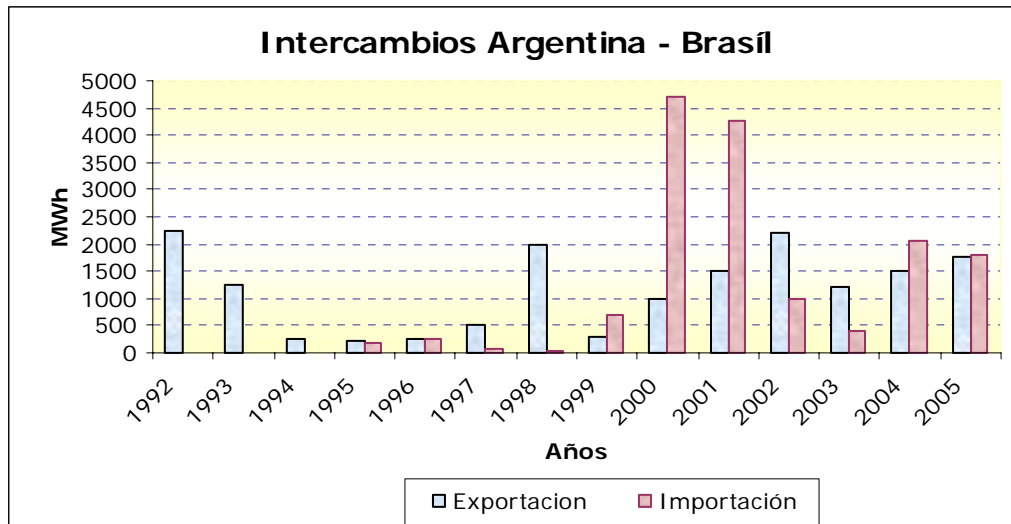
Por restricciones de estabilidad y por diferencias de frecuencia (Paraguay y Argentina utilizan 50 Hz, Brasil 60 Hz), los sistemas eléctricos de los tres países no pueden operar en paralelo en forma sincronizada. Por tal motivo, en cada una de las centrales existe un grupo de unidades que abastece demanda de Paraguay y otras que abastece demanda de Argentina y Brasil

También en este caso, como antes se indicó, para el caso de la interconexión Argentina – Uruguay, Argentina utiliza instalaciones de transporte de Paraguay para abastece demanda propia vía la interconexión Clorinda–Guarambaré (220 kV), lo cual es una vez más demostrativo de que existe una actitud positiva hacia la integración energética.

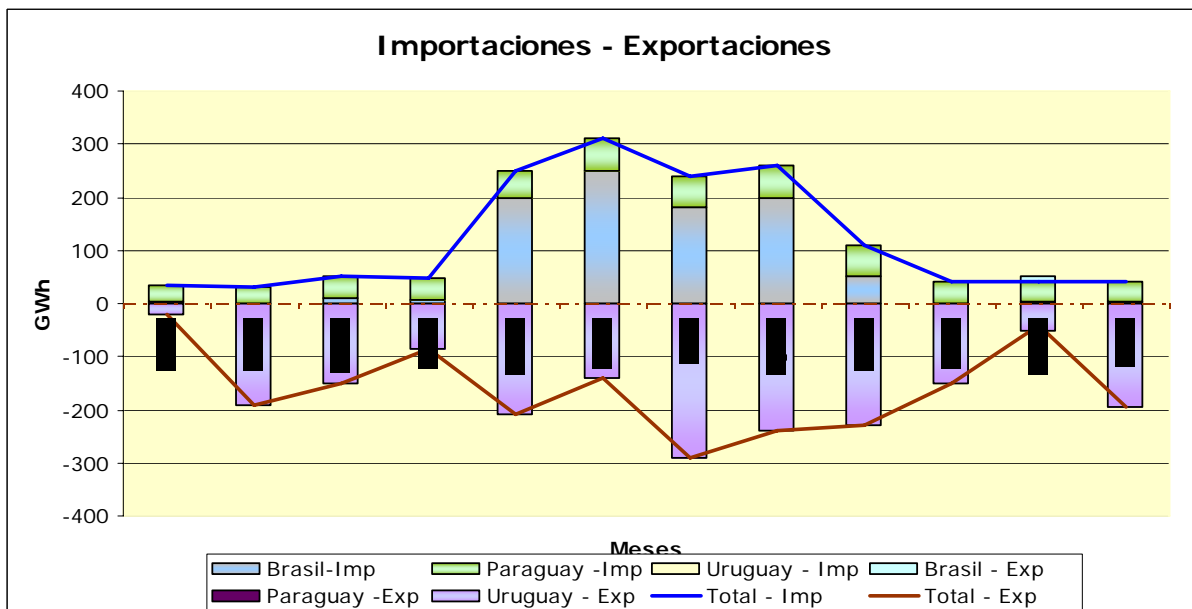
De todas las vinculaciones eléctricas existentes entre los países del MERCOSUR, la más significativa es la interconexión entre las EE.TT. Rincón de Santa María (Argentina) e Itá (Brasil). Consiste en un doble circuito en 500 kV con una capacidad de transporte de 2000 MW. Se utiliza una válvula convertora de frecuencia para permitir los intercambios de energía, siendo que Argentina y Brasil tienen diferentes frecuencia de operación. La

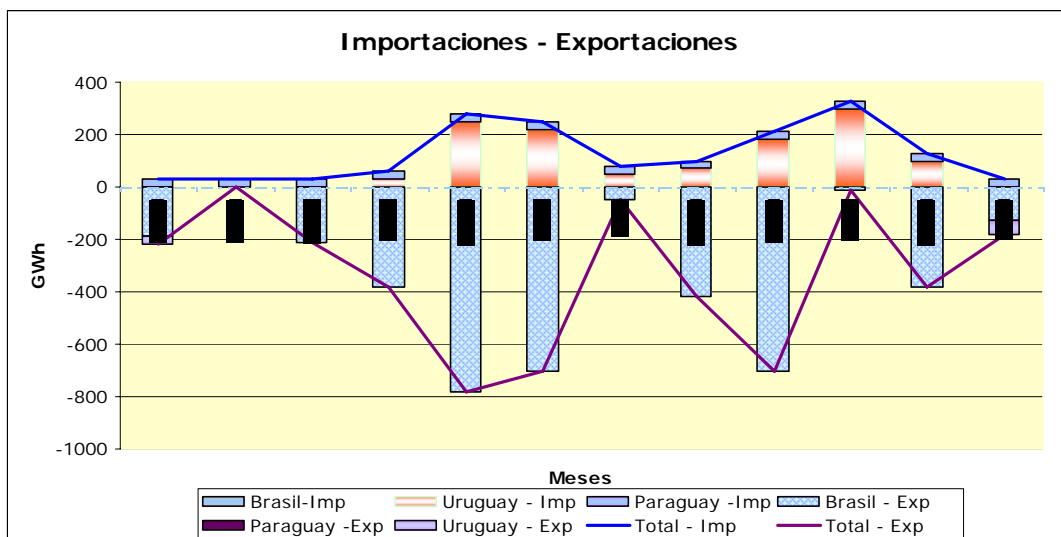
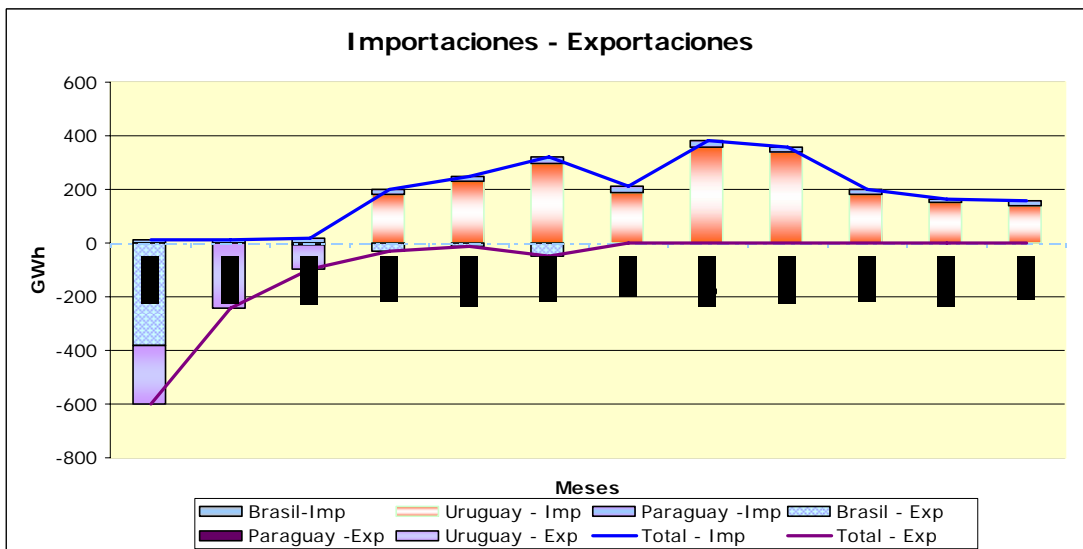
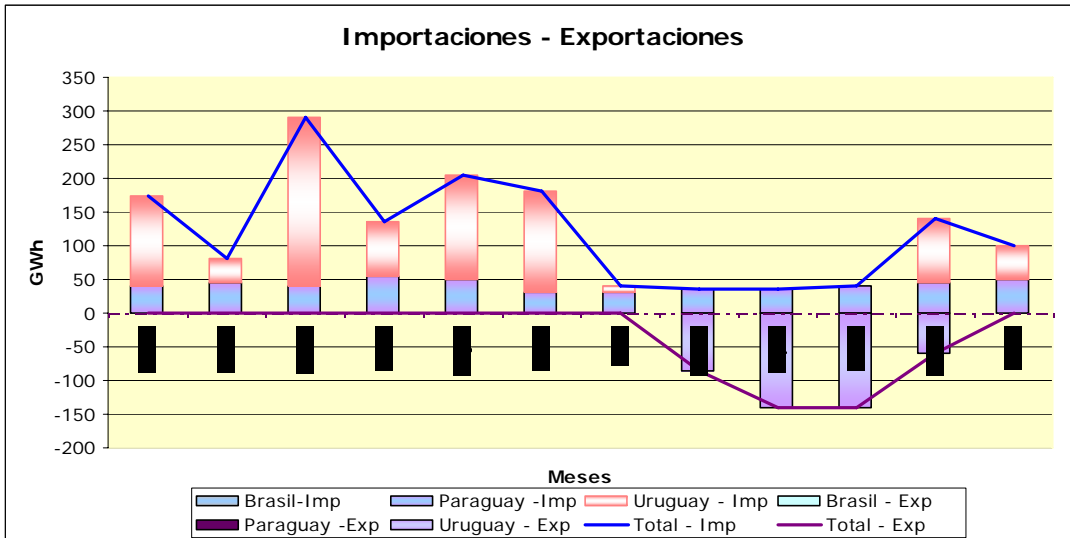
interconexión entró en operación comercial en el año 2000. El objetivo principal de esta interconexión es el suministro de energía firme a Brasil en base al uso del gas natural por parte de la generación térmica de Argentina, que respalda el contrato de exportación.

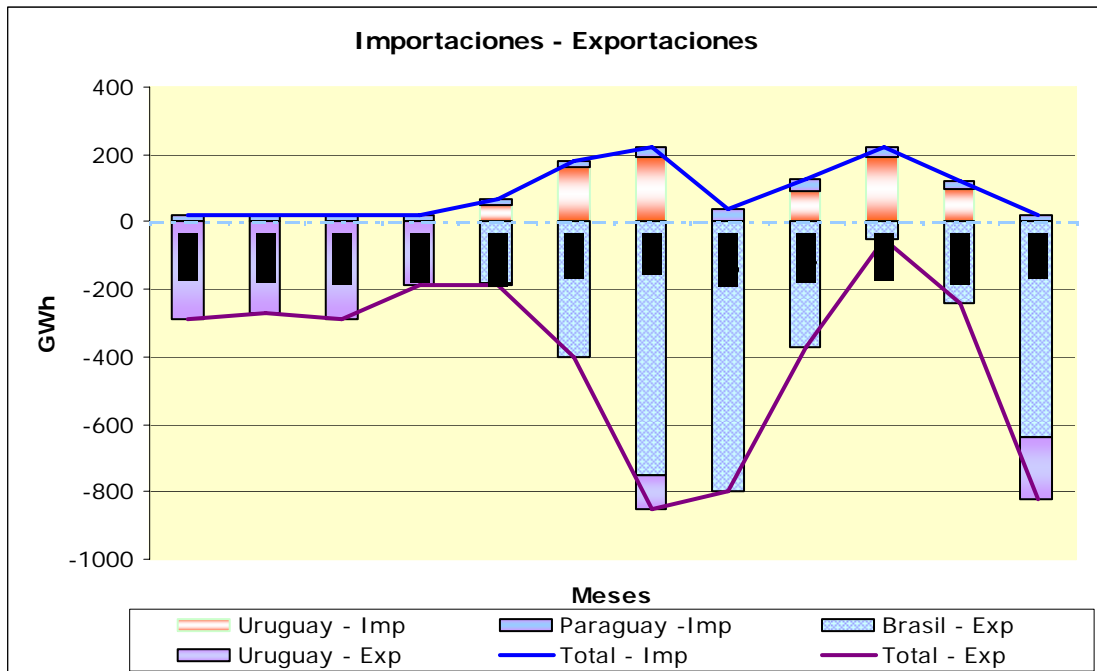
Las siguientes figuras muestran los intercambios de energía eléctrica de Argentina con Brasil, Paraguay y Uruguay resultantes de las interconexiones antes indicadas.



Nota: En todos los casos los valores correspondientes a Importaciones y Exportaciones son de Argentina







Se observan 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, son en el sentido importador de Argentina debido a la crisis energética que se registra actualmente en dicho país, y que produjo falta de inversiones en nueva generación.

Los intercambios de energía entre Argentina y Brasil se realizan principalmente por medio de un contrato de largo plazo, suscripto entre la demanda en Brasil y generadores de Argentina con la participación de una empresa comercializadora de energía. Los contratos son de largo plazo (20 años) por Potencia Firme con energía asociada y un precio para cada uno de estos productos.

Se exporta energía de Argentina a Brasil toda vez que el precio de la energía en el contrato antes mencionado, es menor al costo marginal de la energía en el sistema Sur de Brasil. No existe renta por congestión en este tipo de intercambios.

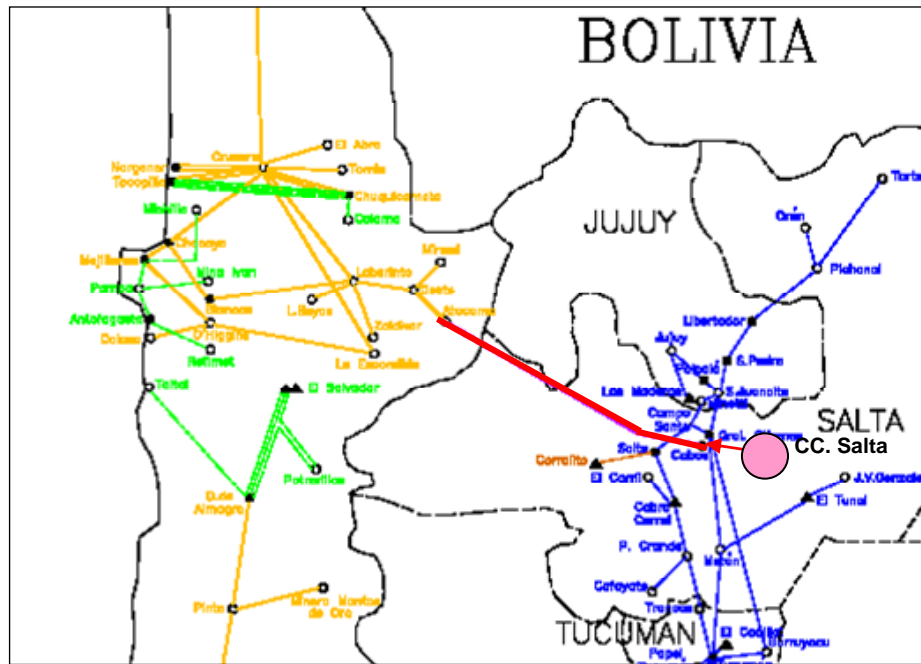
La interconexión también puede utilizarse para intercambios spot pero éstos han tenido escasa o nula ocurrencia.

4.2. LAS INTERCONEXIONES ENTRE ARGENTINA Y CHILE

No existe a la fecha una interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos de Argentina y Chile. Lo que existe es una línea de interconexión, en 345 kV, que vincula a la Central Térmica Salta (Ciclo Combinado 600 MW) localizada en la Pcia de Salta (Argentina), al Sistema Interconectado Norte Grande de Chile (SING). La siguiente figura muestra la

ubicación de la mencionada central en relación con el sistema de transmisión de Argentina y su interconexión con el SING.

El sistema de transmisión de Argentina y el del SING de Chile, aún cuando tienen la misma frecuencia de operación, no pueden funcionar en paralelo en forma sincronizada por problemas de estabilidad de los sistemas. De solucionarse estos problemas sería posible vincular eléctricamente ambos sistemas, para lo cual sólo se requiere construir una línea de 1 km que vincule las EE.TT. Güemes y Cobos y ampliaciones en ambas EE.TT.



El siguiente cuadro presenta los intercambios de energía históricos, asociados con la interconexión de la central CC Salta al SING.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
AES GENER										
TG 11	-	-	-	-	102	-	-	-	-	-
TG 12	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-
CC Salta	-	-	-	-	-	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903
Total Generación Bruta	-	-	-	-	114	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903
Consumos Propios	-	-	-	-	-	27	35	45	46	43
Total Generación Neta	-	-	-	-	114	1.191	1.351	1.768	1.904	1.860

Se observa una potencia media producida de 217 MW, lo cual es sólo 1/3 de la capacidad instalada de generación en la central CC. Salta (600 MW). Esto se debe a restricciones de estabilidad/confiabilidad que impone la operación del SING.

Por las características particulares que tiene esta interconexión, antes comentadas, no se genera renta por congestión, siendo a todos los fines prácticos una simple conexión eléctrica entre un generador, y el sistema interconectado SING de Chile.

4.3. MECANISMOS COMERCIALES APLICADOS A LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN EL MERCOSUR

Los marcos regulatorios Argentina, Brasil y Uruguay permiten intercambios de energía con los sistemas eléctricos de países vecinos, con el objetivo primario de optimizar recursos energéticos disponibles en la región.

Existe la posibilidad de realizar intercambios de energía, vía dos mecanismos:

- Intercambios spot
- Intercambios de Potencia Firme y energía asociada.

Para hacer posible estos intercambios se ha creado la figura comercial denominada **Comercializador de importación/exportación**, siendo éste un agente habilitado en cada uno de los mercados para realizar compras y ventas de energía.

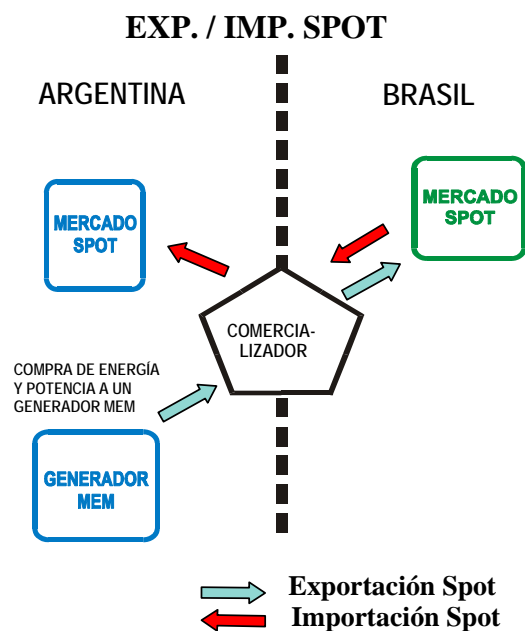
Esta operatoria comercial adquirió particular importancia luego de la entrada en operación de la interconexión internacional de 2000 MW entre Argentina y Brasil, y en la importación de energía de Uruguay desde Argentina, vía la interconexión de Salto Grande.

A continuación se analiza en detalle la operación comercial, destacando que la más significativa ha sido intercambios, vía contrato, de Potencia Firme y energía asociada.

4.3.1. INTERCAMBIOS SPOT

Los intercambios spot son acuerdos de corto plazo entre el comercializador de importación/exportación y los respectivos mercados. Esto es sustancialmente diferente a lo comentado previamente, en relación con las TIE entre Colombia y Ecuador.

A modo de ejemplo de la operatoria comercial, a continuación se desarrolla un ejemplo para el caso de intercambios de importación/exportación de Argentina con Brasil. La siguiente figura muestra esquemáticamente este caso.



El Comercializador que desea realizar una importación spot desde Brasil, debe informar a CAMMESA, en los plazos correspondientes a la Programación Estacional del MEM (Mayo/Noviembre), el precio al cual se importaría energía spot. Cada día debe informar además, la potencia disponible asociada a cada precio informado.

El comercializador que desea realizar una operación de exportación spot hacia Brasil, debe informar a CAMMESA su requerimiento dentro de los tiempos correspondientes a la programación diaria del MEM de Argentina. Los intercambios de exportación spot se limitan en cada día a los excedentes de generación en el MEM.

En la operación real se cumple que:

- Se importa energía toda vez que el precio de la energía en el MEM es superior al precio indicado por el Comercializador para la importación spot.
- Se exporta energía de acuerdo con los requerimientos del Comercializador, hasta un máximo que coincide por lo informado en la programación estacional.
- El Comercializador es compensado por la importación al Precio Ofrecido y debe comprar la energía exportada a los precios del mercado spot del MEM en el nodo de exportación.

En resumen:

- La importación spot se realiza comparando el precio de la energía en el Mercado Spot con el precio de la energía informado por el Comercializador en la programación estacional, el cual puede ser coincidente o diferir del precio spot de la energía en el país vecino (Brasil).
- La exportación spot se realiza siempre que lo requiera el Comercializador, sin necesidad de comparar los precios spot de cada país en el horizonte diario.

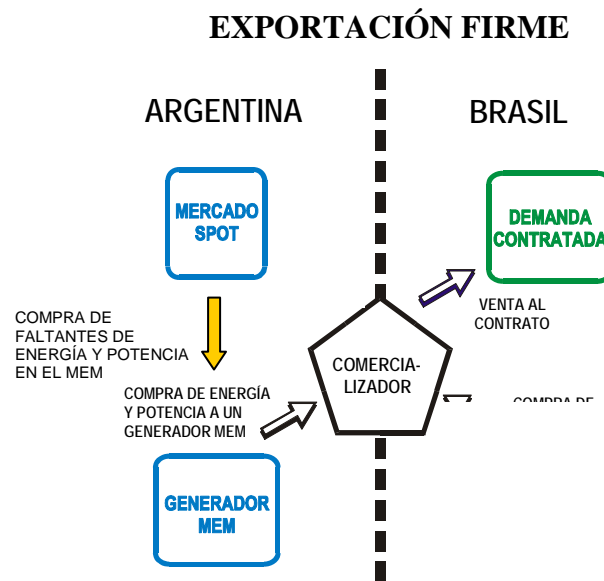
Son, en ambos casos, intercambios de oportunidad de tipo interrumpible, ya que no se definen compromisos específicos de largo plazo sobre la potencia horaria correspondiente al flujo de importación/exportación spot.

Otro aspecto destacado de la implementación que tiene esta modalidad de intercambios, es que en ningún momento los operadores de los sistemas (CAMMESA en Argentina, ONS en Brasil ,UTE en Uruguay), necesitan conocer información específica del mercado mayorista del país vecino, ya que las decisiones de importación/exportación spot se toman exclusivamente en función de la información suministrada por el Comercializador.

4.3.2. INTERCAMBIOS DE POTENCIA FIRME Y ENERGÍA ASOCIADA

La modalidad de Intercambios de Potencia Firme y Energía asociada, está ligada a contratos de importación o exportación, es decir donde resulta necesario un acuerdo específico entre productores y demandantes sobre las cantidades a intercambiar, y los precios asociados a la energía y la potencia.

La siguiente figura, ilustra el concepto para el caso específico de una exportación de Argentina a Brasil de energía, vía un contrato de Potencia Firme y Energía asociada (Exportación Firme).



En este tipo de operaciones se requieren las siguientes operaciones comerciales superpuestas:

1. Contrato entre una demanda en Brasil y el Comercializador habilitado en Brasil, para importación de energía.
2. Contrato entre un generador de Argentina y el Comercializador habilitado en Argentina, para exportación de energía.
3. Compras en el mercado spot de Argentina.

A continuación se analiza cada una de estas operaciones comerciales, para el caso particular donde Argentina exporta energía a Brasil:

A) **CONTRATO ENTRE LA DEMANDA DE BRASIL Y EL COMERCIALIZADOR HABILITADO**

Una demanda de Brasil realiza un contrato con el Comercializador habilitado en ese país, por medio del cual, este último se compromete a poner a disposición de la demanda, una determinada potencia (Potencia Firme Contratada PFC [MW]), y a suministrar una energía horaria limitada a dicha potencia toda vez que lo requiera la demanda (Energía Asociada Contratada EAC [MWh]). Las partes acuerdan un precio para ambos productos, es decir un precio para la Potencia Firme Contratada (PPCD [\$/MW-mes]), y un precio para la Energía Asociada Contratada (PECD[\$/MWh]). Al finalizar cada mes, la demanda paga al comercializador el monto que surge de la siguiente expresión:

$$\$CONDEM[\$] = PFC[D[MW]] \times PPCD [\$/MW - mes] + EACD[MWh] \times PECD [\$/MWh]$$

Donde

h: Cada una de las horas del mes

$$EACD = \sum_h EACD_h$$

En la expresión anterior se observa que la remuneración que percibe el comercializador tiene dos componentes:

- Una componente asociada a la potencia media mensual disponible en el nodo frontera, asociada a la remuneración de la Potencia Firme, la cual puede recibir todos los meses independientemente de que haya habido efectivamente energía exportada.
- Una componente variable asociada a la remuneración por energía asociada, la cual es proporcional a la energía real exportada en el mes.

Los contratos, además, suelen establecer cláusulas de penalidades en el caso que algunas de las partes incumplan el contrato.

El concepto Potencia Firme en este tipo de contratos, está directamente asociado con el concepto **garantía de suministro**. Esta figura contractual le permite a la demanda garantizar su abastecimiento porque el contrato le asegura poder tomar dicha potencia en forma horaria, siempre que lo requiera.

Para que esto sea efectivamente cierto, se requiere además que el Comercializador tenga respaldo de su contrato, vía otro contrato con un generador “real” del MEM que le **asegure** disponer la energía cada vez que lo requiera la demanda.

B) *CONTRATO ENTRE EL COMERCIALIZADOR HABILITADO Y UN GENERADOR DEL MEM*

El Comercializador que desea exportar energía vía un contrato de Potencia Firme y Energía asociada, necesita respaldar dicho contrato con la energía proveniente de una o más centrales que operan en el MEM argentino. A tal efecto se suscriben contratos (con uno o más generadores del MEM) hasta totalizar la Potencia Firme Contratada con la demanda de Brasil.

Dichos contratos establecen la obligación por parte del Generador, de poner a disposición del Comercializador una determinada potencia horaria, en el nodo de exportación, y a suministrar la energía horaria asociada a dicha potencia, cada vez que así lo requiera el Comercializador.

A cambio de ello, el Comercializador le paga a cada generador un monto mensual que resulta de una expresión similar a la antes indicada para el contrato entre el Comercializador y la demanda de Brasil. Para mayor entendimiento se reproduce a continuación:

$$\$CONG_i \text{ [U\$\$]} = PFCG_i \text{ [MW]} \times PPCG_i \text{ [U\$$/MW - mes]} + EACG_i \text{ [MWh]} \times PECG_i \text{ [U\$$/MWh]}$$

Donde

h: Cada una de las horas del mes

i: Cada generador

$$EACG_i = \sum_h EACG_{i,h}$$

Cabe destacar que los valores de potencia y energía contratadas con cada generador, así como los precios por dichos productos, no necesariamente serán coincidentes con los del contrato suscripto por el Comercializador con la demanda de Brasil.

Este tipo de contratos también establecen cláusulas de penalidades en el caso de que algunas de las partes incumplan con las obligaciones definidas en el contrato.

La operatoria de este tipo de contratos en el MEM es la siguiente:

1. El Comercializador informa a CAMMESA que, en una hora “h” en particular, se requiere exportar energía asociado al contrato de exportación.
2. CAMMESA considera la demanda de exportación como una demanda adicional del MEM localizada en el nodo de exportación.
3. Siempre que existan excedentes de generación, CAMMESA abastece la demanda de exportación estén, o no, disponibles y despachados (total o parcialmente) los generadores que respaldan con su Potencia Firme el contrato de exportación.
4. En caso de que no existan excedentes de generación en el MEM, CAMMESA **está habilitada a interrumpir la exportación de energía**, a menos que el generador que respalda el contrato de exportación aporte al sistema la energía adicional requerida por la exportación. Si se verifica que el generador aporta la energía adicional, CAMMESA habilita la exportación y la energía es exportada de acuerdo con el requerimiento del Comercializador.

De lo antes indicado, en relación con los contratos de exportación en firme, desde el punto de vista regulatorio se destacan las siguientes conclusiones:

- Un contrato de exportación de energía desde el MEM Argentino a otro país, es tratado en forma similar a cualquier otro contrato del MEM, siempre que existan excedentes de energía en el MEM.
- La disponibilidad física del generador no es garantía de cumplimiento del contrato en firme, ya que además, es necesario que el sistema pueda suministrar la energía adicional requerida.

C) *COMPRAS DEL GENERADOR EN EL MERCADO SPOT DEL MEM*

Los generadores del MEM de Argentina que tienen contratos con un Comercializador para exportación, respaldan el contrato con la generación de sus unidades comprometidas. En el caso de que la máquina no estuviera disponible, tiene la alternativa de comprar los faltantes en el mercado Spot.. A tal efecto, los contratos definen para cada hora la energía contratada que requiere ser abastecida. En el caso de una exportación, dicha cantidad la decide el Comercializador al momento de requerir exportar energía. Las compras antes indicadas se realizan al precio de la energía en el mercado spot.

Se destacan las siguientes conclusiones de este tipo de operatoria:

- El generador con contrato de exportación minimiza sus riesgos si al menos asegura que está disponible para producir energía por una cantidad igual o mayor a la energía contratada (tenga Potencia Firme), y que el precio de la energía del contrato, en promedio, resulte superior a su Costo Variable de Producción.
- Si el generador está disponible, el mercado spot se convierte en un seguro de precios (nunca será un comprador neto de energía a costos superiores a sus propios costos variables), y un respaldo para el abastecimiento del contrato ya que la energía contratada será abastecida con producción propia del generador (si está generando), o con producción de otros generadores del MEM.

- Si el generador no está disponible cuando es convocado un intercambio de exportación (está fuera de servicio por indisponibilidad propia ya sea forzada y/o mantenimientos programados), la existencia del contrato le puede significar importantes riesgos ya que deberá comprar energía en el mercado spot a precios que, en algunos casos, pueden ser significativamente superiores al precio de la energía del contrato.

4.3.3. POTENCIA FIRME Y DISPONIBILIDAD

Los contratos de exportación definen el concepto de **Potencia Firme** [MW], siendo ésta una cantidad que la parte vendedora se compromete a poner a disposición de la parte compradora en un punto determinado de la red de transporte.

En los contratos de exportación, la seguridad de abastecimiento es plena responsabilidad de la parte vendedora por lo que se denomina Potencia Firme, es decir que no se puede interrumpir el suministro de energía **en el caso que así lo requiera la parte compradora**. Se constituye en tal sentido en una reserva de capacidad de producción, que sólo se puede utilizar para otros fines en el caso que la parte compradora no la requiera en una hora en particular.

El mismo concepto se utiliza para muchos contratos de diversa índole, como por ejemplo la contratación de capacidad firme de transporte en un gasoducto, lo cual significa que la parte compradora tiene prioridad de uso cuando así lo desee, y que la empresa transportista debe tener físicamente disponible la capacidad de transporte firme contratada para transportar el producto ante un eventual requerimiento. Cabe destacar que el concepto Potencia Firme -o su similar Transporte Firme- son aspectos físicos y que, por lo tanto, se deben diferenciar de aspectos contractuales tales como las cláusulas TOP, DOP y SOP que se incluyen en algunos contratos cuyo finalidad es de tipo netamente económico.

La Potencia Firme de un contrato no es igual a la disponibilidad física del vendedor, es más que eso. Se trata de una obligación, que asume el vendedor, de tener **disponible la potencia contratada en el nodo de compra** (definido en el contrato), ya sea con generación propia o por el medio que estime conveniente, siempre que cumpla con el objetivo de seguridad de suministro.

Para que un generador del MEM con contratos ligados a exportación de energía cumpla con la condición de tener de Potencia Firme, se deben dar las siguientes condiciones al mismo tiempo:

- Debe estar físicamente disponible en todo momento, es decir, no puede tener indisponibilidad forzada y/o por mantenimientos.
- Si es térmico, debe tener combustible para generar cada vez que sea convocado por el contrato de exportación.
- Debe poder acceder con su producción al nodo del sistema de transporte (SADI) indicado en el contrato suscripto como “**nodo de entrega de la energía**”.

4.3.4. DESPACHO DE CONTRATOS

Los contratos de importación de energía son considerados como un generador en el nodo frontera, con una capacidad igual a la Potencia Firme Contratada y con un Costo Variable de Producción igual al Precio de la Energía contratada.

En función de lo antes indicado, resultan despachados cada vez que la oferta resulta competitiva dentro del mercado mayorista, es decir se convoca la importación de energía cuando el Precio de la Energía del Contrato sea menor o igual que el costo de oportunidad del mercado donde se importa la energía.

4.4. INTERCONEXIONES DE GAS NATURAL

Por 30 años, hasta mediados de 1990, las exportaciones de Bolivia a Argentina fueron los únicos casos de integración energética en base al gas natural por un total de 2×10^9 m³/año, valor acordado en el contrato de largo plazo suscripto por ambos países.

La década de 1990 se caracterizó por un ambiente más favorable para la integración energética, lo que promovió el rápido crecimiento de las exportaciones de gas natural desde los países productores (Argentina y Bolivia) a Brasil y Chile principalmente.

Entre 1996 y 2002 fueron construidos 7 gasoductos entre Argentina y Chile, el gasoducto Bolivia–Brasil (3150 km) y el gasoducto Argentina–Brasil, y los gasoductos entre Argentina y Uruguay

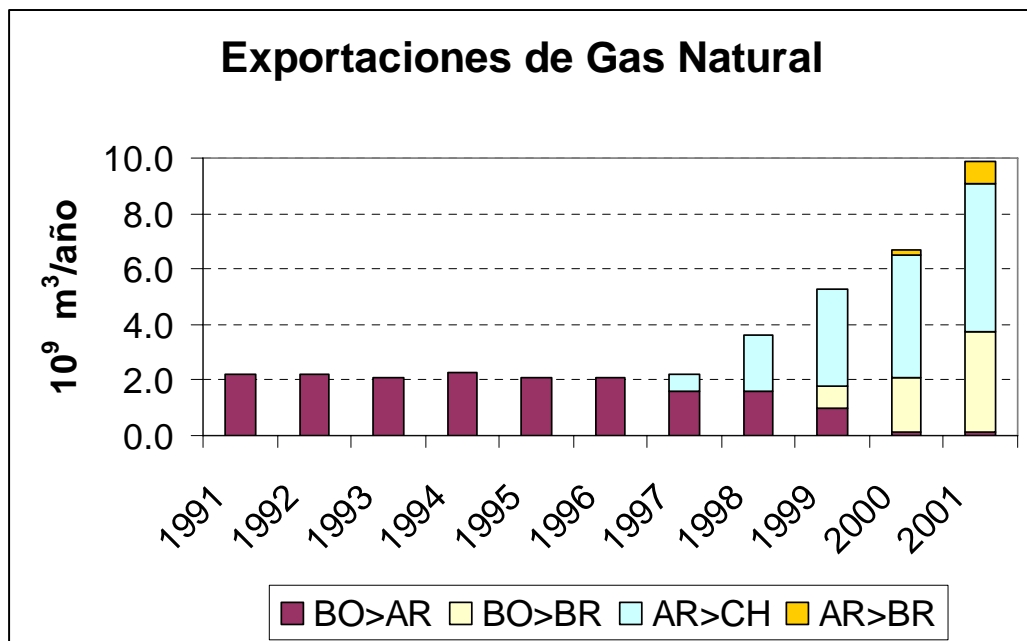
Los gasoductos existentes a la fecha son los siguientes:

- Bolivia – Argentina: 441-km, 24-pulgadas. Vincula los campos petroleros de Pluspetrol en Bolivia (Bermejo y Madrejones), situados en el Dto. de Tarija, cerca de la frontera con Argentina, con las instalaciones de la misma empresa en Ramos y Campo Durán, Pcia. de Salta, Argentina.
- Argentina – Chile: existen siete gasoductos
 - ◆ Tres pequeños gasoductos, Tierra del Fuego (83-km, 14-pulg), El Cóndor-Posesión (9-km) y Patagónico (33-km), que vinculan el yacimiento Austral de Argentina con Punta Arenas en Chile.
 - ◆ Dos gasoductos, GasAndes (463-km, 24-pulg, 9 mcm/d) y Pacífico (638-km, 10, 12,20 y 24 pulg, 9.7 mcm/d), desde el área Neuquén en Argentina a la región central de Chile.
 - ◆ Dos gasoductos, GasAtacama (941-km, 24-inch, 8.5-mcm/d) y Andino (1,066-km, 12-, 16- and 20-inch, 7.1 mcm/d) desde el área noroeste de Argentina a la región norte de Chile.
- Argentina – Uruguay: existen dos gasoductos
 - ◆ Gasoducto del Litoral (26-km, 0.7-mcm/d), vincula las Pcias de Entre Ríos en Argentina con la localidad de Paysandú en Uruguay.
 - ◆ Gasoducto Cruz del Sur (208-km, 5-mcm/d), vincula BsAs (Argentina) con Montevideo (Uruguay).
- Argentina – Brasil: existe un gasoducto: Paraná-Uruguayana (440-km, 24-pulg)
- Bolivia – Brasil: existe dos gasoductos:
 - ◆ GasBol (3,150-km, 30 mcm/d)
 - ◆ Lateral Cuiabá (626-km, 18-pulg, 2.8 mcm/d)

La siguiente figura muestra la ubicación geográfica de los principales gasoductos existentes.



Las exportaciones de gas natural crecieron al mismo ritmo que los gasoductos. El siguiente cuadro muestra las exportaciones realizadas entre los años 1991 y 2001.

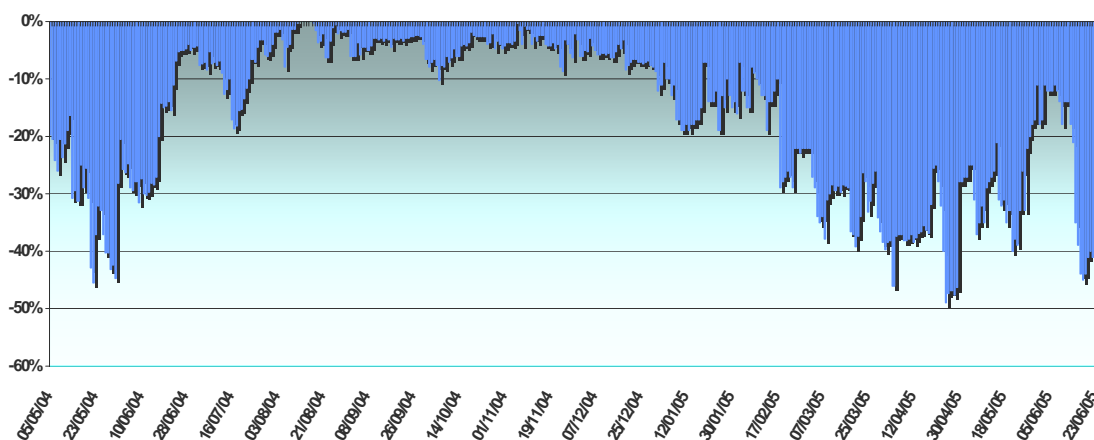


Desde el punto de vista regulatorio, las exportaciones de gas natural son mucho más simples porque volúmenes y precios del producto son pactados por las partes mediante contratos de largo plazo. El gas producido y transportado es inyectado en boca del gasoducto y retirado en el extremo opuesto, acciones que se realizan vía procedimientos regulados de nominación, sin que ello genere diferencia de precios del producto entre ambos extremos (rentas). El costo del transporte de gas natural, en general, es un costo fijo que abonan los interesados en transportar gas de acuerdo a tarifas que son proporcionales a la capacidad firme del gasoducto contratada.

4.5. LA CRISIS EN EL MERCOSUR

Si bien los intercambios de energía (gas, electricidad) entre los países del MERCOSUR continúan existiendo, una mayor integración energética a futuro es incierta debido a una serie de eventos ocurridos en los últimos años que generaron una gran desconfianza a nivel de los Estados miembros; así como de los agentes privados que financiaron en algunos casos las obras de interconexión. Tres casos en particular fueron críticos:

- Empresas brasileñas impusieron a las empresas, con las que habían firmado un contrato de largo plazo para la importación de energía eléctrica -vía la interconexión Rincón de Santa María-Itá-, una renegociación de dichos contratos que significaron una reducción significativa de los ingresos de los exportadores.
- Las exportaciones de energía eléctrica de Argentina a Brasil fueron limitadas a la efectiva disponibilidad de combustible propio, por parte de las centrales que respaldan los contratos de exportación. Es decir, en condiciones donde no existen excedentes de energía en el mercado spot del MEM, éste no puede ser un respaldo al generador cuando no puede generar por estar indisponible y/o por falta de combustible propio. Esto dio como resultado que se sucediesen eventos donde Brasil convocó al contrato de exportación y la energía no fue exportada.
- El gobierno Argentino obligó a los productores de gas natural de Argentina a abastecer en forma prioritaria la demanda interna, permitiendo la exportación sólo si existe capacidad de producción suficiente. La siguiente figura muestra los resultados prácticos de la restricción impuesta para el caso particular de las exportaciones de gas natural a Chile. En azul se indican las restricciones aplicadas como un porcentaje de la capacidad contratada para el período que abarca desde mayo de 2004 hasta junio de 2005.



- Bolivia, luego del cambio de gobierno y la asunción del Presidente Evo Morales, decretó la nacionalización de la explotación de sus recursos naturales, lo cual afectó la exportación de gas natural a Brasil y Argentina.

La duda básica que se instala a partir de estos ejemplos es, si resulta posible que un país confíe en poder ser abastecido con energía firme disponible en otro país, vía la integración energética. Si esto no se considera posible, o si se le asocia un muy alto riesgo económico/político, se perdería gran parte de los beneficios que aportan las interconexiones internacionales, motivo por el cual debe ser considerado uno de los aspectos claves a ser evaluados en los estudios de la Fase II del presente proyecto.

5. LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN EN CENTROAMÉRICA

Una de las Interconexiones de Electricidad más importantes existentes a la fecha, es la centroamericana, la cual también pasó por un proceso de integración complejo y cuyo éxito fue posible gracias a la decisión y actitud adoptadas por los países para favorecer el proceso. El objetivo de esta integración, tal como lo menciona el ente operador del sistema, es el de: "lograr el desarrollo y bienestar de la población del Istmo".

De esta manera, los Presidentes de los seis países centroamericanos acordaron declarar de máxima prioridad impulsar el proyecto llamado "Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)", y suscribieron en diciembre de 1996 el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; el cual, fue ratificado por los Poderes Legislativos de los seis países, y se convirtió en la base jurídica para la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER).

El tratado dio origen a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR), con la finalidad de velar por el cumplimiento jurídico y legal del mismo, así como por el ordenamiento de las interrelaciones entre los mercados nacionales de los países de la región. De esta manera, se inició el proceso de diseño de Mercado Regional.

A pesar de los esfuerzos realizados, el proyecto no podía concretarse por falta de interconexión física entre El Salvador y Honduras, la cual estaba prevista hasta el 2002; por ello el año 2001 fue determinante en el proceso, ya que los distintos entes centroamericanos responsables de los despachos nacionales, comenzaron a trabajar en la normativa transitoria.

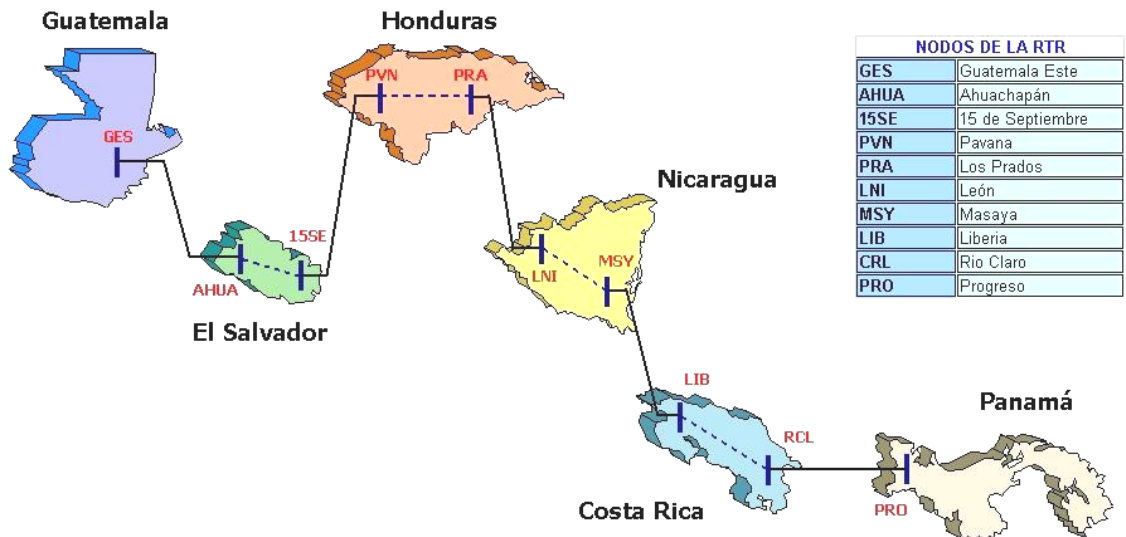
De las reuniones de trabajo realizadas, aún se encuentran en discusión algunos aspectos debido a la complejidad que implica la sincronización de todos los sistemas interconectados, así como la logística para lograr el desarrollo comercial del mercado. Sin embargo, con la finalización de la interconexión El Salvador - Honduras y, la prueba de cierre de la misma el 21 de julio de 2002, se aceleró el proceso de instauración del MER, por lo que fue necesario implementar un período pretransitorio o de prueba antes de la instauración final del EOR.

En la fase inicial fue necesario efectuar un proceso de licitación entre los países centroamericanos para obtener un encargado de estructurar la plataforma técnica, comercial y tecnológica del MER. En dicha licitación, sólo se presentaron Guatemala y El Salvador, siendo El Salvador el país al cual se le otorgó el servicio pretransitorio, dando origen al Servicio de Administración Comercial del MER, organismo que encargado de administrar el MER durante los próximos 18 meses, período durante el cual se debió efectuar la normativa final para el EOR.

La responsabilidad y administración del Servicio de Administración Comercial del MER estará a cargo de la empresa Unidad de Transacciones, S.A., quien es la encargada de operar el mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador.

5.1. RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR)

Actualmente los seis países que conforman el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica se encuentran físicamente interconectados por la denominada Red de Transporte Regional (RTR), la cual consta de un circuito en 230 kV que vincula los nodos frontera de cada país.



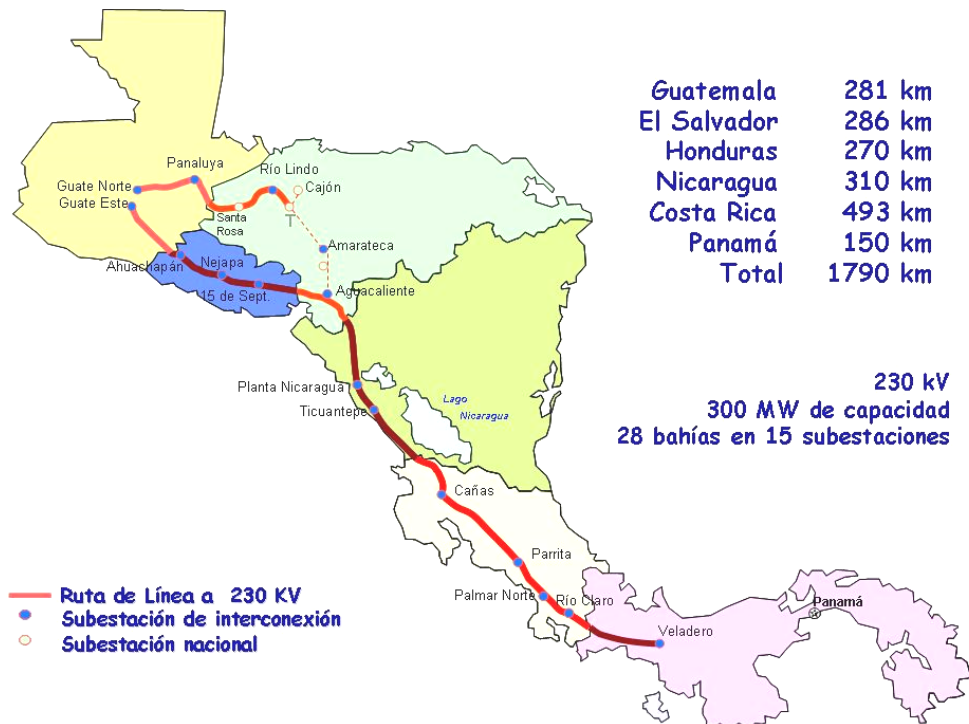
La capacidad de transporte entre los países está limitada a los siguientes valores.

Interconexión	Capacidad (MW)	Capacidad (MW)
	de 1 a 2	de 2 a 1
GU-ES	80	100
ES-HO	80	80
HO-NI	80	80
NI-CR	80	80
CR-PA	30	100

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación período 2005-2019, GTPIR, ABRIL 2005

Como parte del proyecto SIEPAC, está previsto duplicar las líneas existentes con torres previstas para un tercer circuito futuro. Además se incluyen aproximadamente 298 MVAR de equipos de compensación.

La siguiente figura muestra las obras a realizar, a partir de lo cual, la capacidad de transporte entre los países se incrementará a 300 MW en ambos sentidos. La fecha prevista de entrada en operación del segundo circuito es el año 2008.



5.2. EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

De acuerdo al operador de la red centroamericana, los siguientes aspectos resumen la importancia de interconexión actual:

- Permite intercambios de excedentes.
- Facilita el apoyo en emergencias.
- Ha atenuado racionamientos eléctricos.
- Mejora el uso de la capacidad instalada.
- Reduce consumo de combustibles.
- Beneficia a los participantes.
- Habilita un mercado creciente electricidad.

Para el funcionamiento del MER el Tratado Marco para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional ha creado las siguiente entidades regionales:

- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- El Ente Operador Regional (EOR).
- El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)
- La Empresa Propietaria de la Red (EPR).

A) LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

La CRIE inició sus actividades en el año 2002 y tiene fundamentalmente las siguientes características:

Organización	CRIE: Ente Regulador del MER
Características	Personería jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Tendrá capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias.
Composición	Un comisionado por cada país miembro, designado por el correspondiente gobierno con mandato por cinco años prorrogables. Estructura técnica y administrativa .
Recursos	Provenirán principalmente de cargos pagados por los agentes, aportes de los gobiernos y sanciones económicas.
Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Hacer cumplir el Tratado y sus protocolos, reglamentos, y demás instrumentos complementarios • Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. • Promover la competencia entre los agentes del mercado
Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Regular el funcionamiento del MER • Garantizar condiciones de competencia y no discriminación • Propiciar el desarrollo del mercado tanto en su funcionamiento inicial como su evolución • Resolver sobre las autorizaciones para integrarse al mercado y para compra y venta de energía • Adoptar medidas para evitar el abuso de posición dominante • Imponer las sanciones establecidas en los protocolos relacionadas con incumplimientos al Tratado o la regulación. • Aprobar las tarifas por el uso del Sistema de Transmisión. • Resolver conflictos entre agentes • Habilitar las empresas como agentes del mercado. • Aprobar los cargos por servicios del EOR • Evaluar la evolución del mercado • Solicitar información contable auditada a las unidades de negocio • Coordinar con organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado.

B) **ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR)**

El Ente Operador Regional EOR, organismo regional creado a través del Artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; el cual fue firmado el 30 de diciembre de 1995 por los Presidentes de los Gobiernos de las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

El EOR tiene personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes. Su domicilio está situado en San Salvador, El Salvador y su duración es la del Tratado.

El EOR tiene la capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.

Un resumen de las principales funciones, actividades del EOR se presenta a continuación:

Organización	EOR: Ente operador del MER
Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Consolidar la operación y administración del Mercado Eléctrico de América Central aplicando la reglamentación regional vigente y con las herramientas adecuadas que aseguren su buen funcionamiento; • Realizar el planeamiento indicativo del sistema regional de transmisión y generación de energía eléctrica, asegurando que éstos brinden las señales adecuadas para atender la demanda, que sea accesible a todos los agentes del mercado y que permita un despacho continuo y económico; • Asegurar la sostenibilidad económica del EOR mediante un cargo de operación y otras fuentes; • Contar con personal altamente calificado y comprometido con los valores del EOR.
Características	<p>Personería jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las partes. Tendrá capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias para cumplir con su finalidad</p>
Gobierno	<p>Será dirigido por una junta directiva, constituida por dos directores por cada país, designados por los respectivos gobiernos y propuestos por los agentes del mercado de dicho país. Estructura técnica y administrativa.</p>
Recursos	<p>Provenirán principalmente de cargos de servicio de operación del sistema aprobados por la CRIE , otros cargos pagados por los agentes y sanciones económicas.</p>
Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de la Red de Transmisión Regional (RTR). • Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. • Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado. • Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado. • Formular el plan indicativo de expansión de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado

C) *EL CONSEJO DE ELECTRIFICACIÓN DE AMÉRICA CENTRAL (CEAC)*

En fecha 8 de noviembre de 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.

La Reunión Conjunta constituye la autoridad suprema del CEAC, y está integrada por las máximas autoridades ejecutivas de las Instituciones o Empresas que representan los Estados Miembros.

Dados los objetivos de este organismo y su carácter regional, todos los fondos de cooperación Técnica para los estudios iniciales y los de la preparación de la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional fueron otorgados al CEAC para que los ejecutase por medio de una Secretaría Ejecutiva o Unidad Ejecutora.

Para coordinar las tareas de elaboración del Tratado Marco, los estudios de factibilidad complementaria, estudios eléctricos avanzados, estudios sobre la Empresa Propietaria de la Red, la región constituyó una Secretaría Ejecutiva del Proyecto.

La Cooperación Técnica para la formación y consolidación progresiva del Mercado Eléctrico Regional (MER), fue aprobada por el BID con un presupuesto de USD16.4 millones de dólares, lo cual incluye una porción no reembolsable de USD5 millones, financiamiento reembolsable canalizado a través de las empresas representadas en el CEAC por USD9.9 millones y aportes de contrapartida por USD1.5 millones.

Los seis países participantes conformaron un Grupo Director del Proyecto integrado por un representante por país, con la autoridad suficiente para ser vocero de la política energética de su país en relación al proyecto. El Grupo Director tiene la responsabilidad por el desarrollo del MER y por tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales del proyecto. El Grupo Director estableció los mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR, para someter a consideración de tales organismos regionales, los productos del Proyecto en los ámbitos de responsabilidad de cada uno.

Se formó también un Comité de Programación y Evaluación (CPE) integrado por dos representantes de cada país, designados por sus gobiernos, que representan al sector eléctrico.

La administración técnica y comercial del MER estará normada por los reglamentos de operación técnica, operación comercial y transmisión.

D) *LA EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED (EPR).*

La Empresa Propietaria de la Red (EPR), también conocida comercialmente como Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión Eléctrica S.A., es una empresa regida por el derecho privado, a la cual, mediante el "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central" y su protocolo, cada Gobierno otorgó el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico.

La EPR fue constituida en el año 1998 en la ciudad de Panamá. Sus oficinas gerenciales se instalaron en San José, Costa Rica, en Marzo de 2002, actualmente se encuentra en la fase de inversión de una línea de transmisión de 1785Km, 230 kV, a través de América Central (Proyecto SIEPAC).

Tiene por misión desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). Gestionar la infraestructura del SIEPAC con competitividad, seguridad, confiabilidad, calidad, en armonía con el medio ambiente y con criterios de responsabilidad social. Contribuir a la consolidación del Mercado Eléctrico Regional. Atender las necesidades futuras de la región mediante el crecimiento continuo de su capacidad de transmisión. Apoyar la formación de la red mesoamericana de fibras ópticas.

El siguiente cuadro resume la organización de la EPR.

Organización	Empresa Propietaria de la Red (EPR)
Características	Empresa de capital público o con participación privada, regida por el derecho privado
Accionistas	Compañías de Electricidad de cada país de América Central que son responsables por la transmisión nacional: <u>INDE</u> de Guatemala, <u>CEL</u> y <u>ETESAL</u> de El Salvador, <u>ENEE</u> de Honduras, <u>ENTRESA</u> de Nicaragua, <u>ICE</u> y <u>CNFL</u> de Costa Rica, <u>ETESA</u> de Panamá. Los accionistas extraregionales son <u>ENDESA</u> de España e <u>ISA</u> de Colombia.
Función	Desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países, denominado línea SIEPAC

5.3. OPERATORIA COMERCIAL DEL MER

El Diseño General del MER es el resultado de una importante labor regulatoria, y de armonización de marcos regulatorios sin precedentes en la región. Ha sido desarrollado teniendo como normativa fundamental el Tratado Marco que fue aprobado por representantes de los gobiernos en el Grupo Director, en mayo de 2000.

El Diseño General del MER establece lo siguiente:

- El MER es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.
- Los productos que se comercializarán en el MER son: energía eléctrica horaria, servicios de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación del sistema y administración del MER.
- Estos productos se transarán en el Mercado Regional de Contratos y en el Mercado Regional de Oportunidad.

Asociados a los intercambios de energía del MER, los participantes deberán abonar cargos de transmisión que incluyen 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

Para que la operación del MER resulte posible, las regulaciones nacionales de los países miembros deben prestar conformidad con los siguientes aspectos:

- a) Permitir las transacciones internacionales de energía eléctrica.
- b) Aplicar principios de no discriminación y reciprocidad respecto a las transacciones internacionales de energía eléctrica
- c) Permitir contratos entre agentes regionales
- d) Incorporar las transacciones internacionales en conjunto con las transacciones del predespacho nacional.
- e) Permitir la operación regional coordinada de las instalaciones nacionales pertenecientes a la RTR.
- f) Respetar criterios de calidad, seguridad y desempeño
- g) Permitir libre acceso y no discriminatorio, a las redes de transmisión nacional.
- h) Mantener los sistemas de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial, necesarios para la operación regional coordinada.
- i) Garantizar libre acceso a información sobre el MER y la RTR.
- j) Adoptar las medidas necesarias para garantizar los compromisos de pago en el MER.

5.3.1. MERCADO DE CONTRATOS REGIONAL (MCR)

El MCR está formado por un conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, celebrados entre agentes, junto con sus reglas de administración y despacho a nivel regional. Existen dos tipos principales de contratos:

- **Contratos Firmes:** Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora. Debe tener asociado un derecho de transmisión entre los nodos de inyección y retiro.
- **Contratos No Firmes:** Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora, y no afecta al predespacho de energía.

5.3.2. MERCADO DE OPORTUNIDAD REGIONAL (MOR)

El MOR es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía, para cada período de mercado (1 h) en los nodos de la RTR habilitados comercialmente. Las ofertas al MOR son informadas por los OS/OM de cada país miembro con base en las ofertas de sus agentes. Las transacciones físicas en el MOR son producto de un despacho regional y de la operación en tiempo real, y son las que posibilitan la optimización del despacho regional.

Las transacciones en el MOR se valoran aplicando un sistema de precios nodales que incluyen pérdidas y congestión. Los precios nodales son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la RTR.

Las transacciones en el MOR incluyen únicamente compra/ventas de energía a los precios nodales correspondientes, de acuerdo con el punto de venta y compra respectivo. No se incluye remuneración/pago asociado a potencia disponible/firme.

5.3.3. DESPACHO

Las transacciones en el MER y el uso de recursos de la RTR se programa de la siguiente forma:

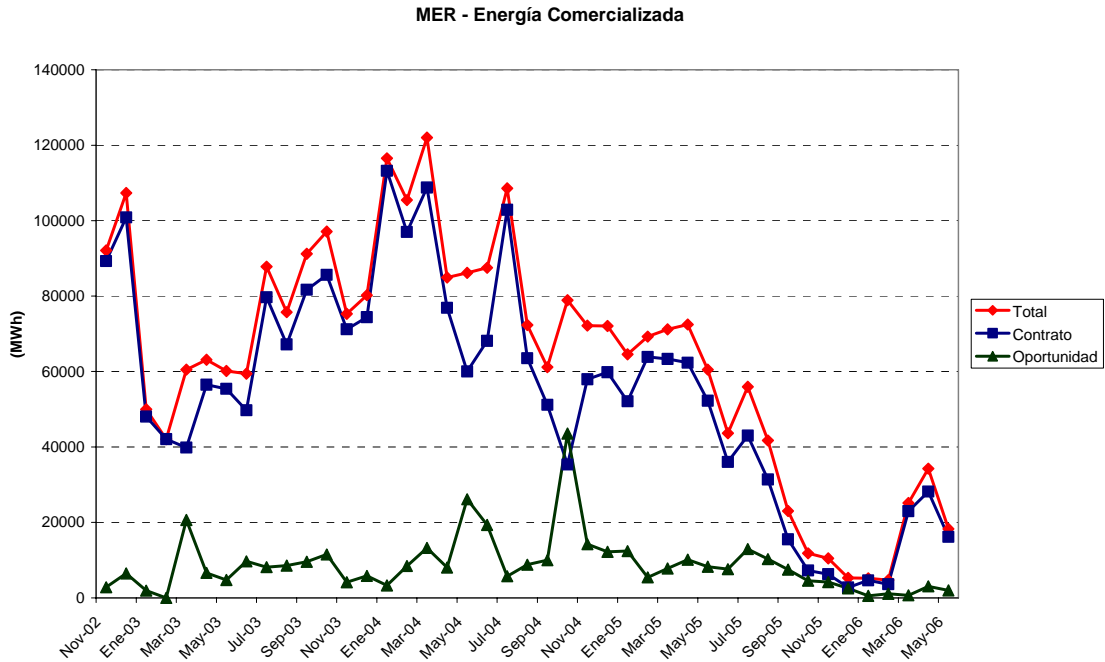
- a) Cada mercado nacional realiza un predespacho nacional de acuerdo a las reglas de cada país, sin considerar importaciones o exportaciones de energía eléctrica hacia o desde su respectiva área de control. Con base en dicho predespacho, los OS/OM respectivos informan al EOR las ofertas de oportunidad de inyección o retiro de energía, y los contratos regionales que se pretenden realizar entre los agentes del mercado.
- b) El EOR realiza el predespacho para cumplir con la función. objetivo de mínimo costo total, incluyendo pérdidas, para lo cual realiza un orden de mérito de las ofertas de inyección recibidas en sentido de precios crecientes, y un orden de mérito de las ofertas de retiro en orden de precios decrecientes. El precio al cual la oferta acumulada de inyección iguala a la oferta acumulada de retiro, define el precio de la energía en el MER y las transacciones de oportunidad que son aceptadas. En caso de existir una restricción de transporte activa (congestión) se utilizan las ofertas de inyección y retiro para equilibrar el mercado en cada subregión.

5.4. *INTERCAMBIOS DE ENERGÍA EN EL MER*

Los intercambios de energía entre los países de Centroamérica existían previo al inicio de operación del MER en el año 2002. Hasta esa fecha existían dos subsistemas. El subsistema Norte integrado por Guatemala y El Salvador y el subsistema Sur integrado por Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Ambos operaban en forma independiente debido a que no existía un vínculo eléctrico entre ellos.

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.

En la siguiente figura se muestra el total de energía intercambiada, distinguiendo en la que se realiza por medio de contratos y la que resulta de transacciones de oportunidad.



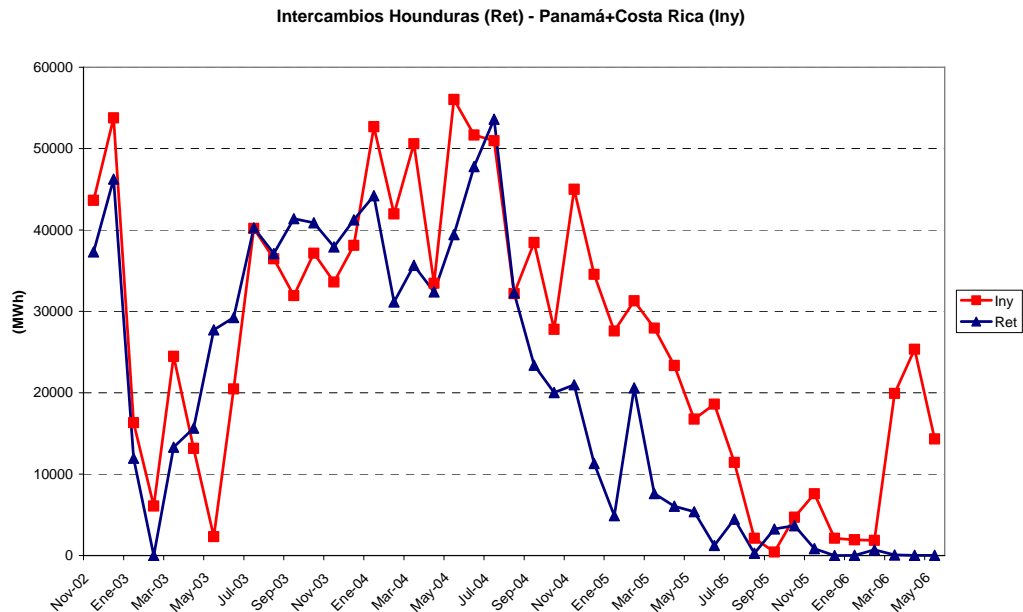
Se observan claramente dos períodos:

1. Desde Nov. 02 hasta Jul. 04.
2. Desde Jul. 04 hasta el presente

A continuación se analiza en detalle lo sucedido en ambos periodos.

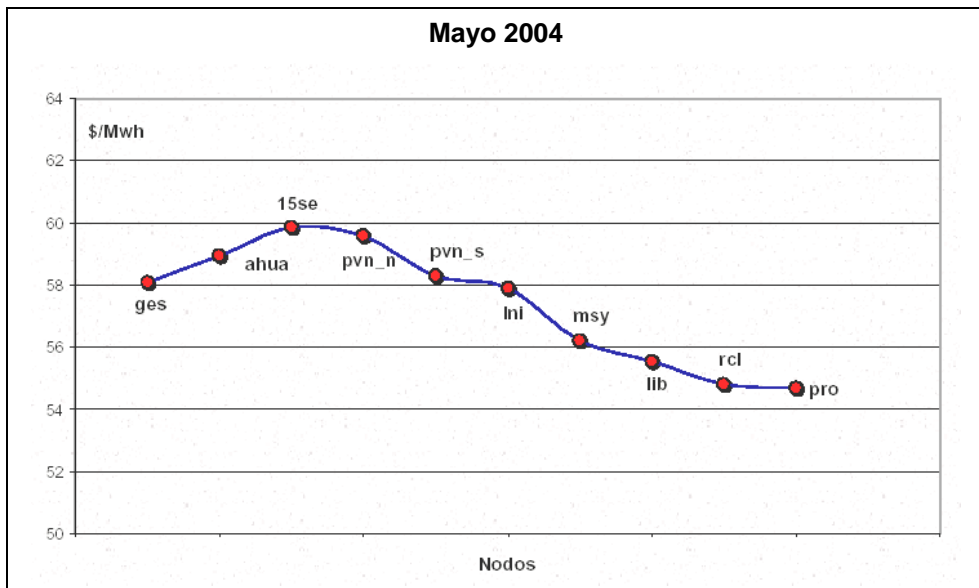
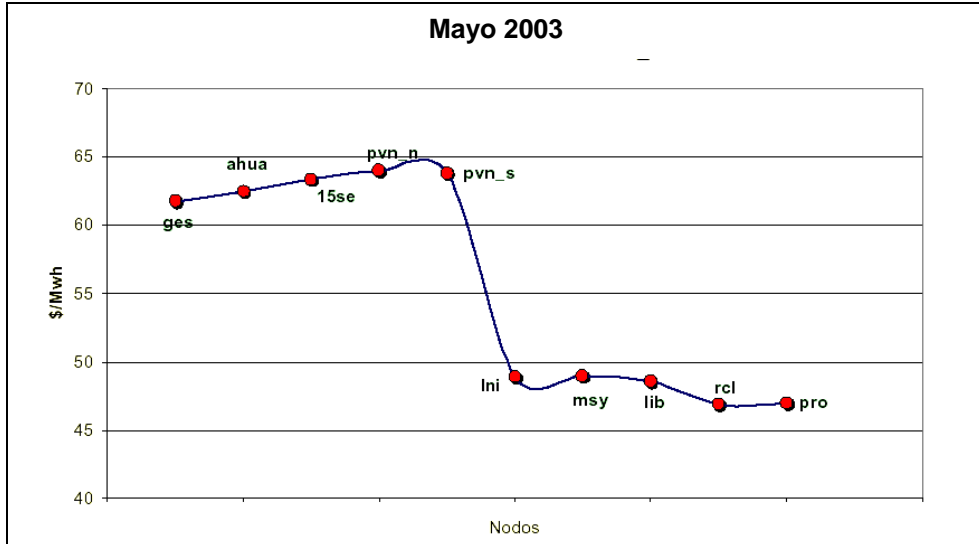
A) **PERIODO NOV. 02 HASTA JUL. 04.**

En este período los intercambios tuvieron un fuerte crecimiento, el cual estuvo asociado principalmente al abastecimiento de la demanda de Honduras desde Panamá y Costa Rica, siendo que en dicho período Honduras tenía déficit de generación propia.



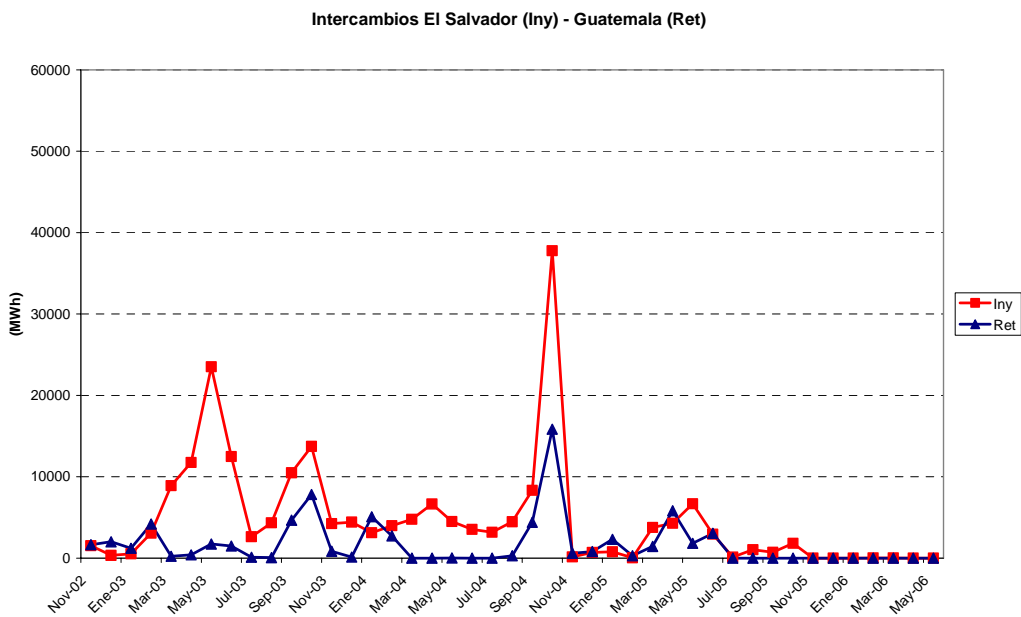
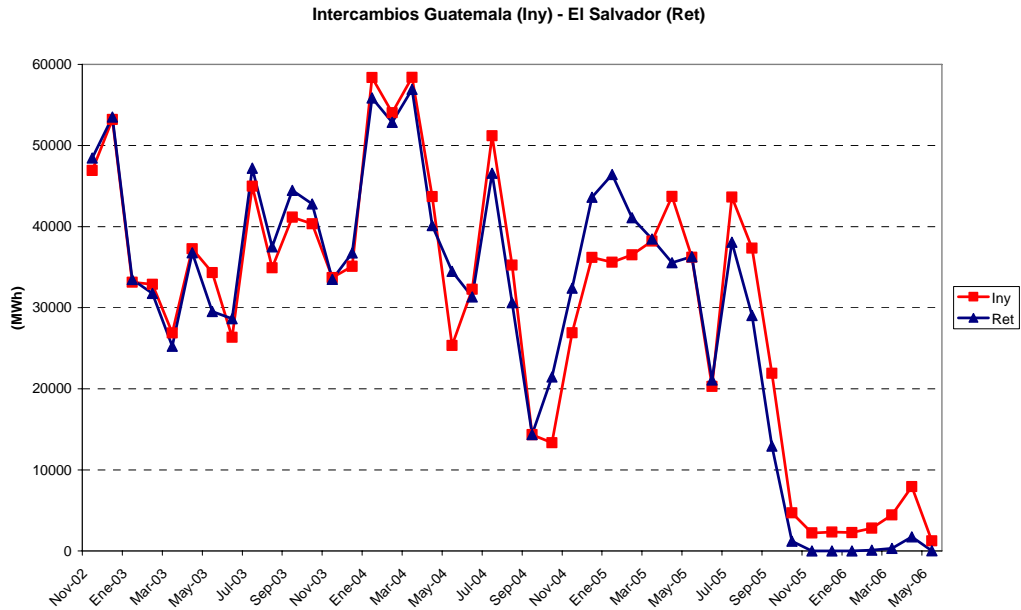
Los precios de la energía en dicho periodo mostraban también la situación de déficit de generación en Honduras, observándose los mayores precios en los nodos de la RTR correspondientes a Honduras (Pavana, Los Prados).

Precios de la Energía en nodos del RTR del MER (USD/MWh)



El flujo de energía desde Panamá y Costa Rica hacia Honduras se justifica, además, por la marcada diferencia de precios entre dichos mercados, lo cual demuestra el adecuado funcionamiento de las señales económicas en el MER.

En este periodo, otro intercambio significativo se dio entre los mercados de Guatemala. En todo el periodo el flujo de energía principal se dio desde Guatemala hacia El Salvador, tal como se muestra en las siguientes figuras.



La justificación de este hecho debe buscarse en las características particulares del marco regulatorio vigente en los mercados eléctricos de Guatemala y El Salvador, que produjo como resultado que se instale en Guatemala capacidad firme de generación destinada al abastecimiento de demanda de El Salvador.

Por su diseño, los mercados eléctricos de Guatemala y El Salvador son muy diferentes.

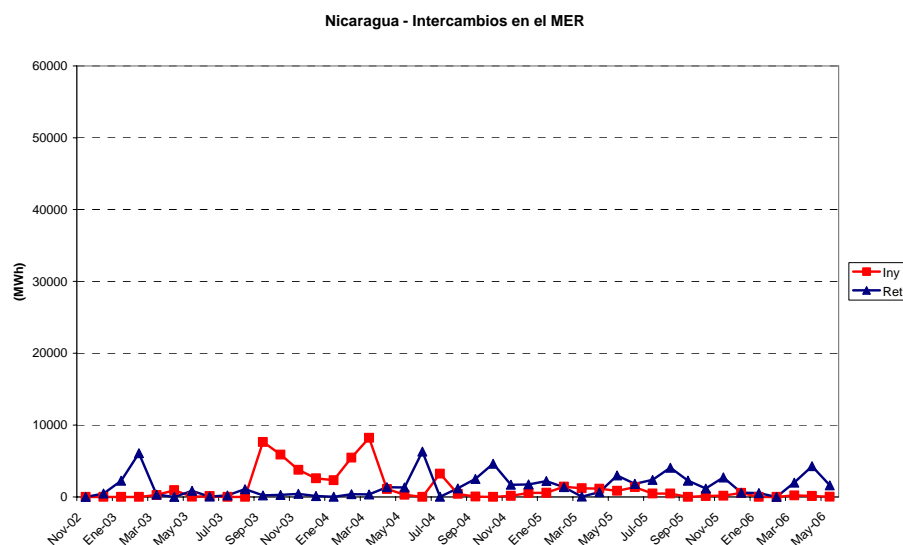
- Guatemala:** Es un mercado donde el precio de la energía en cada hora es igual al costo marginal de producción. Los generadores, cada semana, informan al AMM sus costos variables de producción/valor del agua. El AMM ordena los valores informados en forma creciente (orden de mérito), en base a lo cual define el despacho de generación de cada hora. Resultan produciendo las centrales disponibles de menor costo variable de producción, hasta cubrir la totalidad de la

demanda más pérdidas dentro de las restricciones impuestas por el sistema de transporte, el parque de generación y la confiabilidad del sistema. El precio de la energía en cada hora resulta igual al costo variable de producción/valor del agua de la planta de mayor costo variable que resultó generando. Los generadores son compensados por la producción vendida en el mercado spot, valorizada al precio de la energía calculado conforme el procedimiento antes indicado. Existe además, una remuneración por potencia que les permite cubrir parte de sus costos fijos, permitiendo ello reducir riesgos asociados a la volatilidad de precios de energía. Existe un mercado de contratos, de tipo financiero, libremente pactados entre generadores y consumidores, donde se acuerdan la energía y potencia firme contratada y los precios correspondientes a ambos productos.

- **El Salvador:** Es un mercado donde los generadores y consumidores que participan del mercado, ofrecen su disposición a comprar y vender energía en cada hora en el denominado Mercado Regulador del Sistema (MRS), y el precio mínimo al que están dispuestos a hacerlo (ofertas incrementales/decrementales). Las ofertas se realizan el día anterior y son válidas para cada hora del día siguiente. Las ofertas recibidas son ordenadas en sentido creciente hasta igualar demanda con oferta que participa del MRS. La última oferta aceptada define el precio de la energía en el MRS. Los generadores que venden energía en este mercado son compensados por su producción horaria, únicamente por el concepto de ventas de energía. No existe remuneración por capacidad. Existe además un mercado de contratos de tipo físico, con opción a financiero, donde las partes acuerdan cantidades y precios. El precio de la energía en el MRS es trasladado a las tarifas de los clientes finales de las empresas distribuidoras.

Las diferencias antes indicadas, dieron como origen que inversores en nueva generación prefiriesen instalar las nuevas plantas en Guatemala para exportar luego a El Salvador, por medio de contratos suscritos con empresas de ese país, siendo éste el origen del flujo de energía exportador de Guatemala a El Salvador.

Otro caso particular es el de Nicaragua. La siguiente figura muestra los intercambios de Nicaragua de importación (Ret) y exportación (Iny).



Se observa que Nicaragua, prácticamente no ha participado del MER. Se entiende que esto es consecuencia directa de las decisiones tomadas por sus autoridades sectoriales, y no, por problemas asociados a su marco regulatorio y/o por el diseño del MER.

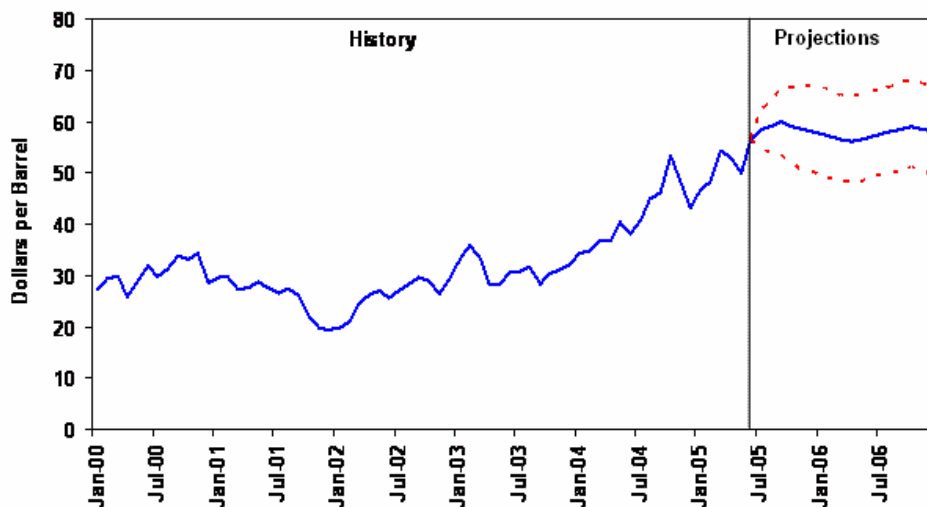
Como conclusión de lo antes indicado, se puede afirmar que el diseño de los marcos regulatorios de los países integrantes del MER, puede llegar a tener un impacto significativo en el funcionamiento del MER aún cuando por diseño del MER, se ha buscado que el mismo tenga una operación independiente respecto de los mercados de los países que lo integran.

B) PERIODO JUL. 04. HASTA EL PRESENTE

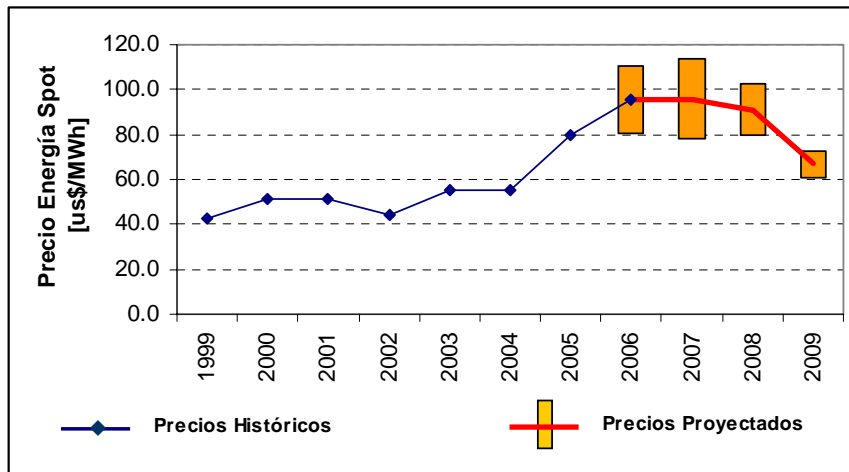
Este período está caracterizado por el impacto que el incremento de precios del petróleo produjo a nivel de los mercados eléctricos de Centroamérica. En efecto, la mayor parte de la generación térmica de Centroamérica utiliza combustibles líquidos (FO #2, FO #6) para la producción de energía. Esto produce que los precios de la energía tengan una directa relación con los precios del petróleo (WTI).

Desde mediados de 2004 los precios del petróleo muestran una tendencia creciente, haciendo que los mismos prácticamente se hayan duplicado respecto de los vigentes en el período 2000-2003. La siguiente figura muestra la variación de precios de petróleo ocurrida entre enero de 2000 y Junio de 2005, y los efectos que produjo sobre los precios de la energía en el mercado mayorista de Panamá, observándose la directa relación existente entre precios de la energía y WTI antes comentada.

Precios Históricos y proyectados del WTI (EIA-DOE Set. 2005)

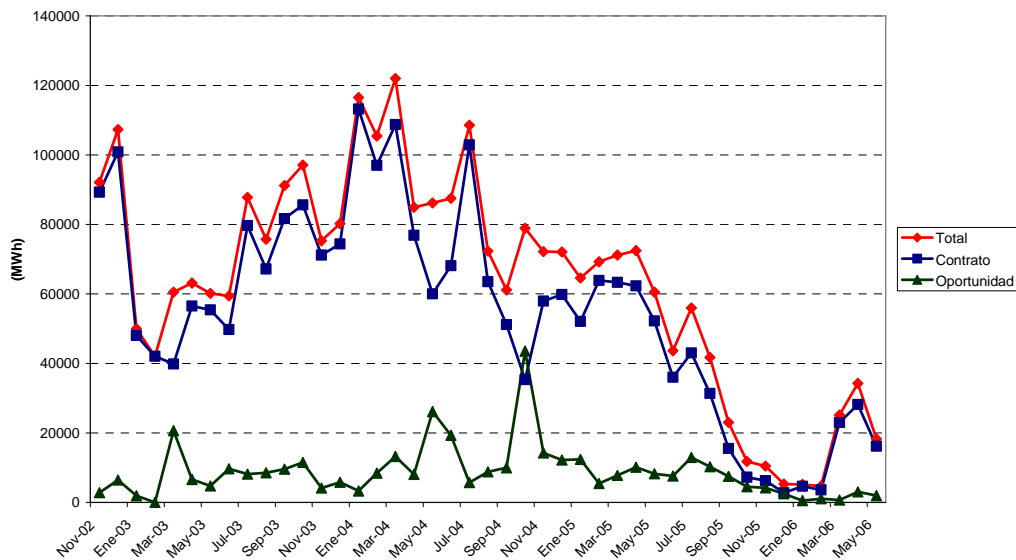


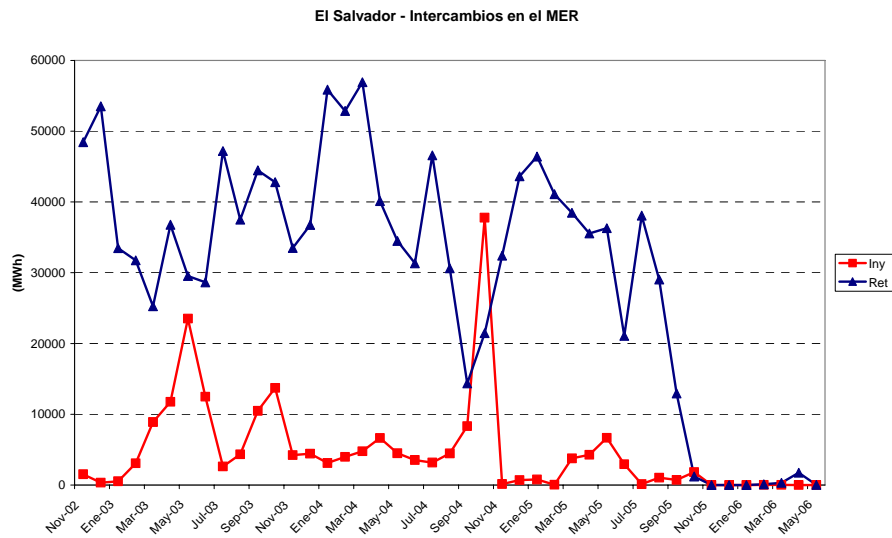
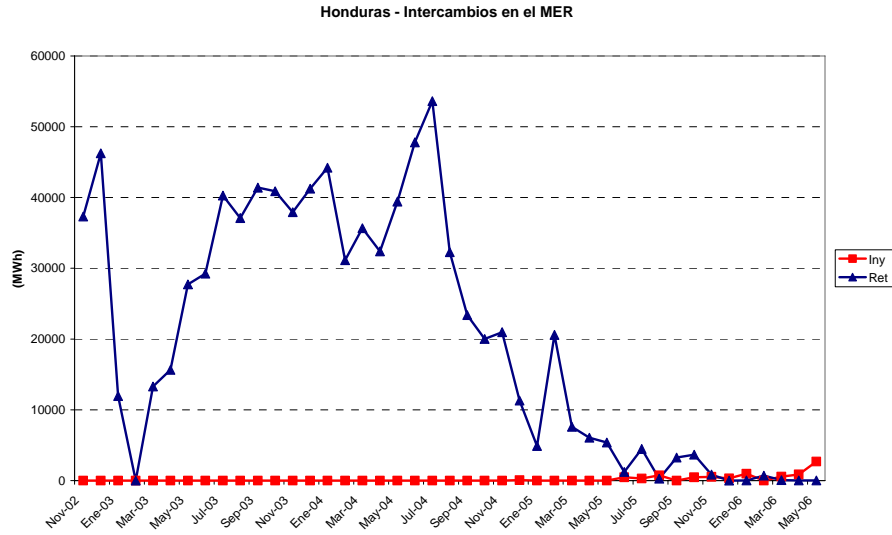
Precios de la energía en el mercado spot del MME de Panamá



El incremento resultante de precios de la energía en los mercados nacionales produjo efectos adversos sobre el funcionamiento del MER. Los dos mercados históricamente compradores (Honduras y El Salvador), redujeron al mínimo sus intercambios, buscando reducir con ello los precios de la energía en el mercado nacional, lo que produjo una significativa reducción de las transacciones existentes en el MER. Se produjeron además, modificaciones en los marcos regulatorios, que dieron como resultado que los mercados se “cierren” y dejen de existir prácticamente intercambios en el MER.

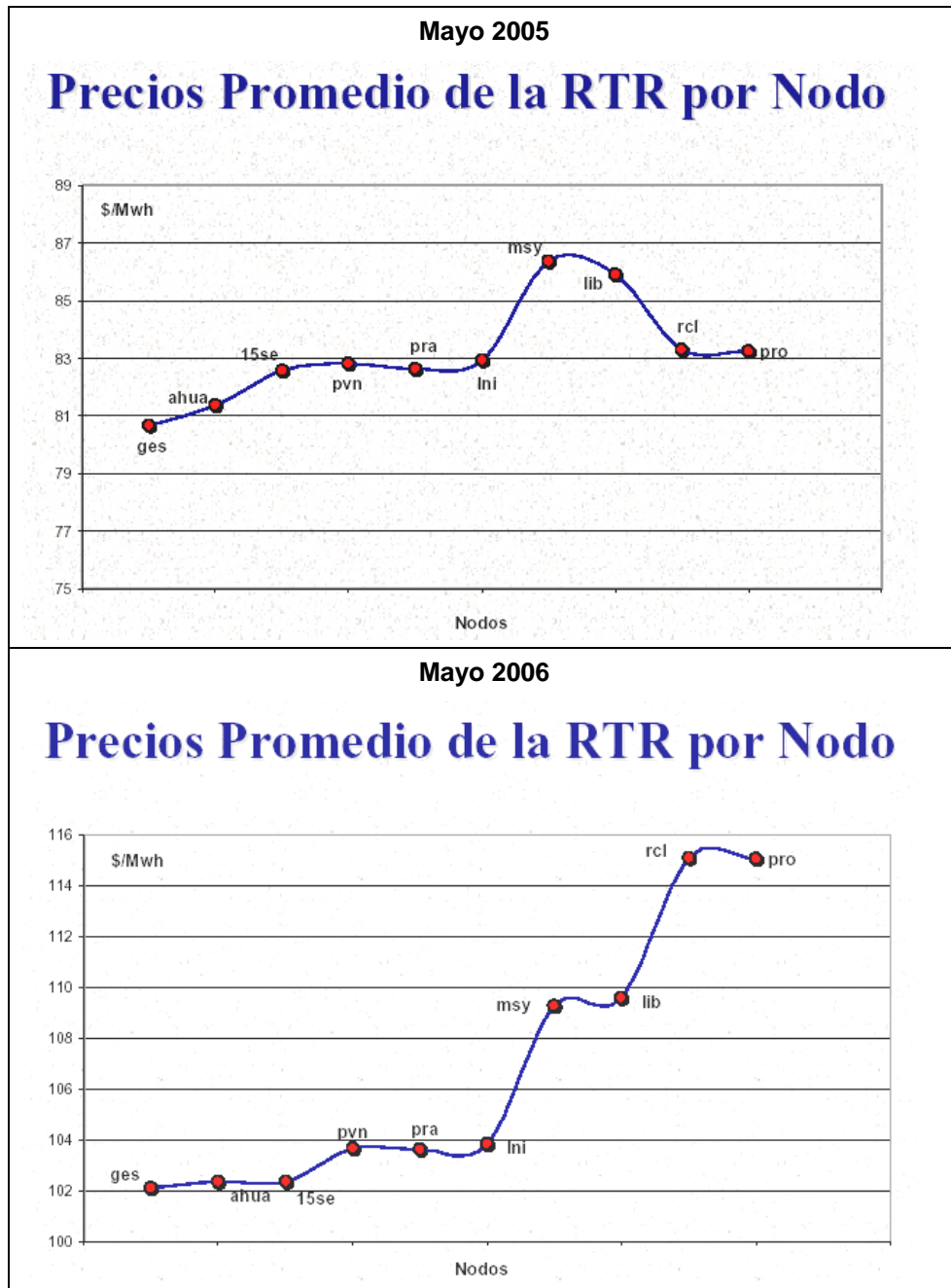
MER - Energía Comercializada





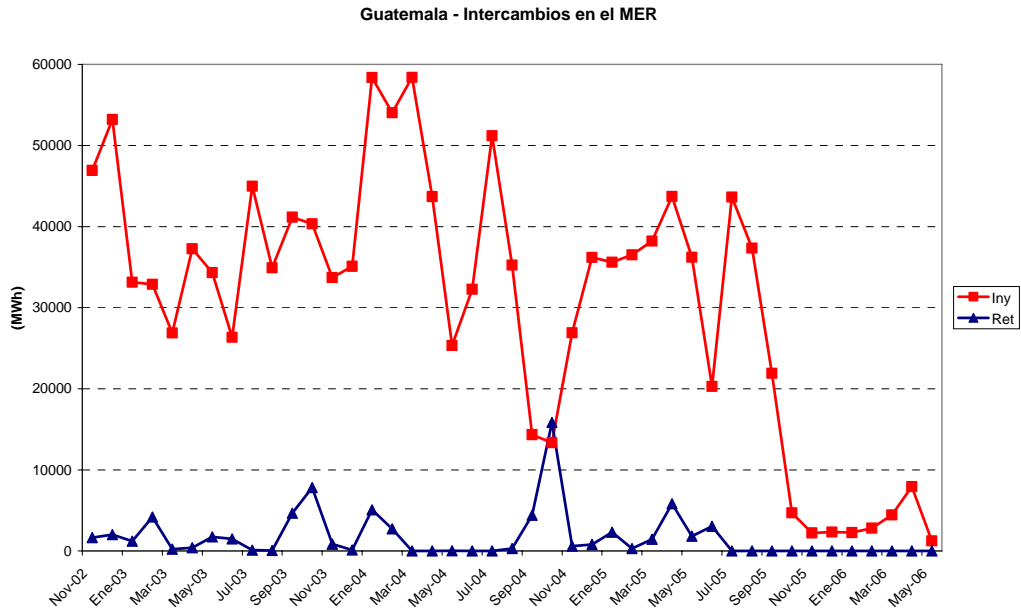
Los precios de la energía en los diferentes nodos de la RTR del MER muestran los efectos del cierre de los mercados nacionales antes comentados. Las siguientes figuras muestran los precios resultantes en el MER en mayo de 2005 y mayo de 2006.

Precios de la Energía en nodos del RTR del MER (USD/MWh)

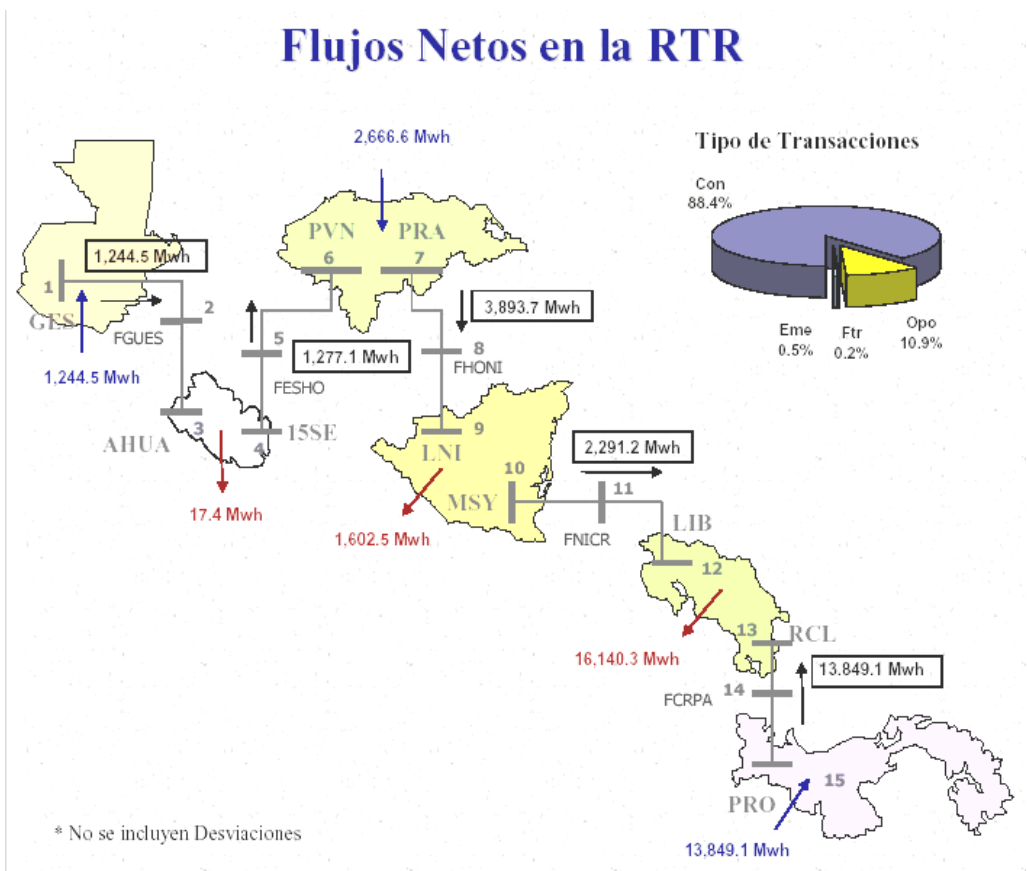


Se observa precios de la energía de características muy diferentes a los previamente comentados para el período 2002–2004. Ahora los mayores precios se dan en Panamá y Costa Rica, mostrando que existe falta de energía en estos mercados.

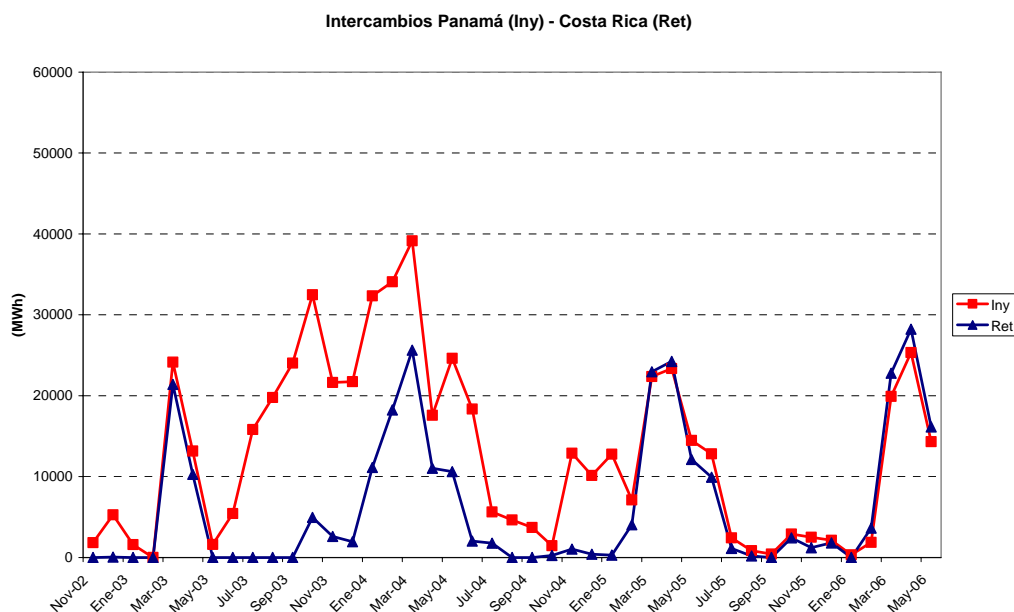
Sin embargo, las señales económicas producidas por los precios de la energía, no producen el efecto esperado sobre los flujos de importación/exportación. En efecto, Guatemala tiene los menores precios de la energía de la región y, sin embargo, no exporta energía a Costa Rica y Panamá. La siguiente figura muestra las inyecciones de energía de Guatemala, de donde resulta evidente que Guatemala ha adoptado también decisiones que producen un cierre del mercado.



Cabe destacar, que las limitaciones en los intercambios antes comentadas no están relacionadas con límites de transporte sobre la RTR, tal como se observa en la siguiente figura correspondiente a mayo de 2006, donde las exportaciones del área Norte (Guatemala, El Salvador, Honduras) hacia el área SUR (Nicaragua, Costa Rica, Panamá) se limitan a menos de 4000 MWh, lo que representa una potencia media de 5.4 MW!!! .



En el año 2006 los únicos intercambios significativos han sido entre Panamá (Iny) y Costa Rica (Ret), tal como se observa en la siguiente figura.



6. ANÁLISIS CRÍTICO DE LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN REGIONAL.

Las experiencias de integración energética en la CAN, el MERCOSUR y en el MER de Centroamérica, muestran procesos de integración que se han ido incrementando y consolidando en los últimos años, lo cual constituye una clara indicación del éxito de tales procesos y de que aportan beneficios a los países involucrados.

Sin embargo, es necesario también reconocer los principales obstáculos que dicha experiencia ha puesto de manifiesto, para poder diagramar estrategias para la consolidación de los procesos a futuro.

Los elementos críticos que el CIER 03 destacó de las bases, sobre las que deben ser cimentadas las interconexiones, han quedado demostrados en la experiencia de las integraciones.

La falta de institucionalidad del MERCOSUR ha quedado destacada cuando la crisis de Brasil y, posteriormente la de Argentina, introdujeron afectaciones al comercio regional de energéticos. Sin la institucionalidad requerida, ante situaciones de crisis no se puede resolver adecuadamente la relaciones comerciales entre los agentes de los países.

Del mismo modo, valen algunos conceptos de regulación eficiente que se han detallado profundamente en los trabajos del CIER 03, y que han afectado el comercio eficiente en la región CAN.

El Proyecto CIER 03 dio algunas directrices de las mejores técnicas para el establecimiento de acuerdos regionales, que en muchos casos no se han cumplido y fueron los que hicieron que los intercambios no hayan superado situaciones críticas de máxima exigencia comercial.

Hay algunos elementos, que no se han analizado oportunamente, y que es conveniente desarrollar respecto a cuáles debiesen ser los lineamientos de los acuerdos, especialmente en la renta de congestión, los cargos fijos y la realización de contratos.

Es de resaltar que esto no tiene relación con la equidad de los acuerdos comerciales ya realizados, debido a que los beneficios de cualquier interconexión sólo pueden ser realizados ex ante, comparando las diferentes alternativas que tienen las partes

6.1. RENTA DE CONGESTIÓN

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.

Renta x Congestión [\$] : Energía Exportada x (PE Imp – PE Exp)

En la CAN las rentas por congestión se asignan al país exportador. Esto es así porque de acuerdo con el mecanismo utilizado para las TIE, la oferta del país exportador es considerada como un generador en el país importador, siendo remunerado por la energía exportada al costo marginal de ese país.

En el MERCOSUR las transacciones más significativas de energía se realizan por contratos que pueden ser de corto o largo plazo, y que pueden involucrar seguridad de abastecimiento. En tales condiciones, el concepto de renta por congestión no aparece en forma explícita ya que los intercambios de energía no requieren la compra-venta de energía a costos marginales de ambos mercados.

En este caso la asignación de renta por congestión debe buscarse implícita en los precios de los contratos, lo cual a su vez depende de la forma en que se realizó la contratación de energía.

En el caso de la experiencia resultante de los contratos de exportación de energía eléctrica, de Argentina a Brasil (el más importante de los existentes), los generadores que participaron de la licitación ofrecieron precios muy similares a los esperados en el MEM de Argentina aún en un contexto donde Brasil atravesaba una crisis energética por insuficiente generación hidráulica que motivo fuertes medidas para control de la demanda. Desde el punto de vista de las rentas por congestión esto parecería significar que la misma quedó del lado del país importador (Brasil) ya que el precio obtenido es similar al precio al cual compra la energía la demanda de Argentina.

Los contratos de importación en Brasil son considerados como un generador adicional del sistema en forma muy similar a lo antes indicado para los intercambios en la CAN. Esto parecería significar que la renta de congestión quedó del lado de Argentina lo cual contradice lo indicado en el párrafo anterior.

Lo que realmente sucedió es que la renta de congestión, o al menos una porción de la misma, quedó en poder del comercializador de importación / exportación. Hay que entender que esto no necesariamente le significa una renta extraordinaria toda vez que es el comercializador quien tomó a su cargo los costos de inversión de la interconexión de 2000 MW entre Argentina y Brasil

En el caso de las exportaciones desde Argentina a Uruguay el precio de la energía contratada con generadores del MEM es similar al precio de compra de la demanda argentina lo cual es indicativo que la renta por congestión quedó en este caso del lado de Uruguay.

La exportación de energía desde Argentina a Chile es particular, por lo cual no es comparable con las anteriores. En este caso se trata de un generador localizado en Argentina que vende su producción en el SING de Chile. Dicho generador vende su producción a los precios de la energía en Chile, lo cual podría indicar que obtiene para sí la renta por congestión. Sin embargo, dado que los sistemas eléctricos de Chile y Argentina no se encuentran físicamente interconectados, no existe renta por congestión toda vez que no hay posibilidad de compra/venta de la energía exportada en los mercados spot. En tal situación el generador no tiene un mercado alternativo donde vender su producción y, por lo tanto, está “cautivo” del único mercado donde puede comercializar su producción (el SING de Chile).

En el MER de Centroamérica existen rentas por congestión que se asignan a los titulares de los derechos de congestión y por lo tanto no son patrimonio de un determinado país.

También en la experiencia internacional existen varias maneras de asignar las rentas por congestión y los cargos de transmisión de las interconexiones internacionales:

Un primer enfoque consiste en procurar regular las líneas internacionales de interconexión de la forma más similar, posible, al resto del sistema, justificándose su desarrollo y su acceso de acuerdo a las reglas de beneficio común del sistema. Es decir, asignar los costos fijos a toda la demanda o a aquellos que la usan en forma específica.

Un ejemplo significativo de este enfoque son las propuestas que se están considerando para el Mercado Interior de Electricidad en la Unión Europea. El acceso a las líneas de interconexión existentes, y las que en el futuro se desarrollen, no requiere de un pago explícito por uso, salvo en el caso de que existan conflictos por la saturación de la línea. En ese caso es común subastar la capacidad y cargar el pago resultante a los ganadores de la subasta que tiene así derechos financieros de congestión. Dicha subasta se organiza en tiempo y forma de manera que ningún agente pueda acaparar la capacidad de la línea y la renta que se produce por congestión.

La principal ventaja de este enfoque es que se consigue un marco regulador para las interconexiones internacionales, coherente con el del resto del sistema, y que se sientan las bases para un desarrollo y uso eficiente, y transparente de las mismas. Su principal desventaja es que se trata de un enfoque que descansa fuertemente en la capacidad técnica de los Operadores del Sistema, y en la ecuanimidad y voluntad de los organismos reguladores de los distintos países, que han de ponerse de acuerdo entre sí cuando sea necesario, para desarrollar una capacidad de transmisión bien adaptada.

El segundo enfoque en cuanto a la regulación del acceso a interconexiones internacionales corresponde a aquellos casos en los que el desarrollo de dichas interconexiones se encuentra mucho más orientado al impulso de iniciativas privadas, que tratan de capturar un beneficio por interconectar dos sistemas que presentan precios distintos. El riesgo en este caso lo corren los propietarios de la línea y las interconexiones no resultan de una planificación coordinada. En estos casos, los derechos de acceso corresponden a los propietarios de las líneas, que pueden optar por poner a disposición del resto de los agentes la capacidad remanente de las líneas que no vayan a utilizar, a cambio de cargos por peaje.

Este enfoque tiene la ventaja de permitir y fomentar la participación de iniciativas privadas como incentivo para construir refuerzos entre países, sobre todo cuando es difícil imaginar que se den las condiciones para que estas iniciativas sean el fruto del impulso conjunto de organismos oficiales de varios países que tienen que llegar a acuerdos siempre difíciles.

Sin embargo, presenta también problemas. Normalmente en este tipo de enfoque los peajes por uso de las líneas de conexión internacional conllevan un pago por uso, es decir un pago por la energía circulada, lo que frecuentemente conduce a pérdidas de eficiencia en el mercado mayorista. En efecto, contradice el principio de que los cargos de red a sus usuarios, aparte de los precios nodales, deberían proveer fundamentalmente señales de largo plazo (término de potencia), y no de corto plazo (término de energía), pues éstas pueden introducir distorsiones en la operación de mínimo costo de los mercados. Además cuando la interconexión entre dos sistemas no es única, sino que existen varias líneas o “camino” posibles, la determinación del uso de una línea concreta tiene poco sentido ya que los flujos circulan repartidos entre todas ellas de acuerdo a las relaciones determinadas por las leyes físicas (impedancias). En estas circunstancias los contratos punto a punto parecen ser superiores a los contratos basados en “camino prefijados de flujo” con derechos de paso en las correspondientes “flow gates” o interconexiones.

En esta última alternativa los inversores deciden hacer una interconexión y capturan los beneficios que la misma da, y la contraprestación del riesgo es capturar los beneficios de la congestión.

Cuando la interconexión se decide, en cambio, por el beneficio común, como en Europa, la congestión es un costo adicional que deben abonar ambos países por no tener suficiente capacidad de transmisión y, en consecuencia, la renta que se puede obtener de la misma reduce los costos que tienen que abonar los sistemas de transmisión.

La relación entre cargos fijos (o pago de las inversiones) y la asignación de las rentas de congestión no siempre es directa, porque la asignación de los cargos fijos no corresponde a la teoría marginalista, sino que es un agregado adicional como el pago de capacidad, que debe hacerse para cumplir con los requerimientos remuneratorios del transportista.

Luego la misma arbitrariedad, o en otros términos, el mismo criterio de practicidad, que es un buen balance entre equidad y eficiencia, debiese aplicarse a la asignación de rentas de congestión.

Es así que se asignan rentas de congestión:

- A reducir los cargos estampillados de transmisión del sistema
- A financiar las ampliaciones de transmisión: Argentina
- A reducir el costo de la congestión a los generadores afectados: Brasil
- A los propietarios de la transmisión a riesgo: Australia, Argentina interconexiones internacionales

El proceso de asignación de las rentas de congestión debiese considerar clave los dos elementos siguientes:

- La responsabilidad en el pago de los cargos fijos
- La eficiencia y la equidad en la asignación de la renta
- La equidad en la asignación del resto de los cargos fijos del sistema

Este último punto indica que no puede hacerse un análisis sin considerar globalmente la equidad en el tratamiento de las ventas y compras por la interconexión, y para ello es necesario responder a las siguientes preguntas:

- ¿quién asume los cargos fijos de cada sistema de transmisión? ¿Esos cargos fijos se cobran al otro sistema? ¿Es eficiente o equitativo ese cobro?
- Ídem los producidos por generación forzada
- ¿Qué incrementos en el costo marginal de largo plazo – de existir-, existe en cada sistema por la exportación? ¿Qué beneficios se obtiene en el despacho del sistema por una interconexión en el mejor uso de los activos de generación hidráulica y térmica?

Otro aspecto a considerar está relacionado con los mecanismos de competencia ligados a los intercambios de importación/exportación y sus efectos sobre la asignación de la renta por congestión.

Si existen a ambos lados de las interconexiones mercados maduros donde se den adecuados mecanismos de competencia, puede resultar indiferente a cuál de los mercados o agentes del mercado se asigne la renta por congestión, toda vez que en tal situación los mercados evolucionarán de forma tal que los montos obtenidos por renta por congestión tiendan a ser iguales a los costos de inversión, más los riesgos asociados por volatilidad de la renta por congestión.

En cambio cuando no se dan dichos mecanismos de competencia, o durante el transitorio de adecuación de los mercados nacionales, hasta que ambos lleguen a sus respectivos costos marginales de largo plazo, la opción más conveniente de asignación de la renta por congestión depende de aspectos tales como equidad y la capacidad de cada país de afrontar los costos de la integración energética. A modo de ejemplo, si la renta se asigna al país exportador y esto produce que se minimice el tiempo del transitorio haciendo que se integren más rápidamente los sistemas, significará beneficios mayores para el país importador aún cuando nunca haya recibido para sí la renta por congestión.

6.2. CARGOS FIJOS: PEAJES DE ACCESO

La teoría marginalista indica que debería haber un flujo por la interconexión toda vez que exista capacidad de transporte, y una diferencia de costos marginales entre ambos extremos de la interconexión.

Las experiencias de integración de los países de la CAN, el MERCOSUR y el MER de Centroamérica antes comentadas, muestran que en la práctica pueden existir diferentes formas de intercambio (TIE, contratos, mercados superpuestos) cada una de ellas con sus particularidades y justificación técnica y conceptual.

En este último sentido, el conceptual, los intercambios de importación/exportación en función de costos marginales en ambos extremos de la interconexión, son los que en teoría permiten maximizar los beneficios de la integración energética.

Bajo este esquema, un problema a resolver es el tratamiento regulatorio que se le da a los costos fijos dentro de los intercambios de importación/exportación tales como, por ejemplo, el pago por capacidad que se realiza en algunos mercados y el pago por uso de los sistemas de transporte.

En las TIE entre Ecuador y Colombia se adoptó como criterio incluir dentro de los costos marginales costos fijos (energizados) de los sistemas involucrados.

Al respecto caben los siguientes comentarios:

- Los cargos de transmisión tienen un alto componente de tipo fijo, ya que su objeto es remunerar en forma eficiente al servicio de transporte prestado por medio de las redes de cada país. De todos los costos que tiene la transmisión de energía, sólo una parte de los mismos dependen del flujo de energía por la interconexión. Son los correspondientes a pérdidas y congestión en la red nacional. Otros costos, como por ejemplo recuperación de costos de inversión y OyM, no tienen una variación directamente asociada a los flujos de intercambio de importación/exportación y menos aún, a variaciones de corto plazo de dichos flujos.

Es así que si se incluyen costos fijos (energizados) como parte de los costos marginales pueden suceder dos casos extremos:

1. La diferencia entre los costos marginales permite absorber los costos fijos energizados permitiendo que existan los intercambios de importación/exportación. En tal caso no hay problemas, ya que se logra igualmente la optimización de los recursos energéticos.
2. La diferencia entre los costos marginales no permite absorber los costos fijos energizados asignados al intercambio. En este caso, no existen intercambios de energía y, por lo tanto, se pierden los beneficios de la integración y se generan sobrecostos en los sistemas, ya que un menor volumen de energía comercializada debe cubrir los costos fijos del sistema.

Este último caso no es deseable que ocurra, por lo que, es necesario definir procedimientos de asignación de costos fijos a los intercambios de energía de importación/exportación que den como resultado que no se modifiquen los costos marginales en ambos extremos de la interconexión.

Estos mismos conceptos se pueden aplicar a los cargos por capacidad que debiese asegurar las necesidades de potencia firme de los países importadores, y que no debiese ser incluido en los precios marginales del intercambio.

Alternativas para resolver estos problemas, pueden haber de diferentes tipos en función del marco regulatorio de los países involucrados. Una posible estrategia para ello es la solución adoptada en el MER donde los intercambios se realizan en función de precios ofertados por energía, donde dichos precios tienen incluidos todos los conceptos y no reflejan necesariamente costos. Otra alternativa es hacer que del total recaudado en concepto de cargos por congestión, una parte se utilice para cubrir costos fijos de ambos sistemas (peajes, cargos de capacidad asociados a los intercambios de energía) y sólo la parte residual se asigne a los países como renta por congestión

6.3. CONTRATOS ENTRE AGENTES

Disponer de energía firme de un país, para abastecimiento de demanda de otro país vía una interconexión internacional, requiere elementos comerciales que asignen adecuadamente los riesgos de la operación:

- **El productor:** requiere garantizar que podrá recuperar los costos de la inversión con riesgos razonables y acotados y, en lo posible, que sean “*administrables*” es decir que pueda tomar recaudos para su mitigación.
- **La demanda:** necesita comprar energía a costos competitivos y tener seguridad de abastecimiento, es decir que su demanda deberá ser abastecida en todo momento.

Una alternativa posible, tanto para los productores como para la demanda, es comprar y vender en el mercado spot nacional, lo cual, si las condiciones de competencia son adecuadas, les asegura vender y comprar a costos económicos, pero en cambio no se logra la garantía de abastecimiento de la demanda y los ingresos del generador resultan volátiles.

Un instrumento idóneo para lograr los objetivos buscados es la contratación de energía a un precio competitivo y con garantía de abastecimiento por parte del productor. Para el productor el contrato le asegura sus ingresos, con mínima volatilidad, y los riesgos están limitados a su propia indisponibilidad, es decir que el riesgo es administrable. Para la demanda el contrato le significa comprar energía a un precio conocido y competitivo, y obtener garantía de suministro toda vez que se pueden establecer en el contratos penalidades en caso de incumplimientos del generador que compensan los mayores costos de la demanda.

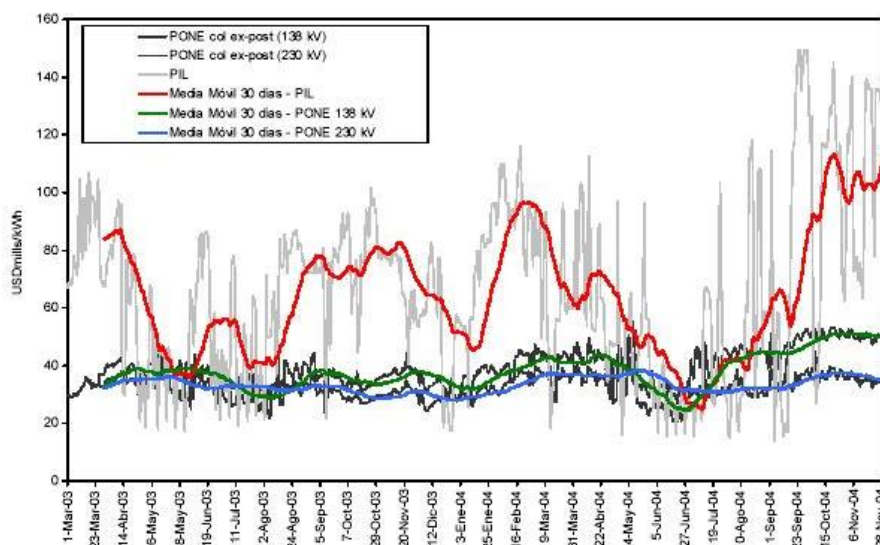
Lo antes indicado es cierto mientras no existan limitaciones impuestas por la red de transporte que originen diferencias de costos marginales entre el nodo del productor y el nodo de la demanda (congestión).

Cuando esto sucede se altera la ecuación económica del contrato ya que, una de las partes (o ambas) tendrá que cubrir los costos de congestión lo que puede incrementar el precio de la energía para la demanda y/o reducir el precio de venta de la energía por parte del productor.

Esta situación introduce riesgos significativos cuando el productor y la demanda se encuentran en diferentes mercados y la transacción del contrato implica un flujo de energía por la interconexión entre ambos mercados.

En efecto, dado que en general la capacidad de transporte de una interconexión internacional tiene una capacidad limitada, comparada con la demanda y oferta de los países que interconecta, y que existen diferencias estructurales entre dichos países (motivo por el cual se interconectan), esto produce que prácticamente en todo momento los precios de la energía en ambos extremos de una interconexión resulten diferentes. A modo de ejemplo, la siguiente figura presenta la evolución en el tiempo de los precios de la energía en ambos extremos de la interconexión entre Colombia y Ecuador, donde se observa lo antes comentado.

Interconexión Colombia – Ecuador – Precios de la energía



Para cubrir este riesgo se han puesto en práctica instrumentos comerciales que buscan asignar adecuadamente los costos de congestión, de forma tal que resulten posibles los contratos entre agentes de diferentes países por medio de una interconexión internacional. Existen varias formas comerciales entre las que se destacan:

- **Financieros:** el tenedor puede percibir los cargos por congestión que se originan en la línea sobre la que se ejerce el derecho. Los Derechos Financieros, tienen la ventaja de su total compatibilidad con el libre acceso a la red de transmisión, con el despacho económico y los contratos bilaterales. Desde un punto de vista económico, (cash flow del titular del derecho) no son distinguibles de los derechos físicos, salvo en condiciones de racionamiento.
- **Físicos:** implican para el tenedor la prioridad de uso de la interconexión.

En las interconexiones de la CAN y el MERCOSUR no se han implementado estas figuras comerciales, mientras que está previsto que la misma se aplique a futuro en el MER.

La no existencia de estas figuras comerciales en algunas de sus variantes, puede limitar seriamente obtener beneficios de la integración energética, por lo que se recomienda su inclusión dentro de los respectivos marcos regulatorios.

7. PANORAMA REGIONAL Y ESCENARIOS DE INTEGRACIÓN

7.1. BOLIVIA

En Bolivia se suscitó una serie muy grande de conflictos sociales, los cuales derivaron en cambios de 2 Presidentes de la República y 7 Ministros de Hidrocarburos en menos de 3 años. La bandera política de estos cambios ha sido la riqueza de Bolivia en cuanto se refiere a sus reservas probadas y probables de gas natural, las cuales son las segundas mayores en Sudamérica, Centroamérica y el Caribe. Las formas aceptables de aprovechamiento de la riqueza de este energético han resultado el centro de las discusiones políticas en un país cuya pobreza alcanza al 63% de la población. Se evaluó la posible exportación de gas natural licuado por parte de Bolivia a los EE.UU. a través de Chile, país vecino de Bolivia, con el cual existen los mayores problemas geopolíticos por la pérdida de la salida al mar de Bolivia como resultado de un conflicto armado que involucró a Bolivia, Chile y Perú en el siglo pasado. A esto se sumó la política de “Gas por Mar” y un referéndum donde fue establecida la “nacionalización de la explotación de los hidrocarburos”, y cuya instrumentación está a cargo del actual gobierno de Bolivia.

Con la reactivación de la empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la nacionalización de los hidrocarburos, se ha modificado sustancialmente el esquema previo, afectando el suministro a otros países de la región.

Es notoria la necesidad de inversiones para garantizar la ejecución de las ampliaciones requeridas, para la satisfacción de la demanda interna y externa.

La nueva visión vigente sobre el uso de sus recursos energéticos, se refleja en las políticas de Bolivia para la exportación de los mismos, lo que sin duda está llevando a grandes cambios en cuanto a materia de integración se refiere.

Temas relacionados a las reservas estratégicas propias de cada país, y la no dependencia de energéticos de otros países de la región, están en análisis permanente. Esto ha llevado en los últimos foros realizados (5to. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad),

a reactivar la consideración del uso del carbón mineral y de la energía nuclear nuevamente como fuentes de energía alternativas para evitar la dependencia estratégica de energéticos.

7.2. VENEZUELA Y SU NUEVA POLÍTICA ENERGÉTICA

La política adoptada por el gobierno de Venezuela en temas energéticos, es significativamente diferente al modelo adoptado por los demás países de la región, y cada vez existe una brecha mayor en lo que respecta a la economía de libre mercado.

De acuerdo al Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela, se adopta la conformación de Mesas de energía, las cuales son organizaciones comunitarias con miras a fortalecer las nuevas estructuras de Poder Popular de la sociedad bolivariana rumbo al Socialismo, mediante el ejercicio de la solidaridad, la participación protagónica y la corresponsabilidad social: Comunidad, Cooperativas, Empresas Comunitarias de Servicios Energéticos, Empresas de Electricidad y Gas, Instancias de Gobierno y demás Instituciones del Estado; articulando esfuerzos intra e interinstitucionales, intra e intersectoriales para la prestación y defensa de servicios públicos de electricidad y gas, promoviendo el desarrollo endógeno, la creación de fuentes de empleo, el bienestar social y garantizando el derecho que tienen todos los ciudadanos de contar con un suministro de energía confiable, seguro, solidario, equitativo y de carácter universal.

El Objetivo General de las Mesas de Energía, de acuerdo al Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela, es profundizar la Revolución Bolivariana rumbo al Socialismo como política estratégica de Estado, promoviendo la solidaridad y la participación protagónica para implantar, a nivel nacional, organizaciones comunitarias capaces de planificar, ejecutar, administrar, evaluar, controlar y defender en su jurisdicción, de manera corresponsable con las empresas energéticas, cooperativas y demás empresas de la economía social, la prestación de servicios públicos de electricidad y gas para impulsar el desarrollo endógeno, la creación de fuentes de empleo, el bienestar social y garantizar el derecho que tienen todos los ciudadanos de contar con un suministro de energía confiable, seguro, solidario, equitativo y de carácter universal.

Esto está respaldado por el Artículo 62 (“Todos los ciudadanos y ciudadanas tienen el derecho de participar libremente en los asuntos públicos, directamente o por medio de sus representantes elegidos o elegidas.”), Artículo 70 (“Son medios de participación y protagonismo del pueblo en ejercicio de su soberanía la asamblea de ciudadanos cuyas decisiones serán de carácter vinculante.”), y el Artículo 184 de la Constitución de Venezuela (“La ley creará mecanismos abiertos y flexibles para que los Estados y los Municipios descentralicen y transfieran a las comunidades y grupos vecinales organizados, los servicios que éstos gestionen previa demostración de su capacidad para prestarlos”).

La organización y objetivos descriptos, indican que el acento de las decisiones de planificación energética se pone en los aspectos sociales más que en la eficiencia.

Respecto a la planificación energética de Venezuela, el Artículo 18, literal d, del Decreto No. 1.558, establece que la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC) preparará proyectos y normas relativos al Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El Capítulo IV describe la planificación indicativa, el contenido y los elementos a considerar en la elaboración del Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico. Asimismo, la Estrategia Energética Nacional, emanada del Consejo Nacional de la Energía, dispone que el suministro de energía deberá ser "adecuado y asequible bajo criterios de racionalidad económica", y que se propone "fomentar la sana competencia en el servicio de generación de

electricidad", de forma tal que "la explotación y uso de los recursos energéticos ejerzan un papel dinamizador en la economía". Esto indica que la planificación del sistema es indicativa y no vinculante.

Por otro lado la OPSIS - Oficina de Operación de Sistemas Interconectados, con base en el Contrato de Interconexión firmado entre las empresas CADAPE, EDELCA, EDC y ENERVEN, efectúa la supervisión y coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional venezolano, y participa también en la planificación del SIN a través de la ejecución de estudios de diversas áreas del sector eléctrico.

Al ser las empresas integrantes de OPSIS en su mayoría estatales, esta empresa también tiene una gran participación estatal en lo que respecta a la planificación del sistema eléctrico venezolano y la operación del mismo. Prácticamente el sistema venezolano es estatal.

La diferente forma de gestionar los sectores energéticos en Venezuela con el resto de los países de la región, implica dificultades para acordar intercambios en el marco de los principios generales y supranacionales de integración, dadas las facultades directas de decisión que la Constitución otorga a sus ciudadanos al respecto.

La forma de gestión y el modelo de Venezuela implica que los pasos hacia una integración energética regional plena, sean más lentos y graduales y requieran de mucha negociación, con la finalidad de no afectar lo establecido en su Constitución.

7.3. ENERGÍAS RENOVABLES

La Primera Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina recalcó la importancia de vincular la temática de las energías renovables con el desarrollo del Plan Integrado de Desarrollo Social de la Comunidad Andina (PIDS), planteándose el inicio de estudios tendientes a brindar especial prioridad al uso de las fuentes de energía renovables en los programas de combate a la pobreza, así como propiciar el acceso a servicios básicos y a su uso intensivo para abastecer requerimientos energéticos de las zonas rurales, aisladas, fronterizas y, en general, de la población no abastecida.

La I Reunión de Expertos de los sectores energía y ambiente en el tema de energías renovables, realizada en Lima en mayo de 2004, identificó los siguientes criterios para profundizar el análisis del tema de las energías renovables en la Subregión:

- a) El potencial energético renovable de la Subregión puede cumplir un papel trascendente en el orden energético mundial, que garantice el desarrollo sostenible y que dicho potencial puede abrir nuevas formas de cooperación entre los países en desarrollo, y entre éstos y los países desarrollados, en el marco de los compromisos internacionales para proteger el medio ambiente.
- b) Es necesario poner en marcha estrategias y políticas que permitan un aprovechamiento racional de las fuentes endógenas de energía, y que las fuentes nuevas y renovables contribuyan a la seguridad del abastecimiento energético, considerando las particularidades nacionales de los Países Miembros.
- c) Las fuentes de energías renovables constituyen un activo de negociación, y su desarrollo puede abrir nuevas oportunidades de inversión para el desarrollo local y regional.
- d) A pesar de los avances logrados en la cobertura eléctrica dentro de la Subregión Andina, existen todavía alrededor de 22 millones de personas que habitan en comunidades aisladas y sin servicios de electricidad; las energías renovables pueden cumplir un papel

importante en la provisión de electricidad y otras formas de energía, de manera sustentable, a dichas comunidades.

- e) El acceso a los servicios energéticos, contribuye a mejorar las condiciones de vida de los habitantes de la Subregión, por lo que resulta indispensable vincular esta temática a la formulación y desarrollo del Plan Integrado de Desarrollo Social de la Comunidad Andina (PIDS / Decisión 553), en concordancia con el cumplimiento de las Metas de Desarrollo del Milenio de las Naciones Unidas.
- f) Es importante evaluar el papel que pueden cumplir las energías renovables en la provisión de energías y desarrollo productivo de los ejes de integración, que involucran a la Comunidad Andina, en el marco de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA).
- g) La Comunidad Andina debe tener un papel activo dentro de la Coalición de Johannesburgo sobre Energía Renovable.

Finalmente, esta reunión identificó la necesidad de señalar las bases de una futura Estrategia Andina en materia de Energías Renovables, para su consideración en la próxima reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas y en el Comité Andino de Autoridades Ambientales de la Comunidad Andina.

Lo antes indicado, junto con señales que provienen de otros mercados (Brasil, Argentina, etc.), muestran que el tema de energías renovables deberá estar necesariamente dentro de las hipótesis de trabajo en relación a la definición de escenarios futuros para la evaluación de los beneficios de la integración energética.

7.4. OTRAS CONSIDERACIONES

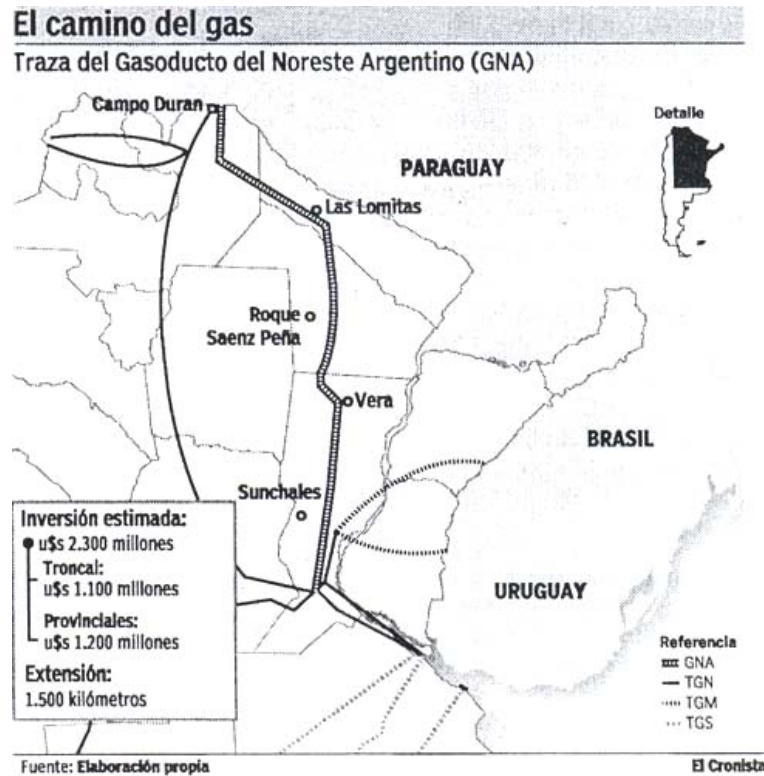
Por otro lado, varios problemas en países de la región sudamericana han incidido en el tema de integración energética: el abastecimiento de gas de Argentina a Chile y la venta de gas de Bolivia hacia Brasil y Argentina. Estos hechos han tornado nuevamente susceptibles a los países dependientes de energéticos que están repensando seriamente su política energética, el papel “estratégico” de sus recursos, y analizando su dependencia energética, haciendo que vuelvan a escucharse frases políticas tales como “*la energía más cara es la que no se tiene*”, aludiendo a los intercambios de importación de otros países y al beneficio económico que con ello se obtiene.

Esto lleva a que el Estado nuevamente adquiera un rol importante en la planificación energética, y empiece a analizar su participación en los sectores que percibe como estratégicos. Todo parece apuntar a la creación de un nuevo paradigma más equilibrado, en relación a los anteriores de inversión puramente estatal e inversión puramente privada, en el que el rol estatal esté presente, en un grado equivalente a sus políticas internas y a sus determinaciones estratégicas de reservas y dependencia de energéticos.

Un tema de alto perfil en la agenda energética sudamericana, es el megaproyecto del gasoducto Venezuela-Argentina, impulsado por el gobierno de Venezuela y por otros países de la región sudamericana como opción para garantizar su abastecimiento de gas natural, frente a la alternativa de uso de gas natural de Bolivia.

En tal sentido, cabe destacar que el gobierno Argentino ha suscripto recientemente (Octubre 2006), un contrato de largo plazo con el gobierno de Bolivia para la importación desde Bolivia de gas natural por un total de 20 millones de m³/día por medio de un nuevo gasoducto

a construir entre ambos países (GNA), que permitirá llevar el gas natural de Bolivia hasta los principales centros de consumo de Argentina, tal como se muestra en la siguiente figura.



Por lo tanto, con base en estos acontecimientos y megaproyectos resultantes de las coyunturas políticas y sociales de la región, no parece posible indicar aún la factibilidad de la integración energética en niveles más adelantados. Por tal motivo, la tarea primordial actual es consolidar los avances y determinar el rol de la participación del Estado en los sectores energéticos y, especialmente en la planificación en los países de la región, y diseñar un esquema de integración consistente con el respeto de los intereses y enfoques filosóficos de cada país, con base en la voluntad política de la integración a pesar de los cambios. También es relevante implementar la fase inicial en los países aún no involucrados, donde la integración sea económicamente factible.

Antes de avanzar más en la integración, debemos enfocarnos en reforzar, mantener y solidificar los logros alcanzados, a pesar de los cambios drásticos de políticas de los países de la región.

8. CONCLUSIONES

Los comentarios realizados en los puntos anteriores muestran, claramente, que en el MERCOSUR, la CAN y CENTROAMÉRICA se han desarrollado en los últimos años importantes experiencias de integración energética. El vector de integración ha sido sin duda el uso del gas natural, tanto para generación eléctrica como para consumos no eléctricos.

Significó un cambio de paradigmas históricos. Los países, por primera vez, aceptaron que su sector energía dependiese fuertemente de energía firme de otro país, a cambio de conseguir la misma a precios económicos, respecto a otras alternativas energéticas.

Los motores de la integración fueron los Estados, introduciendo las modificaciones regulatorias necesarias y la inversión privada aportando los capitales necesarios.

Los beneficios de la integración son numerosos, y superan con creces los costos de inversión en la infraestructura de transporte de interconexión internacional. Esto parecería producir suficientes incentivos para que la integración energética continúe creciendo, permitiendo de esa forma cumplir con los postulados del proyecto CIER 03.

Sin embargo, los últimos años muestran una crisis en los procesos de integración, cuyo origen debe buscarse en aspectos externos al diseño propio de las estrategias de integración. La crisis ha surgido motivada, entre otros, por los siguientes problemas primarios:

- Incremento significativo de los precios del petróleo.
- Inestabilidad político/económica en los países de la región y, en particular, los problemas surgidos en Argentina (crisis macroeconómica de fines de 2001), Bolivia (crisis política y de fronteras con Chile), Venezuela (Crisis política y ruptura del bloque de la CAN).
- Conflictos en contratos de largo plazo (problemas entre empresas privadas de Argentina, Brasil, Chile).

A futuro, estos aspectos deben ser adecuadamente considerados en el desarrollo y promoción de nuevas alternativas de integración. Conllevan un nuevo paradigma de Desarrollo sustentable en lo político y económico. Incluye la consideración de nuevas figuras en la determinación de beneficios tales como la prima de riesgo, que los países están dispuestos a tomar.

LOS ELEMENTOS CLAVES DE LA ORGANIZACIÓN DE LOS SECTORES ELECTRICIDAD Y GAS EN LATINOAMERICA Y SU INTEGRACIÓN

1. EVOLUCIÓN FUTURA DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD

1.1. LOS ELEMENTOS DE VALOR QUE TIENEN INFLUENCIA EN LOS BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN

Lo expresado en el punto anterior, demuestra que el sistema único donde los países estén fuertemente integrados, sin discriminación entre la oferta de generación local y la importación de energía de países vecinos, con libre acceso, despacho integrado, contratos financieros estandarizados, bolsa única, instancias supranacionales especializadas para dirimir controversias, interconexiones fuertes, valoración de congestión, arbitraje de precios entre combustibles y con regulaciones únicas, no parece ser un objetivo que se pueda lograr en el corto plazo.

Esto hace que en el Proyecto CIER 015 la factibilidad y conveniencia de la integración energética deberá ser evaluada incorporando nuevos **elementos de valor**, a los que se contemplaron en el Proyecto CIER 03, a lo cual habrá que incluir necesariamente los nuevos escenarios que surgen de la volatilidad en los precios de combustible, restricciones de financiamiento, desarrollo institucional sectorial, etc. que sean representativos de lo que se estima será la evolución sectorial en los próximos años.

Hoy, el paradigma de la eficiencia y competencia, con iniciativa privada en la expansión de los sistemas y la presencia reducida del Estado en rol exclusivo de orientador de la política energética y regulador, ya no está vigente en muchos países de la región, aunque algunos seguirán sosteniendo esta visión. Los motivos son tanto exógenos como endógenos al sector.

En estas condiciones, resulta necesaria una evolución en el paradigma de integración que, reconociendo la situación actual, procure:

- Rescatar los beneficios estructurales alcanzables.
- Promover que la visión estratégica de mediano plazo de los diferentes actores políticos y económicos, dentro y fuera del sector energético, se focalice en los aspectos positivos de la experiencia reciente en lugar de responder, reactivamente, a los problemas que han existido (antes comentados).
- Mostrar que no es necesario ver a los procesos de integración con una perspectiva de emotividad “*hacia la integración por la integración misma*” siendo que, en realidad, constituye una opción real para enfrentar necesidades concretas.

Sin duda, entonces, **hay un cambio de paradigma y es necesario aplicar modelos flexibles adaptables a diferentes situaciones, y 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 sectorial.**

El objetivo de la eficiencia debiese permanecer, aunque ya no como excluyente, en los objetivos nacionales y regionales, especialmente cuando el alto costo de los combustibles exige respuestas válidas para mantener el acceso de los consumidores a la energía con un costo razonable. Una operación eficiente, con un uso adecuado de los recursos disponibles, y en particular la utilización eficiente de la infraestructura de interconexión existente, es imprescindible para reducir los elevados costos energéticos sin poner en riesgo la seguridad.

Teniendo en cuenta la óptica con la que los países de la región observan la integración, se deberían considerar **los siguientes elementos de valor para determinar los beneficios** que impulsarán las diversas interconexiones de gas, o electricidad en la región:

1. La institucionalidad, las reglas regionales y el tratamiento de la exportación e importación: El desarrollo de mercados regionales eficientes, requiere una institucionalidad regional, que los países permitan los intercambios internacionales, promuevan la eficiencia, la no discriminación y reciprocidad, respeten los contratos, realicen el despacho económico considerando las posibilidades regionales, respeten los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden en las interconexiones, den el acceso abierto a la transmisión e información y seguridad jurídica.
2. La rentabilidad de los intercambios internacionales de energía y gas que hagan económicamente factible la construcción y operación de las interconexiones por el sector privado, considerando los diferentes factores de riesgo presentes y aquellos que aparecen como resultado de los cambios regulatorios y modificaciones pragmáticas que ocurren a nivel de los mercados nacionales.
3. La prima de riesgo que debe asumir un país para acotar los costos de abastecimiento futuros: La diversificación de los suministros reduce la posibilidad de tener precios altos, por ejemplo ante escenarios adversos de precios de combustibles. Es así que, disponer de alternativas de abastecimiento en base a un conjunto de energéticos como el gas natural, generación hidráulica, generación con combustibles líquidos, la presencia de plantas de gasificación de GNL, permite reducir el riesgo de tener un sector afectado fuertemente por los precios de uno de los energéticos. Se destaca que si la prima de riesgo resulta ser elemento clave para el sector energético y para los procesos de integración, los instrumentos regulatorios que tengan en cuenta este elemento de valor, diferirán de los mayormente empleados en la región en la última década.
4. La contribución a la seguridad del abastecimiento. Existen múltiples antecedentes donde este elemento de valor tomó un valor real, cuando un país pudo importar energía para resolver problemas de falta de potencia / energía de corto plazo. Sin embargo, desde la óptica privada, a este aspecto de la integración se le otorga en general poco valor económico, ya que la renta que surge de la ocurrencia de estos eventos difícilmente haga –económicamente- conveniente el negocio de transporte de interconexión internacional, debido a que resulta muy difícil evaluar la frecuencia de ocurrencia de los mismos y, consecuentemente, hacen extremadamente volátiles los ingresos resultantes del transportista. La óptica del estado puede ser muy diferente, ya que evitar la ocurrencia de eventos con corte de carga tiene un valor económico y político, que puede exceder con creces al valor de la renta producida en estos casos.

5. La sustitución de parte de los recursos energéticos por fuentes renovables de energía y la utilización de bio-combustibles.
6. Las estrategias geopolíticas que influyen en el desarrollo de la integración energética: La integración energética requiere de un sistema de transporte que la haga físicamente viable. Dicho transporte, en general, tiene elevados costos iniciales y bajos costos incrementales y, por tal motivo, la construcción de un gasoducto hacia un país desalienta futuras inversiones hacia otro. Esto puede dar lugar a consideraciones estratégicas que tienden a favorecer determinados intercambios desalentando otros, alejándose de evaluaciones económicas objetivas.
7. La posibilidad de monetizar las reservas de gas natural, que puede permitir la integración: Venezuela, Perú y Bolivia poseen reservas de gas natural que exceden los requerimientos locales. El gas no es un commodity como el petróleo, porque el costo de transporte diferencia mucho su valor de oportunidad en diferentes locaciones. En tales condiciones, el precio del gas debería estar por debajo de la suma del precio de sustitución del país comprador, más el riesgo que significa el depender del suministro de otro país, de forma tal de facilitar la construcción del transporte requerido para llevar el gas desde los centros de producción hasta la demanda en el país vecino. El precio del gas, además, tiene que reflejar el hecho que si no se exporta, en realidad el precio es nulo, ya que no se monetizan las reservas y tanto más cuando los periodos de concesión para la explotación del yacimiento tengan plazo acotado.
8. El interés de algunas empresas privadas en la integración por la cancelación de riesgos y/o incremento de su poder de Mercado: Los mercados eléctricos surgidos en la década pasada, dieron lugar a la extensa participación privada en los sectores eléctricos de casi todos los países. Sin embargo, los resultados del proceso de privatización no fueron necesariamente próximos a la creación de mercados perfectos, ya que suelen existir unas pocas empresas que participan en los mercados nacionales, muchas veces las mismas empresas participan en los mercados de electricidad y gas natural (integración vertical), y son las mismas empresas que están a ambos lados del tráfico de integración regional. En tales situaciones, la lógica de beneficios de la integración debe evaluarse desde la óptica de las empresas participantes de los mercados, ya que son las únicas que potencialmente podrían estar interesadas en la integración y/o tendrían el poder de mercado necesario para generar barreras de mercado, haciendo que otras empresas no puedan hacerlo.
9. La posibilidad de diversificación de las fuentes de suministro vía el uso del GNL, logrando las ventajas de incrementar la commoditización del gas natural.

En la elaboración de escenarios para determinar los riesgos y las primas asociadas, hay que tener en cuenta que, no siempre ocurre lo más probable, y que en la historia lo improbable suele ocurrir con una frecuencia mayor a la prevista. Por eso, es necesario tener en cuenta los escenarios de mayor probabilidad y, además, tener en cuenta una serie de hipótesis de baja probabilidad pero altos costos sectoriales / políticos, que merecen ser tomados en cuenta por el alto impacto que supondrían en caso de producirse. A estos escenarios se los denomina de “baja probabilidad – alto impacto”.

1.2. LAS RESTRICCIONES QUE AFECTAN AL PROCESO DE INTEGRACIÓN

Los beneficios de la integración tendrán un límite natural en función de las restricciones que se le introduzcan al modelo integrado. En el límite, cuando las restricciones son significativas deja de existir un mercado integrado y cada país resuelve su problema de abastecimiento en forma aislada. Por tal motivo, antes de evaluar los procesos de integración es necesario dar una respuesta válida a las siguientes cuestiones:

- ¿a qué estructuras de integración podemos llegar?
- ¿qué institucionalidad nacional es requerida para sostener en el tiempo los procesos de integración? y,
- ¿qué grado de integración se puede alcanzar?

La integración energética, si es efectiva, se convierte en una limitación del poder soberano de los estados participantes del proceso, siendo este poder delegado a una autoridad real o tácita de carácter supranacional.

La falta de este tipo de institucionalidad introduce restricciones que afectan mucho la confianza del receptor sobre la seguridad del compromiso de abastecimiento en el largo plazo. En tal sentido, resultan válidos algunos conceptos extraídos de "*Latinoamérica 2020: pensando los escenarios de largo plazo*" donde se expresan las conclusiones de un seminario en el marco del Proyecto Global Trends 2020 del National Intelligence Council:

La Latinoamérica de 2020 recibirá de la Latinoamérica de principios de siglo todos estos activos y pasivos. Entre los activos, contamos con que dentro de quince años, los latinoamericanos serán más maduros y precavidos en materia de régimen democrático y políticas macroeconómicas, lo que será valorado por el resto del mundo. En el pasivo, tenemos que los latinoamericanos cargarán con una pesada hipoteca en la cuestión social, baja institucionalización e ingobernabilidad democrática. Ambos tendrán efectos a lo largo de los próximos quince años. Lo que anticipa un ciclo de oscilaciones, con avances y retrocesos.

Un escenario de probabilidad considerable en estos casos, es el de la persistente desinstitucionalización. ...

En otros casos, no obstante, la tendencia podría ser inclusive la inversa, registrándose avances en materia de institucionalización, gobernabilidad democrática y adaptación a la globalización. .. Si tuviéramos que analizar más detalladamente la futura heterogeneidad política de la región, diríamos que:

- a. Buena parte de la región se verá afectada por crisis recurrentes de gobernabilidad.*
- b. Otros países lograrán mayores avances en materia de gobernabilidad democrática y una adaptación exitosa a la globalización, lo que será el mayor propulsor de heterogeneidad regional en los próximos años.*
- c. Brasil buscará consolidar un rol regional .*
- d. En una minoría de países, el estancamiento económico, la crisis política y la conflictividad interna (en la que participarán elementos sociales, étnicos o políticos), podría derivar en una crisis profunda de la institucionalidad democrática.*

En otros casos, la crisis profunda de la institucionalidad podría manifestarse en formas más profundas, con procesos de descomposición interna que podrían evolucionar -de no mediar una intervención internacional eficaz- hacia una profunda crisis de la estabilidad

Sin emitir opiniones que excedan las del estudio a encarar en la Fase II del presente proyecto, parecería conveniente considerar en la evaluación de beneficios en escenarios donde:

1. Puedan conseguirse los objetivos de mejora en la institucionalidad supranacional para lograr un sector energético más eficiente, vía la integración energética,
2. La anterior situación pueda no darse y por lo tanto, la integración deberá darse optimizando los elementos de valor mencionados, considerando las restricciones institucionales.

Teniendo en cuenta las experiencias recientes de integración y los comentarios antes indicados, deberían considerarse **las siguientes restricciones en la evaluación de beneficios de los probables procesos de integración que se desarrollen a futuro:**

- El nivel de institucionalidad y libre comercio que el MERCOSUR, la CAN y los países de América Central logren mantener en su región, a mediano y largo plazo.
- Los costos / riesgos de afectar las características de desarrollo propio de un país, para hacerlo compatible con el del país a interconectar.
- Los sobrecostos que está dispuesto a pagar un país para no limitar sus grados de libertad en la regulación del sector energético, y así poder adecuarse más fácilmente a los cambios, especialmente, macroeconómicos y políticos propios.
- El nivel de riesgo que el país receptor puede asignar al tener que depender energéticamente del otro, o el equivalente del grado de robustez mínimo que los acuerdos de la interconexión deben tener para poder soportar los cambios políticos o macroeconómicos, o las crisis recurrentes de gobernabilidad, que pueden afectar a los países interconectados.
- El nivel de compromiso que pueden asumir los países interconectados para garantizar la inversión realizada por inversores privados, cuando debido a los riesgos a los que está sometido el negocio pueden afectar su realización.
- El nivel de commoditización que alcancen los productos energéticos. La creciente “commoditización” del gas natural, que resulta de la reducción del costo del gas GNL y que es consecuencia de avances tecnológicos, puede proveer la necesaria diversificación de fuentes de energía a los países importadores. De esta forma, si por un lado el GNL aparentemente disminuye la importancia de proyectos regionales de integración de gas natural, por otro lado proporciona a los países importadores una oportunidad de diversificar sus fuentes, lo que les permite seguir importando de los países de la región, sea por gasoductos, o como GNL.

1.3. LOS INSTRUMENTOS REQUERIDOS PARA INCREMENTAR LA INTEGRACIÓN

En todo proceso de integración, es clave el desarrollo de los siguientes aspectos:

- Voluntad política.
- Desarrollo institucional supranacional.
- Adecuada regulación del comercio transfronterizo.
- Infraestructuras de interconexión.

La complejidad de la construcción de un proceso de integración energética regional y su operatoria diaria, como asimismo los riesgos de enfrentarse a situaciones excepcionales que deben resolverse en un ambiente comunitario para no afectar el proceso, obliga a pensar en **implementar normativas supranacionales que den cabida al tratamiento de todas esas situaciones excepcionales**. Estas normativas asegurarían a los inversores el cumplimiento de los contratos aportando, por consiguiente, a que se incremente la confianza en invertir en la región.

Si se le asigna valor a la estabilidad del precio de la energía y a la seguridad de su disposición, los intercambios spot (como por ejemplo las TIE entre Colombia y Ecuador) deberán sustituirse **por contratos de largo plazo** que garanticen el suministro de energía y la recuperación de inversiones, como las centrales hidroeléctricas, o las plantas de regasificación. Esta decisión conlleva una **diferenciación de precios por oportunidad y característica de proyectos**. Además, será necesaria **más participación estatal en la promoción de inversiones** en infraestructura. A mediano plazo, los escenarios son de fuerte incertidumbre, y en esas condiciones, los inversores privados se retraen o exigen tasas de rentabilidad prohibitivas para asumir los riesgos de inversiones en infraestructura, especialmente aquellas con largos períodos de amortización, por lo que es fundamental encauzar los mecanismos de ejecución de los proyectos, de forma que se apoyen en los puntos fuertes de los sectores público y privado.

Como consecuencia de lo anterior, los Estados debiesen realizar una **planificación centralizada** que defina los proyectos a encarar (sin perjuicio de aquellos que deban surgir de la iniciativa privada), dando participación a los privados en la ejecución de los mismos. Además es importante que **la planificación incorpore la visión regional**, que puede resultar en una reducción en los costos para alcanzar los objetivos elegidos. La interconexión física en gas y electricidad entre países vecinos, sumada a la posibilidad de disponer de recursos con características de “commodities”, en aquellos países que son más deficitarios en energía primaria, puede permitir una interesante combinación que reduzca los costos de todos los países para alcanzar un grado adecuado de seguridad de abastecimiento.

Por ejemplo, una planta regasificadora en Uruguay, además de actuar como respaldo propio para situaciones de restricciones en las exportaciones de gas y electricidad desde Argentina, puede permitir la exportación de gas y/o energía eléctrica de bajo costo desde Uruguay a Argentina, sustituyendo el desarrollo de infraestructura de transporte. Y, de existir una interconexión eléctrica de mayor porte y/o un gasoducto que vinculara a Uruguay con Brasil, además de representar mejoras en seguridad para Uruguay por la diversificación de vínculos, permitiría que la regasificadora y la capacidad de generación instalada en Uruguay, también colaboraran en respaldar al Sur de Brasil. Pero para ello, la localización y las dimensiones de la planta y la infraestructura de gasoductos deben ser definidas con una concepción regional, y el análisis de factibilidad debe considerar los beneficios y aportes con esa misma escala.

En el contexto regional, un escenario de un mercado regional plenamente integrado para las transacciones de energía parece hoy una utopía, y los contratos de exportación con respaldo firme y tratamiento similar al que recibe la demanda nacional, no parecen una opción factible en el corto plazo.

Por tal motivo, a efectos de **intensificar la utilización de la infraestructura regional disponible**, debería avanzarse en acuerdos marcos entre Gobiernos para la optimización del uso de recursos. Esto incluye la operación normal más económica considerando los recursos que aportan las interconexiones, y el apoyo en situaciones de emergencia, sin comprometer las “reservas” que se consideren estratégicas y procurando “filtrar” o amortiguar, el efecto negativo que los intercambios podrían tener sobre algunos de los actores del mercado interno (aumento del precio en el mercado interno por exportaciones, etc.).

En el mismo sentido, es importante alcanzar acuerdos en el uso ocasional de las redes de un país, para el tránsito de energía entre terceros. Si bien estos acuerdos no llevarán a que los privados inviertan a riesgo, se podrían utilizar mejor los recursos disponibles y, en algunos casos aún factibilizar inversiones en infraestructura de interconexión por parte del Estado.

En definitiva es necesario evaluar las herramientas legales, comerciales y operativas que mejor se adapten a cada circunstancia, evaluando:

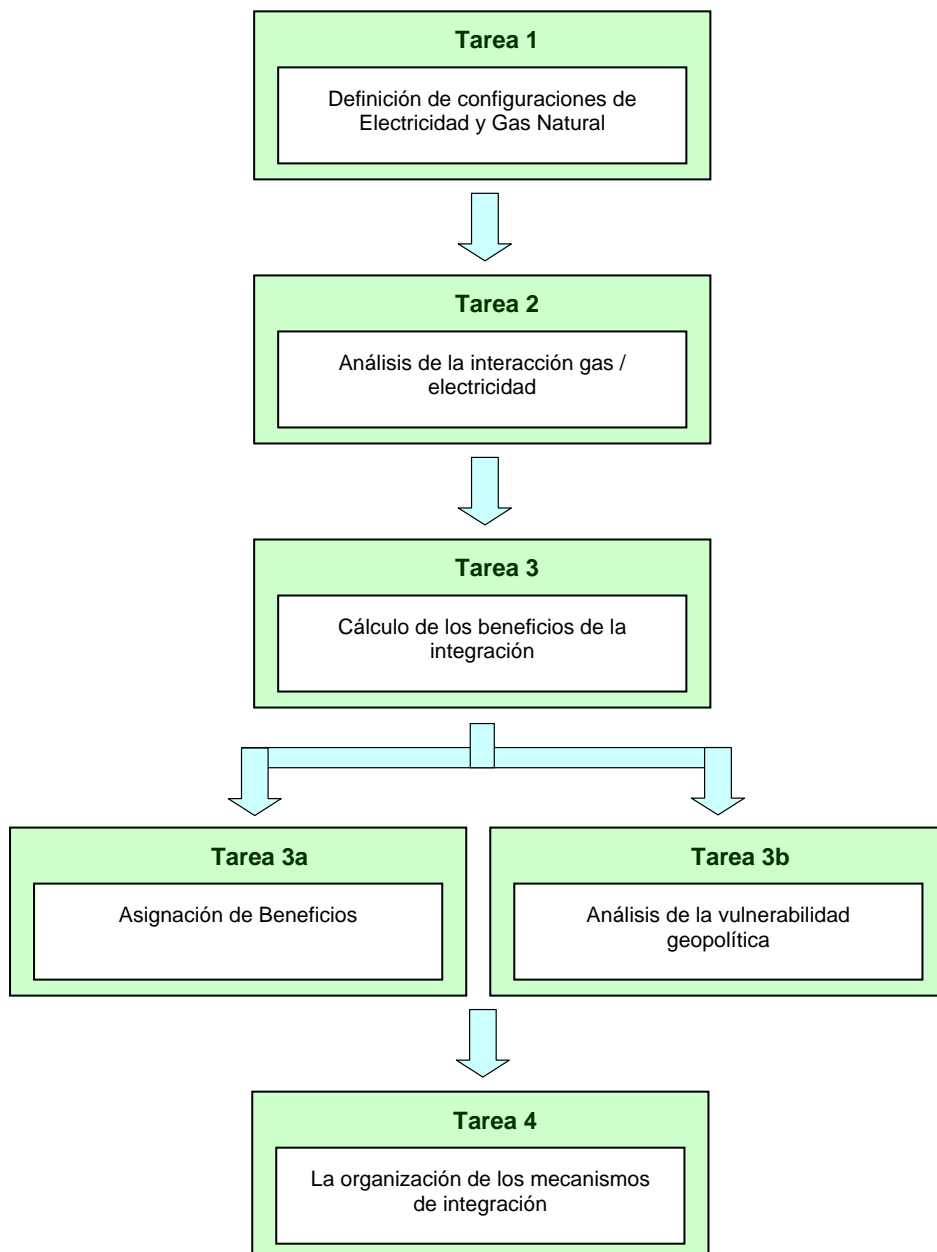
- Las características de los mecanismos de integración que mejor se adapten a los nuevos escenarios.
- La institucionalidad mínima requerida para cada país, para cada tipo de acuerdo.
- Los contratos o acuerdos a corto plazo que permitan
 - paliar las crisis energéticas de corto plazo
 - La optimización en el uso de los recursos
- Los contratos de largo plazo, su significado en circunstancias de crisis y los medios físicos que los permitan.
- Los esquemas de arbitraje que garanticen los mecanismos de las interconexiones.
- Aspectos de tipo comercial y arancelario tendientes a eliminar los gravámenes tributarios de las transacciones energéticas.
- Las metodologías comerciales y/o físicas de cancelación de riesgos. Entre ellas, la posibilidad de manejar la volatilidad de los mercados energéticos y reducir el ejercicio del poder de mercado, mediante la cobertura de riesgo a través de derivados financieros: contratos de futuros y opciones..
- La necesidad de planificación nacional y de planeamiento energético regional.
- La introducción de obras de dimensión regional, en este caso seguramente nacerían polos energéticos, cuya oferta debería compartirse en un concepto de multilateralidad, en ese escenario deberíamos imaginarnos obras como la de Corpus, Garabí y otras,

PLAN DE TRABAJO FASE II

1. VISIÓN GENERAL DEL ESTUDIO DE LA FASE II

En la denominada Fase II del presente proyecto, se propone realizar estudios de simulaciones y análisis energéticos de los sectores de gas natural y electricidad, a partir de los cuales se determinarán los beneficios y riesgos de diferentes esquemas de integración energética, de los países que componen la CAN, el MERCOSUR y el MER de Centroamérica.

Un esquema conceptual de los trabajos a realizar se indica en la siguiente figura:



El estudio se compone de 4 tareas principales:

- a) **Tarea 1 (definición de configuraciones de electricidad y gas natural):** En esa tarea se deberá determinar la evolución de la oferta y demanda de gas y electricidad de cada país, para diferentes grados de integración regional de los sectores de gas y electricidad que conforman la CAN, el MERCOSUR ampliado (incluyendo Chile y Bolivia) y el MER de Centroamérica. Se deberá analizar un horizonte de 10 años, con configuraciones para los años 2010 y 2015 de dichos países. Una de las configuraciones posibles será la que resulta de las previsiones de los planes de expansión de los sectores de gas y electricidad de cada país
- b) **Tarea 2 (análisis de la interacción gas/electricidad):** De la misma manera que el proyecto CIER02 evaluó la existencia de complementariedades hidrológicas e hidrotérmicas entre países, en esta tarea se pretende evaluar como interactúan y se complementan los sectores de gas y electricidad a nivel país y en la región, y en particular: i) la competencia que se manifiesta entre el transporte de gas natural y el de electricidad, ii) mecanismos de swaps entre gas y electricidad; iii) el GNL como un commodity alternativo a la integración energética de gas/electricidad
- c) **Tarea 3 (cálculo de los beneficios y costos de las interconexiones):** Esta tarea tiene por objeto evaluar los beneficios y costos de las interconexiones electricidad-gas natural entre los distintos países que componen una región (por ejemplo, entre Brasil-Argentina y Chile en el caso del MERCOSUR), y entre regiones (por ejemplo, entre la CAN y el MER), a través de una simulación operativa integrada electricidad-gas de todos los países o bloques de países. En esa tarea, el impacto de todas las interacciones gas/electricidad en la Tarea 2, deberán ser evaluados de manera integrada. La Tarea 3 se descompone en dos sub-tareas:
 - a. **Análisis de asignación de beneficios y costos:** en esa tarea deberán ser analizados distintos esquemas de acuerdo para la asignación de los beneficios aportados por compartir recursos (por ejemplo, rentas de congestión y beneficios de la integración gas-electricidad)
 - b. **Análisis de la vulnerabilidad geopolítica:** en esa tarea deberán ser analizados los impactos para los distintos países, y para las regiones CAN, MER y MERCOSUR de la vulnerabilidad institucional de países/regiones vecinas;
- d) **Tarea 4 (la organización de la integración):** esta tarea deberá realizar el análisis final de las nuevas oportunidades de interconexión regional, establecerá los lineamientos institucionales, regulatorios requeridos, y procederá a la promoción y difusión de resultados del estudio.

Los análisis, evaluaciones y recomendaciones tendrán el siguiente sustento:

- la información recopilada y analizada, utilizando la visión y observaciones que surjan de las reuniones con la CIER;
- el análisis y consistencia con las disposiciones legales y los objetivos de las reformas sectoriales (electricidad / gas natural), en los países de la región evaluada;
- el conocimiento y experiencia del Consultor sobre el funcionamiento de los diferentes sistemas y la integración energética;
- el conocimiento y experiencia del Consultor sobre regulación, implementación y seguimiento de Mercados Mayoristas competitivos;

- el análisis de los procedimientos y criterios de desempeño mínimo y Servicios Auxiliares de cada uno de los sistemas eléctricos evaluados.

En cada una de las tareas, en base al análisis y diagnóstico realizado, el Consultor elaborará sus sugerencias y recomendaciones de forma tal que:

- Las recomendaciones sean consistentes y compatibles con la situación y el marco legal de los sectores eléctricos y gasíferos de los países evaluados,
- Las recomendaciones promuevan el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados eléctricos y gasíferos, buscando que las señales económicas incentiven la inversión necesaria y adecuada en tiempo y forma, así como que garanticen transparencia y predictibilidad, promuevan competencia y tarifas razonables.

El Consultor elaborará las conclusiones y las propuestas de recomendaciones, junto con los fundamentos que las justifiquen. Para cada recomendación, se deberán analizar sus ventajas, fundamentación, posibles problemas de implementación y plazos razonables para su aplicación.

A continuación se hará una descripción más detallada de cada una de las tareas antes indicadas.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS

Como parte de la oferta de electricidad serán considerados los proyectos de generación conocidos y/o posibles, cada uno de ellos definidos por sus características técnicas (Potencia, Eficiencia, etc.), localización, fecha más temprana de inicio de operación, costos de inversión y de producción, costos de OyM. Deberán considerarse proyectos de generación de diferente tipos (hidro, térmico a gas natural u otros combustibles, nuclear, eólicos) y con una capacidad nominal compatible con la escala del país y con la escala de la región. Cada proyecto de generación deberá tener una justificación de tipo conceptual que justifique su inclusión como proyecto candidato. En particular, deberán ser incluidos sin que ello sea una limitación, los proyectos de generación incluidos como parte de los planes de expansión de generación que cada país realice.

La oferta de gas natural deberá ser caracterizada a nivel de cada área productiva, indicando producción posible para cada año, reservas, declinación esperada, costos de producción.

2.1. TAREA 1: DEFINICIÓN DE CONFIGURACIONES DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL

Esta tarea comprende las siguientes actividades:

A) Armado de una base de datos para la simulación y cálculo de beneficios

1. **Proyección de la demanda de gas y electricidad.** Se proyectará la demanda de gas y electricidad de los países, utilizando métodos econométricos, identificando las variables explicativas que mejor expliquen la evolución histórica de la demanda (ej. PBI, población, etc.). Se determinará la demanda de gas y electricidad anual y mensual, y la demanda de potencia eléctrica máxima anual, correspondientes al país y a nivel de los principales nodos de la red de transporte troncal de gas y electricidad de cada país. La demanda de gas será la que corresponda a los consumos directos de gas, es decir, sin incluir el consumo asociado con plantas térmicas que utilicen dicho

combustible para la generación de energía eléctrica. Se realizarán al menos 3 (tres) pronósticos de demanda correspondientes a un caso medio, optimista y pesimista. Para las proyecciones a futuro se utilizarán como dato las proyecciones que existan de fuentes confiables, de la posible evolución de las variables explicativas de la demanda.

- 2. Identificación de proyectos candidatos para la expansión del parque de generación de cada país.** Se deberá identificar y caracterizar los proyectos de nueva generación conocidos y/o posibles, cada uno de ellos definidos por sus características técnicas (Potencia, Eficiencia, series hidrológicas, etc.), localización, fecha más temprana de inicio de operación, costos de inversión y de producción, costos de OyM. Deberán considerarse proyectos de generación de diferente tipos (hidro, térmico a gas natural u otros combustibles, nuclear, eólicos, etc.) y con una capacidad nominal compatible con la escala del país y/o con la escala de la región. Cada proyecto de generación deberá tener una justificación de tipo conceptual que justifique su inclusión como proyecto candidato. En particular, deberán ser incluidos sin que ello sea una limitación, los proyectos de generación que forman parte de los planes de expansión de generación que cada país realice. Si para algún proyecto no es posible obtener información técnica / económica detallada, el Consultor deberá adoptar valores típicos justificando los mismos de acuerdo con información propia y/o de fuentes confiables. Como parte de los costos del proyecto deberán ser incluidos:

- Los costos asociados al transporte de la energía producida por el proyecto hasta los principales centros de consumo, y del transporte de combustible que requiera la planta.
- Los costos estimados asociados al impacto ambiental que produce el proyecto.
- Los sobrecostos asociados a la reserva por contingencia/confiabilidad que produce el proyecto en el sistema (ej. la generación eólica requiere de reservas para los momentos donde no hay vientos).

El Consultor deberá realizar una evaluación económica simplificada de cada uno de los proyectos identificados de nueva generación, de donde surja el precio de la energía al cual debería ser valorizada su producción para que resulte un proyecto económicamente conveniente para el sector privado, indicando y justificando el valor de la WACC adoptado. El precio de la energía resultante deberá ser indicado como una función dependiente del factor de despacho de la planta, de los precios de combustible y de los costos de transporte de combustible y electricidad.

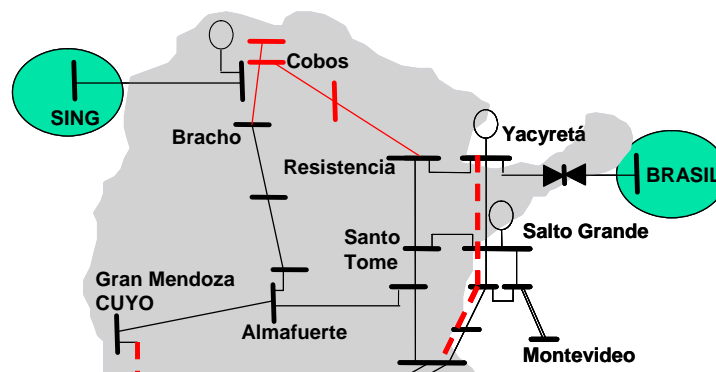
- 3. Determinación de capacidad de producción y precios de gas natural.** Se deberá analizar y caracterizar la oferta de gas natural de cada país a nivel de cada área productiva, indicando producción posible para cada año, reservas, declinación esperada, costos de producción (inversiones, OyM) y de mantenimiento de reservas, pérdidas por re-inyección, venteo, transporte. El Consultor deberá determinar un precio del gas en boca de pozo que permita cubrir dichos costos con un compromiso Take Or Pay (TOP) de al menos 80%.

- 4. Definición de escenarios de precios y disponibilidad de otros combustibles para generación térmica/nuclear.** El Consultor deberá proponer al menos tres (3) escenarios de posible evolución a futuro de los combustibles derivados del petróleo (FO#2, FO#6), del carbón mineral (PCI= 12400 BTU/lib), y del GNL en el mercado internacional de acuerdo con información disponible de fuentes confiables. Deberá además, determinar costos de transporte hasta la localización de la planta / conversión / almacenaje, etc. de dichos combustibles de forma tal que queden incluidos todos los costos que afectan los costos de generación.

El Consultor deberá identificar y cuantificar otras fuentes alternativas de combustibles con las que puedan ser obtenidos menores costos de producción de las plantas térmicas. Para estos combustibles deberá indicar: origen, características técnicas (PCI, contenido de azufre, etc.), disponibilidad, costos totales actuales y su proyección en el periodo de evaluación.

- 5. Identificación de proyectos candidatos para la expansión de los sistemas de transporte de gas y electricidad troncales de los países evaluados y de interconexión internacional.** Se deberán identificar y caracterizar los proyectos de ampliación de la capacidad de transporte de gas y electricidad a nivel del sistema troncal de cada país, y de los proyectos posibles de interconexión internacional entre países. En particular, se deberán tener en cuenta los proyectos de ampliación de la capacidad de transporte de un país que puedan tener efectos significativos sobre los intercambios de importación/exportación con otros países, y entre países. A modo de ejemplo, en la siguiente figura se muestra en rojo, ampliaciones de la capacidad de transporte del sistema troncal de Argentina que tienen la característica antes indicada, ya que facilitan la integración energética entre los sistemas eléctricos de los países del MERCOSUR.

Argentina – Ampliaciones del sistema troncal de transmisión



Para cada proyecto, el Consultor deberá definir sus características técnicas (tensión nominal, traza, capacidad de transporte, parámetros eléctricos característicos), fecha más temprana de inicio de operación, costos de inversión y costos de OyM. Cada proyecto de generación deberá tener una justificación de tipo conceptual que justifique su inclusión como proyecto candidato. En particular, deberán ser incluidos sin que ello sea una limitación, los proyectos de ampliación de la capacidad de transporte que forman parte de los planes de expansión que cada país realice. Si para algún proyecto no es posible obtener información técnica / económica detallada, el Consultor deberá

adoptar valores típicos, justificando los mismos de acuerdo con información propia y/o de fuentes confiables.

B) Simulación de la operación a futuro de los mercados de gas y electricidad

Los resultados de esta actividad constituirá la base numérica con la cual se determinarán beneficios y riesgos de la operación a futuro, de los mercados de gas y electricidad de los países que forman la CAN, el MERCOSUR ampliado y el MER de Centroamérica para diferentes alternativas de integración energética.

La simulación de la operación futura, se deberá realizar con modelos de simulación que permitan determinar la alternativa de mínimo costo total de suministro de la demanda de gas y electricidad, suma de costos de inversión más operación. Los intercambios de energía entre países, se realizarán en función de la diferencia de costos marginales entre ambos extremos de cada interconexión. Los sistemas nacionales podrán ser representados, si así resulta conveniente, de forma tal que restricciones de transporte de las redes nacionales y pérdidas de transporte, no produzcan diferencias de costos marginales en cada nodo de la red troncal de cada país.

Nota: *La simulación realizada es una aproximación adecuada de la realidad, pero esto no significa que se imponga que todos los países tengan sus mercados de electricidad y gas natural basados en costos, aún cuando en la mayoría de los países en estudio el marco regulatorio se asimila a esta característica, ni que obligatoriamente los intercambios de energía de importación / exportación sean en función de la diferencia de costos marginales. Lo que se pretende simular, en cambio, es el resultado que se obtendría si los mecanismos de mercado implementados en cada uno de los países son eficientes para capturar los beneficios que producen de las interconexiones identificando al mismo tiempo los costos de congestión resultantes. Con la aplicación de este criterio se evita además utilizar otros mecanismos de simulación que podrían ser vistos como arbitrarios y por lo tanto carentes de un real valor práctico.*

Para poder cumplir con el objetivo antes indicado, los programas de simulación a utilizar deberán poder representar la operación integrada de los sectores de electricidad y gas natural de cada país, y de un conjunto de países integrados energéticamente. El modelo de simulación deberá, además, poder representar las características distintivas de los sistemas eléctricos y de gas natural de cada país (demanda, plantas de generación, red de transporte de gas y electricidad, etc.), así como las restricciones más significativas que afecten a la operación de los mercados (límites de transporte, de seguridad, etc.). Deberán además poder representar diferentes series hidrológicas y optimizar los recursos energéticos teniendo en cuenta costos de oportunidad presentes y futuros.

A los fines de poder comparar resultados y determinar beneficios de los procesos de integración, la simulación de los diferentes escenarios que se describen a continuación deberán dar como resultado similares condiciones de calidad de abastecimiento en los países, medida como el cociente entre la Energía No Suministrada Esperada (EENS) y la Energía Efectivamente abastecida (EABAS), en cada año del periodo de simulación. Se propone valores de EENS/EABAS mensuales en el rango de 1×10^{-3} a 1×10^{-4} . A tal efecto, la simulación a realizar deberá tener en cuenta situaciones operativas de baja probabilidad, pero de alto impacto sobre los indicadores de calidad del abastecimiento tales como, crónicas hidráulicas extrasecas, contingencias de generación y transporte. El Consultor deberá proponer y justificar las contingencias a considerar, así como definir su probabilidad de ocurrencia.

A continuación se describen los escenarios a evaluar.

1. Esc. #1: Integración limitada.

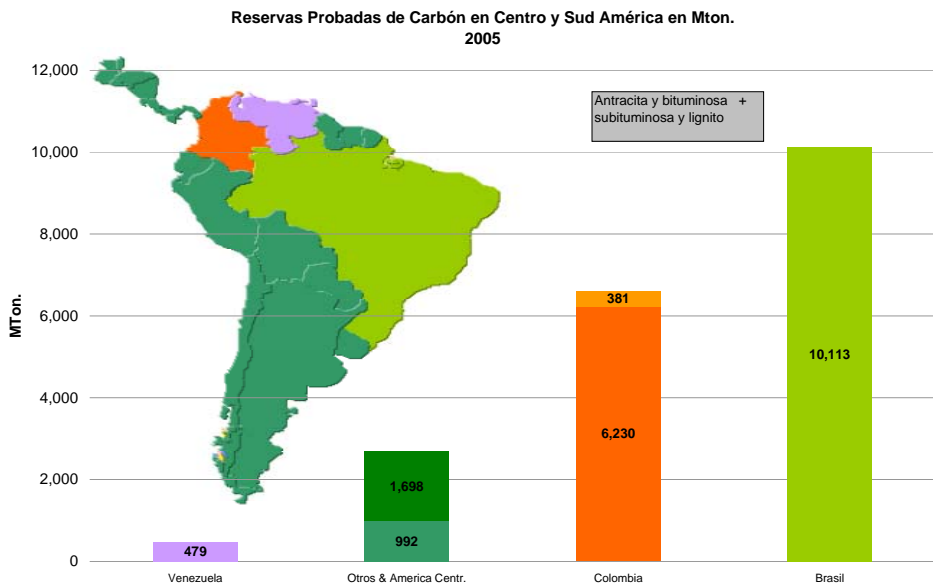
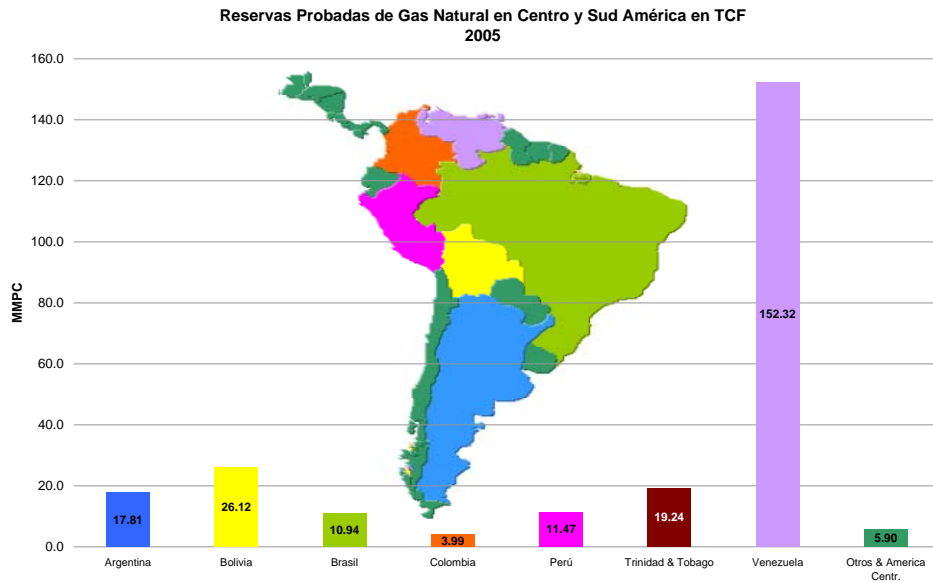
Este escenario será representativo de un contexto donde los sectores eléctricos y de gas natural de los países evolucionan, con mínimo nivel de integración, como una respuesta negativa a las situaciones de crisis comentadas en los puntos anteriores del presente informe.

- Cada país evoluciona hacia la suficiencia energética con recursos primarios propios, y/o utilizando como combustible para la generación eléctrica commodities obtenibles en el mercado internacional (FO, Carbón, GNL).
- No se hacen nuevas interconexiones eléctricas en el MERCOSUR.
- Las interconexiones en la CAN se limitan a las que están previstas a mediano plazo (un nuevo circuito en 230 kV entre Colombia y Ecuador y la interconexión entre Perú y Ecuador limitada a 90 MW)
- Se realiza el proyecto SIEPAC.
- Los países de Centroamérica no se integran energéticamente (gas/electricidad) con México, Colombia y/o Venezuela.
- Bolivia no se integra a la CAN
- De resultar económicamente convenientes se realizan proyectos de generación que aprovechen recursos hidráulicos binacionales (Ej. C. H. Corpus, sobre el Río Paraná, propiedad de Paraguay y Argentina).
- Los proyectos de nueva generación a considerar son de escala nacional, es decir, no serán considerados proyectos de nueva generación que por su escala produzcan una sobre instalación de generación.
- No se incluyen proyectos orientados a producir beneficios por la interacción de los sectores de gas y electricidad de la región.

2. Esc. #2: Fuerte Integración Energética utilizando como vector el gas natural, el carbón, la hidroelectricidad y otras energías primarias existentes en la región.

En contraposición al escenario antes indicado, este Esc. #2 estará orientado a mostrar los beneficios incrementales, que se producen al considerar una fuerte integración entre los mercados eléctricos, tanto en el seno de la región como entre regiones.

La región tiene importantes reservas de energía primaria (gas natural, carbón, hidroelectricidad, etc.) que no se encuentran distribuidas en forma uniforme, lo que da origen a posibles beneficios por integración energética. A modo de ejemplo, las siguientes figuras muestran las reservas de gas natural y carbón en los países de la región. Se observa que Venezuela y Bolivia tienen las reservas más importantes de gas natural, Brasil y Colombia tienen las mayores reservas de carbón. Brasil y Venezuela tienen, además, importantes recursos hidráulicos.



En correspondencia con lo antes indicado, en este escenario no serán consideradas las restricciones incluidas en el Esc. #1. En cambio, se deberán considerar las siguientes condiciones de integración energética:

- Se optimiza el uso de las reservas de energía primaria existentes en la región.
- El gas natural/carbón llega a Centroamérica vía un gasoducto, o vía interconexiones eléctricas con México y/o Colombia/Venezuela.
- Ecuador es abastecido con generación económica de Colombia y Perú evitando, en lo posible, el uso de combustibles líquidos.
- El gas natural de Bolivia y Perú (Camisea) abastece en forma creciente demanda del MERCOSUR ampliado.

- Se dimensionan proyectos de generación con escala regional (Ej. Regasificadora en Uruguay para abastecer demanda de Argentina, Brasil y Uruguay).
- Se interconectan eléctricamente Chile y Argentina, y generación de Bolivia abastece demanda del SING de Chile.
- Bolivia se integra a la CAN y generación de Bolivia abastece demanda de Perú.
- Son factibles proyectos de generación de escala regional sean, o no, en base a aprovechamiento de recursos hidráulicos binacionales.
- Cada país logra su suficiencia energética aceptando que la energía firme requerida por su demanda esté localizada en otros países.
- Se crean y comparten reservas de generación regionales para afrontar condiciones de crisis en algún país.

3. Esc. #3: Escenario con proyectos respondiendo a estrategias de largo plazo y fuerte participación de los Estados.

El objeto de este escenario es mostrar los efectos sobre los procesos de integración que se producirían, en el caso de que se materialicen proyectos de generación e integración energética con estrategia geopolítica de largo plazo y activa participación de los Estados.

Se deberán analizar dos alternativas:

Esc. #3, Alt. #1: Megaproyecto regional de transporte de gas natural

El Consultor determinará cómo se modifican los beneficios de la integración determinados en el Esc. #2, asumiendo que un nuevo gasoducto vincula la CAN, el MERCOSUR y los países de Centroamérica, cuyos costos son determinados a partir de una evaluación económica con un periodo de amortización de 50 años y tasa de descuento, similar a la de los bonos de largo plazo de Estados Unidos. La entrada en operación de dicho gasoducto, sería promediando el periodo de simulación. Para la determinación del precio del gas en cada país, se asume una tarifa proporcional a la distancia, asumiendo un precio en Boca de Pozo (Venezuela) de 2.0 USD/MBTU.

Esc. #3, Alt. #2: Los Estados promocionan energía renovable

En forma similar a lo antes indicado, el Consultor deberá determinar cómo se modifican los beneficios de la integración determinados en el Esc. #2, asumiendo que se ejecutan en el MER, la CAN y el MERCOSUR proyectos de generación preferentemente en base a energías renovables, con fuertes incentivos por parte de los Estados, lo cual se representará a partir de considerar para este tipo de proyectos, periodos de amortización y tasas de descuento similares a las antes indicada en la Alt. #1. El Consultor deberá proponer y justificar conceptualmente proyectos candidatos a considerar.

C) Resultados a obtener

Para cada uno de los escenarios antes indicados, el Consultor deberá suministrar la siguiente información (escenario promedio hidrológico).

- Proyectos de generación y transporte que resultaron seleccionados. Fecha de entrada en operación.

- Balance generación/demanda eléctrica para cada país, identificando la producción de energía eléctrica por tipo de tecnología y por tipo de combustible.
- Intercambios de energía eléctrica de importación/exportación de cada país.
- Demanda de gas natural para generación eléctrica de cada país.
- Requerimiento de otros combustibles (FO, Carbón, GNL, etc.)
- Producción total de gas natural por país, y área de producción
- Balance Energético simplificado, resultante de cada país identificando participación de cada combustible en la matriz energética.
- Energía transportada por las diferentes interconexiones existentes y futuras, diferenciando ambos sentidos.
- Reservas contingentes de cada país.
- Costo marginal de la energía en cada país. Volatilidad en función de la ocurrencia de situaciones hidrológicas adversas y/o contingencia de generación/transporte.
- Renta por congestión resultante para cada interconexión.
- EENS mensual y anual, promedio y la que resulta de los escenarios críticos seleccionados como de baja probabilidad y alto impacto
- Todo otro resultado que se considere conveniente incluir para justificar los análisis posteriores que se realicen, como parte del alcance propuesto de los trabajos de la Fase II.

El Consultor deberá realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de los resultados antes indicados que permita concluir sobre la razonabilidad de los mismos, desde el punto de vista técnico y económico.

Para las Tarea 1 y Tarea 2, se considera relevante el conocimiento y la experiencia del Consultor sobre programación de la operación y el despacho, los requisitos de calidad de la operación de un sistema eléctrico y el efecto de la red y sus restricciones sobre el despacho económico.

2.2. TAREA 2: ANÁLISIS DE FLEXIBILIDADES Y COMPLEMENTARIEDADES ELECTRICIDAD-GAS NATURAL

Un tema que tal vez no haya sido suficientemente explorado en la región, es la posibilidad de usar las *flexibilidades* de las interconexiones para hacer “swaps” entre energía eléctrica y gas natural. Por ejemplo, si Brasil cuando tuviera exceso de agua, exportase energía hidroeléctrica a Argentina, eso permitiría a Argentina reducir su producción de electricidad a partir de gas natural y exportar gas natural a Chile. De esta forma, las interconexiones estarían transformando un exceso de agua en Brasil en gas natural puesto en Chile. Este es un tipo de intercambio que puede dar nuevo valor a la integración regional, como forma de tornar más eficiente el suministro de gas y electricidad en escala regional.

Los estudios realizados en la Tarea I darán como resultado el flujo de gas natural y electricidad por las diferentes interconexiones internacionales, que optimizan el uso conjunto de la infraestructura de gas y electricidad existentes en cada país en el periodo de evaluación, y por lo tanto parecería que la interacción óptima entre los sectores de gas y electricidad, está adecuadamente contemplada dentro de las restricciones impuestas en cada escenario de evaluación.

Sin embargo, las imperfecciones de cada mercado pueden crear otras oportunidades de interacción y complementación, que no son adecuadamente consideradas al evaluar los intercambios de energía por medio de costos marginales y valores de oportunidad. Tal es el caso, por ejemplo, cuando un país A hace uso de un embalse de un país B, para almacenar energía eléctrica en periodo de abundancia de hidroelectricidad en un país A. El país B, luego devuelve la misma cantidad de energía de forma tal que el flujo de energía neto resulte nulo. Esto es similar a lo que sucedería, si el país A tuviese un embalse de mayor capacidad y, por lo tanto, con una mayor posibilidad de optimización.

Ejemplos como el anterior pueden existir mucho dependiendo de los países involucrados y de la capacidad de los vínculos de interconexión internacional.

Por tal motivo, en esta tarea el Consultor deberá identificar diferentes posibilidades de interacción y complementación de los sectores de gas y electricidad dentro de las restricciones impuestas a los escenarios de evaluación. Deberá justificar los mismos desde el punto de vista conceptual y, dentro de lo posible, identificar beneficios que se podrían obtener de la interacción.

2.3. TAREA 3: CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

En el Proyecto CIER 015 la factibilidad y conveniencia de la integración energética deberá ser evaluada incorporando nuevos elementos de valor, a los que se emplearon en el CIER 03 y considerando los escenarios de precios de combustible, financiamiento, desarrollo institucional sectorial, etc., que sean representativos de un conjunto posible de diferentes alternativas de la evolución sectorial en el periodo de evaluación, tal como fueron descritos en la Tarea 1 precedente.

En esa tarea se estimarán los beneficios de las interconexiones para los distintos países y para las regiones CAN, MER y MERCOSUR que resultan de las simulaciones operativas integradas, electricidad-gas de todos los países o bloques de países realizadas en la Tareas I y II.

Esta evaluación será realizada bajo el nuevo paradigma que, reconociendo la situación actual, procure rescatar los beneficios estructurales alcanzables, e incorporando las flexibilidades identificadas en las tareas anteriores.

Se buscará identificar, entre otros:

- Corredores gasíferos en la región, incluyendo los suministros/consumos flexibles;
- Complementariedad en el uso de la generación eléctrica para reducir los costos de producción;
- Evaluación de riesgos de subas de precios de energéticos y su posible cancelación mediante la integración;
- Evaluación de los riesgos de suministro de la integración y su cancelación por medio de estructura física o acuerdos, y/o la presencia de otros suministros de combustibles o de GNL;
- Los beneficios geopolíticos en el desaliento de otros suministros, integración y su cancelación por medio de estructura física o acuerdos y/o la presencia

- La posibilidad de monetizar las reservas de gas natural

Se hará un análisis de la vulnerabilidad de la integración prevista: en esa tarea serán analizados los impactos para los distintos países y para las regiones CAN, MER y MERCOSUR, asociados a los diferentes riesgos introducidos;

Se determinará una matriz de beneficios que deberá considerar:

- Los beneficios con bajas restricciones para la institucionalidad regional, compatibilización de la regulación, por necesidad de soportar eventos macroeconómicos y políticos importantes, con alto compromiso de los estados para garantizar la inversión y con alto nivel de commoditización de los productos energéticos.
- Los beneficios con altas restricciones en los puntos mencionados anteriormente

Esta matriz deberá definir claramente cómo cada una de las restricciones al modelo de mercado totalmente integrado, afectan los beneficios de la integración y además establece los riesgos o vulnerabilidad de cada uno de los esquemas disponibles de integración.

Se elegirá dos escenarios típicos de restricciones, y para cada uno de ellos se establecerá los instrumentos mínimos requeridos de:

- Institucionalidad.
- Los compromisos de corto plazo.
- Los acuerdos para optimizar la operatoria de corto plazo.
- Los esquemas de arbitraje.
- Los aspectos comerciales y arancelarios.
- Las metodologías de cancelación de riesgos.
- Los requerimientos de planificación nacional y de planeamiento regional.
- La necesidad de introducir obras de dimensión regional y los medios para hacerlo.

2.4. TAREA 4: LA ORGANIZACIÓN DE LOS MECANISMOS DE INTEGRACIÓN

El Consultor deberá elaborar una propuesta general de armonización de marcos normativos subregionales (CAN, AMÉRICA CENTRAL, MERCOSUR), que permita avanzar en los procesos de integración y que considere, entre otras cosas:

- Evaluación de beneficios, costos y riesgos de las integraciones y criterios para la adecuada asignación de los mismos, con las propuestas regulatorias que los sostienen.
- Análisis de esquemas apropiados y aplicables en las regiones CAN, AMÉRICA CENTRAL, MERCOSUR para la remuneración de interconexiones y redes regionales, que permitan una expansión de acuerdo con las necesidades de la integración.
- Análisis de la cobertura de riesgos de la integración: políticos, normativos y macroeconómicos, etc. Tratados de libre comercio y su impacto en los procesos de integración.

- Elaboración de una propuesta general de las modificaciones de marcos normativos subregionales (CAN, AMÉRICA CENTRAL, MERCOSUR), que permita avanzar en los procesos de integración.
- Promoción y Difusión de Resultados del Estudio. Búsqueda de Acuerdos. Seguimiento del Proceso y toma de acciones con el fin de dinamizarlo.

Por último, el Consultor elaborará las conclusiones y las propuestas de recomendaciones, junto con los fundamentos que las justifican. Para cada recomendación, se analizarán sus ventajas, fundamentación, posibles problemas de implementación y plazos razonables para su aplicación.

Para esta tarea, en especial se deberán evaluar estrategias para la promoción y difusión de los resultados del estudio, para lo cual el Consultor deberá tener experiencia en este tipo de actividades y la posibilidad de incorporar la visión política de los gobiernos.

ANEXO I : CONTRIBUCIÓN DE EXPERTOS INTERNACIONALES DE LA REGIÓN

1. ELEMENTOS CRÍTICOS EN LA EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTEGRACIÓN EN LA FASE II DEL CIER 15 POR AGUILAR D., ARGEMIRO COLOMBIA

1.1. VISIÓN DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL Y SU DESARROLLO

Con la conformación de los mercados regionales MERCOSUR, CAN y MER, se han desarrollado, y se encuentran en proceso de desarrollo, una serie de interconexiones eléctricas regionales que en principio proveen el soporte básico para la integración eléctrica a nivel latinoamericano.

Para el caso del gas existe un proceso de desarrollo similar, aunque con menor integración en las regiones correspondientes a la CAN y el MER; sin embargo, dada la ubicación geográfica de los países productores y donde existen reservas importantes de gas, existen sistemas de transporte conectando países de diferentes regiones como el caso Bolivia-Brasil, Bolivia-Argentina y Argentina-Chile. También existen importantes proyectos de desarrollo en gestación (Venezuela-Sur, Venezuela-Colombia-Panamá), que también proveerán el soporte básico para la integración gasífera a nivel latinoamericano.

Por otra parte, la interconexión para suministro de gas a los diferentes países tiene como fin primordial aunque no único, su consumo en las plantas eléctricas.

Lo anterior pone de manifiesto que existe una tendencia natural a la integración latinoamericana de los sectores eléctrico y de gas, la cual debe ser analizada a la luz de las realidades geopolíticas actuales para considerar las limitaciones institucionales, regulatorias, técnicas y comerciales, y así determinar la factibilidad de la integración.

1.2. DESAFÍOS A RESOLVER

Entre los principales desafíos a resolver para la integración latinoamericana de los sectores gas-electricidad, se cuentan los siguientes:

- ◆ La compatibilización regulatoria entre los países, que permita la coexistencia de diferentes tipos de mercados, con sus particularidades y la realización de intercambios de importación/exportación.
- ◆ La coordinación de todos los sistemas latinoamericanos a través de las instituciones de carácter regulatorio y operativo, que se requieren para tal fin.
- ◆ La rentabilidad de los intercambios internacionales de energía y gas que justifiquen plenamente la construcción y operación de las interconexiones requeridas, considerando los diferentes factores de riesgo presentes, y aquellos que aparecen como resultado de los cambios regulatorios y modificaciones pragmáticas que ocurren a nivel de los mercados nacionales.
- ◆ La preservación de las condiciones medio-ambientales, considerando los efectos de la operación de los sistemas con los diferentes recursos energéticos, así como los efectos introducidos por la construcción de la infraestructura requerida.

1.3. ELEMENTOS DE VALOR QUE LOS GOBIERNOS VEN EN LA INTEGRACIÓN Y LOS RIESGOS QUE TEMEN

Elementos de valor:

- ◆ Los beneficios económicos de las transacciones de intercambio, ya sea de importación o exportación, como resultado de un mayor ingreso o la reducción de costos, dentro de la premisa común existente en todos los países, que es la de suministrar la demanda en forma eficiente y económica, cumpliendo con estándares pre-establecidos de calidad, seguridad y confiabilidad.
- ◆ La posibilidad de monetizar las reservas de gas.
- ◆ Los refuerzos a la capacidad instalada que ocurren automáticamente como consecuencia de la integración.
- ◆ La diversificación de los recursos energéticos.
- ◆ La producción más eficiente de energía eléctrica y su efecto final al consumidor vía tarifas.

Elementos de riesgo:

- ◆ La dependencia energética de otro, u otros países.
- ◆ En casos especiales o de emergencia, la prioridad de dar cumplimiento a compromisos internacionales para suplir demandas externas, versus su necesidad simultánea de suplir la demanda interna.

1.4. SOLUCIONES O CAMBIOS DE PARADIGMA QUE SE DARÁN EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y EN EL SECTOR GAS

- ◆ La decisión de algunos países a mantener o aumentar una participación estatal significativa en los sectores de combustibles y electricidad, implicando esquemas de menor apertura.
- ◆ Manejar la volatilidad de los mercados energéticos y reducir el ejercicio del poder de mercado, mediante la cobertura de riesgo a través de derivados financieros: contratos de futuros y opciones. Esto se da como consecuencia de una evolución o maduración de los mercados, y no como un cambio de paradigma. Ejemplo de esta situación, se presenta en el mercado colombiano que prepara su implementación para finales de este año.
- ◆ La sustitución de parte de los recursos energéticos por fuentes renovables de energía y la utilización de bio-combustibles.

1.5. INSTRUMENTOS A MEJORAR O IMPLEMENTAR PARA INCREMENTAR LA INTEGRACIÓN

- ◆ La reducción de los subsidios de los energéticos a otros sectores de la economía, y/o una parte de los consumidores.
- ◆ Aspectos de tipo comercial y arancelario tendientes a eliminar los gravámenes tributarios de las transacciones energéticas.

2. LA INTEGRACIÓN REGIONAL POR ANTMANN, JULIA URUGUAY

2.1. LA INTEGRACIÓN REGIONAL EN MATERIA ENERGÉTICA. ¿RAZONES ESTRUCTURALES O COYUNTURALES?

Latinoamérica es rica en recursos energéticos, pero los mismos no están distribuidos uniformemente. Una parte importante de esos recursos no constituyen “commodities”, y existen oportunidades de beneficios muy relevantes, de tipo estructural y no coyuntural, en la integración regional.

La energía eléctrica y el gas natural no son commodities, y justamente esa característica es fuente de oportunidades para la integración regional, aunque también introduce restricciones. Los países pueden comprar y vender “commodities” en cualquier parte del mundo, pero la energía eléctrica, como tal, sólo puede ser transferida con una red que vincula vecinos, y los gasoductos regionales resultan todavía más económicos que el GNL, aunque la commoditización del gas natural ha avanzado mucho desde la década pasada. Por otra parte, si bien los combustibles derivados del petróleo son commodities, su mercado tiene características bastante especiales, y su precio y volatilidad pueden ponerlos fuera del alcance para cubrir las necesidades de desarrollo de varios de los países de la región.

Como contrapartida, el sector energético es clave en el desarrollo de un país, y la seguridad de abastecimiento y la reducción de la dependencia energética es hoy, el centro de las preocupaciones de los gobiernos en todo el mundo. Adicionalmente, hay una marcada tendencia a la protección de los recursos energéticos no renovables por parte de los países que los disponen, ya que hoy son percibidos como escasos y caros, lo que disminuye la disposición a “compartirlos” con otros países.

A esto, se suman aún las crisis económicas que han afectado a varios países de la región, las que han reducido el aporte de capitales privados por falta de rentabilidad y de confianza en el mantenimiento de las reglas, con las consecuencias previsibles en la expansión de los sistemas. Paralelamente, la evolución de los precios de la energía, no ha sido acompañada por la capacidad de pago de los consumidores.

Las experiencias de integración energética que se han desarrollado en América Latina, muestran una historia con esquemas y modalidades distintos según la época, que acompañaron los paradigmas vigentes en la región en cada momento.

Los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos fueron desarrollados en un esquema de participación protagónica de los Estados, que detentaban la planificación, expansión, regulación y operación de sus respectivos sectores, y como reacción al shock petrolero de los años setenta.

Durante los noventa, el paradigma de desarrollo de los sectores nacionales puso su acento en la eficiencia y en la participación privada, lo que a su vez tuvo su origen en las gruesas ineficiencias y falta de respuesta de los sectores energéticos para las necesidades de los consumidores en la década anterior, y en los fuertes requerimientos de inversión para superar esa situación.

La integración recibió un nuevo impulso, esta vez en el marco del nuevo paradigma del mercado abierto, con el gas natural abundante y barato como driver de los proyectos de integración (en electricidad y gas) y con presencia de los privados como agentes inversores y ejecutores.

En realidad, en ambos casos las experiencias fueron francamente positivas, aunque con dificultades y problemas que es necesario reconocer para corregir.

Hoy, el paradigma de la eficiencia y competencia, con iniciativa privada en la expansión de los sistemas y la presencia reducida del Estado, en rol exclusivo de orientador de la política energética y regulador, ya no está vigente en muchos países de la región. Los motivos son tanto exógenos como endógenos al sector. La preocupación por la seguridad de abastecimiento, la escasez y el costo de los recursos energéticos y la necesidad de una relativa autonomía en este campo, han llevado a que los Estados vuelvan a tomar las riendas de la planificación energética centralizada y del desarrollo del sector. Por otra parte, se ha demostrado que la integración regional no está tan avanzada ni es tan fuerte como para enfrentar en forma integrada las crisis nacionales, y que, ante situaciones de escasez, no se considera políticamente viable compartir los recursos y dificultades con otros países.

En estas condiciones, resulta necesaria una evolución en el paradigma de integración que, reconociendo la situación actual, procure rescatar los beneficios estructurales alcanzables. Sin embargo, existe el riesgo de que la visión estratégica para el futuro se focalice excesivamente en los aspectos negativos de la experiencia reciente. Sin duda que éstos deben considerarse, pero también es importante integrar al análisis los resultados favorables del modelo anterior.

El desafío es incorporar elementos que garanticen la seguridad de abastecimiento de los países, y un grado razonable de autonomía en las decisiones sectoriales nacionales, sin abandonar el objetivo de la eficiencia; también las opciones para la seguridad de abastecimiento energético de cada país pueden mejorarse en un contexto de integración, con costos más accesibles que los que resultan de un enfoque aislacionista.

2.2. EFICIENCIA E INICIATIVA PRIVADA VS. SEGURIDAD Y PLANIFICACIÓN ESTATAL

Como se señaló, existe una tendencia a que el Estado recupere un papel más activo en el sector energético de los países latinoamericanos, tendiente a garantizar la seguridad de abastecimiento energético del país y a que la planificación estatal defina las inversiones necesarias para ello, reservándose además las decisiones de preservación y explotación de los recursos no renovables, y de incorporación de formas de energía renovables no convencionales. La concepción de la integración también ha cambiado y se asigna a los Estados un papel más protagónico y decisivo en la misma, aunque sin exclusión de los sectores privados. Hay claras señales de rechazo a la adopción de esquemas regulatorios unificados entre los países, que hoy privilegian la autonomía en las decisiones de política energética nacional.

En este contexto, aunque con objetivos similares, los países tienen perspectivas distintas de los riesgos y oportunidades asociados con la integración, de acuerdo con su situación de disponibilidad de energéticos.

Para los países ricos en recursos, se trata de asegurar el autoabastecimiento y, en segunda instancia, aprovechar su potencial exportador. Las oportunidades resultan de la monetización de sus reservas, obteniendo precios convenientes, y los riesgos se asocian a la preservación de los recursos no renovables para garantizar su disponibilidad a largo plazo para la demanda nacional, y al efecto sobre los precios a los consumidores, de la apertura a la región. También se percibe como riesgo la pérdida de autonomía en las decisiones coyunturales por los compromisos adoptados en los acuerdos de integración.

Para los países deficitarios en fuentes de energía primaria, el desafío es asegurar el abastecimiento a sus demandas a precios razonables y, en lo posible, estables. La integración regional ofrece una alternativa de aprovisionamiento energético a precios competitivos, con la contrapartida de una dependencia del cumplimiento de los compromisos por parte de los socios para la disponibilidad de la energía en épocas de escasez, y por lo tanto un riesgo en la seguridad de abastecimiento, que se ha demostrado importante. La opción de la utilización de commodities (combustibles líquidos, GNL) tiene costos elevados y volatilidad en los precios.

Más allá de estas condiciones estructurales, la integración permite otros beneficios a ambas partes, entre los que está el aprovechamiento de excedentes ocasionales de bajo costo, el apoyo en situaciones de emergencia sin afectar las reservas propias, una reducción de la reserva operativa de los sistemas, el acceso a fuentes de generación más diversificadas con la consiguiente reducción de la volatilidad de precios, el alcance de una escala apta para la viabilización de algunos proyectos.

La eficiencia debe permanecer en los objetivos nacionales y regionales, especialmente cuando el alto costo de los combustibles exige respuestas para mantener el acceso de los consumidores a la energía con un costo razonable.

Una operación eficiente, con un uso adecuado de los recursos disponibles, y en particular la utilización eficiente de la infraestructura de interconexión existente, es imprescindible para reducir los elevados costos energéticos sin poner en riesgo la seguridad.

En lo que refiere al enfoque estratégico para asegurar el abastecimiento de cada país, este abastecimiento seguro puede alcanzarse con alternativas de integración que diversifiquen, para cada país, el origen de la energía dentro de la región, y que se complementen con opciones de acceso a commodities, especialmente en aquellos países que son deficitarios en energía primaria. Se trata de contar con seguros para situaciones de crisis, sin que los altos costos de energía asociados a estas situaciones resulten permanentes. Y aún estos seguros pueden “compartirse”, si las prioridades sobre su uso se establecen en forma clara y realista.

2.3. LOS INSTRUMENTOS

La expansión óptima en generación en los países de la región, resultará más diversificada en la medida que se asigne valor a la estabilidad del precio de la energía y a la seguridad de su disposición, incorporando, además de centrales a gas natural, otras fuentes de energía, como combustibles líquidos, hidráulicas y otras formas de energías renovables.

Los instrumentos de mercado que resultaban aptos para incentivar la inversión en generación, resultarán inadecuados en el nuevo contexto, y las herramientas para alcanzar un desarrollo seguro y eficiente deberán modificarse, tanto a nivel nacional como regional. Es previsible que en varios países, los mercados spot en base a costos marginales, adecuados para permitir el desarrollo de ciclos combinados a gas natural, deban sustituirse por contratos de largo plazo que garanticen la recuperación de inversiones como las centrales hidroeléctricas, o las plantas de regasificación, considerando los costos medios esperados de la energía y potencia. Será necesaria más participación estatal en la promoción, y aún en la realización de inversiones en infraestructura. Los tiempos son de fuerte incertidumbre, y en esas condiciones, los inversores privados se retraen o exigen tasas de rentabilidad prohibitivas para asumir los riesgos de inversiones en infraestructura, especialmente aquellas con largos períodos de amortización.

Los Estados realizarán una planificación centralizada que defina los proyectos a encarar (sin perjuicio de aquellos que surjan de la iniciativa privada), dando participación a los privados

en la ejecución de los mismos. Esa planificación incluirá los elementos de seguridad de abastecimiento que cada Gobierno estime adecuados para el país, los que finalmente deberán ser financiados por el conjunto de los consumidores.

Por este motivo, es importante que la planificación incorpore la visión regional, que puede resultar en una reducción en los costos para alcanzar los objetivos elegidos.

En el contexto regional, la creación de “mercados únicos” para las transacciones de energía parece hoy utópica y los contratos de exportación con respaldo firme y tratamiento similar al que recibe la demanda nacional, no parecen una opción factible en el corto plazo.

A efectos de intensificar la utilización de la infraestructura regional disponible, debería avanzarse en acuerdos marcos entre Gobiernos, que flexibilicen las condiciones para intercambios ocasionales y apunten a una optimización del uso de recursos. Esto incluye la operación normal más económica considerando los recursos que aportan las interconexiones, y el apoyo en situaciones de emergencia, sin comprometer las “reservas” que se consideren estratégicas, y procurando “filtrar” o amortiguar el efecto negativo que los intercambios podrían tener sobre algunos de los actores del mercado interno (aumento del precio en el mercado interno por exportaciones, etc.).

En el mismo sentido, es importante alcanzar acuerdos en el uso ocasional de las redes de un país para el tránsito de energía entre terceros. Si bien estos acuerdos no llevarán a que los privados inviertan a riesgo, los mismos permitirán utilizar mejor los recursos disponibles y, en algunos casos, aún podrían factibilizar inversiones en infraestructura de interconexión por parte del Estado, en representación de los consumidores, si se espera que las diferencias entre los costos marginales de los sistemas justifiquen la realización de intercambios que la viabilicen.

Para los intercambios “firmes”, es claro que será necesario avanzar en la institucionalidad regional en materia energética para restaurar la confianza mutua entre los países. Sin embargo, las metas en este aspecto deben ser realistas y alineadas con la evolución de los instrumentos generales de integración. En muchos casos, alcanzar una situación que represente garantías para los países pequeños deficitarios en energía no parece posible en plazos previsibles.

Aún así, la interconexión física en gas y electricidad entre países vecinos, sumada a la posibilidad de disponer de recursos con características de “commodities” en aquellos países que son más deficitarios en energía primaria, puede permitir una interesante combinación, que reduzca los costos de todos los países para alcanzar un grado adecuado de seguridad de abastecimiento.

Por ejemplo, una planta regasificadora en Uruguay, además de actuar como respaldo propio para situaciones de restricciones en las exportaciones de gas y electricidad desde Argentina, puede permitir la exportación de gas y/o energía eléctrica de bajo costo desde Uruguay a Argentina, sustituyendo el desarrollo de infraestructura de transporte. Y, de existir una interconexión eléctrica de mayor porte y/o un gasoducto que vinculara a Uruguay con Brasil, además de representar mejoras en seguridad para Uruguay por la diversificación de vínculos, permitiría que la regasificadora y la capacidad de generación instalada en Uruguay también colaboraran a respaldar al Sur de Brasil.

Pero para ello, la localización y las dimensiones de la planta, y la infraestructura de gasoductos deben ser definidas con una concepción regional, y el análisis de factibilidad debe considerar los beneficios y aportes con esa misma escala.

Para viabilizar este tipo de proyectos, y los varios proyectos hidroeléctricos binacionales en cartera, la institucionalidad puede tomar la forma de acuerdos ad-hoc entre los Estados involucrados, con una clara definición de la asignación de costos y derechos sobre las instalaciones entre los países, incluyendo las previsiones de prioridades. Herramientas de este tipo permitieron la construcción de las centrales binacionales en las décadas del 70 y 80, y los activos construidos han sido utilizados por las Partes aún en etapas en que la regulación vigente en ellas resultaba francamente distinta.

Por otra parte, y como se ha verificado en otros casos, la propia existencia de la infraestructura de interconexión llevará al desarrollo del comercio internacional de energía eléctrica y gas, con formas que se perfeccionarán gradualmente.

Lo que parece importante es que la selección de los proyectos a impulsar se realice con criterios económicos sólidos, incorporando el valor que, a juicio de quienes conducen la política sectorial de cada país, tienen las componentes estratégicas asociadas a la seguridad de abastecimiento, los recursos energéticos no renovables y la estabilidad del precio de la energía. También es fundamental encauzar los mecanismos de ejecución de los proyectos, de forma que se apoyen en los puntos fuertes de los sectores público y privado.

3. EL GAS NATURAL EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA POR FIGUEROA DE LA VEGA, FRANCISCO - ECUADOR

3.1. LA VISIÓN DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL Y SU DESARROLLO

En la última década del Siglo XX se inicia la transición, del paradigma de coordinación centralizada al de coordinación por el mercado del sector energético. Se diseñó así un nuevo contexto energético regional, en el que el gas natural adquirió particular importancia y al que concurrían una serie de factores que afectaban a los países de la región con distinta intensidad: retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento en los 80; adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad (ciclo abierto y combinado con turbinas a gas), respecto a los sistemas térmicos convencionales de menor rendimiento; competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad; creciente competencia gas “vs” gas transportado por ductos y buques para GNL; necesidad de asegurar el suministro a largo plazo, mediante una estrategia de diversificación de fuentes de energía y de proveedores que, junto con las crecientes preocupaciones ambientales, tiende a ampliar los mercados de gas dentro de la Región, tanto a partir de recursos propios como de países vecinos.

La adecuación del rol del gas natural a las condiciones planteadas requirió de cambios institucionales, que se dieron con variantes en los países que lo producían. Esos cambios condujeron a las reformas: apertura de la actividad, en mayor o menor grado, a nuevos actores mediante la privatización de activos; desintegración vertical y horizontal de las etapas de la cadena gasífera; segmentación del mercado identificando oferentes y demandantes de productos y servicios, y la introducción parcial o total de mecanismos de libre comercio en pro de la competencia y de mayor eficiencia operativa. Ello implicó la instalación de marcos regulatorios en actividades con características de monopolio natural y de marcos legales que regularon gradualmente la transición de mercados emergentes, como los mayoristas, en los que era posible la competencia.

A partir de ese contexto se crearon las bases para la constitución de un mercado regional del gas natural, con mayor desarrollo en el MERCOSUR, Chile y Bolivia. Con las reformas, se

armonizaron entre países algunos marcos normativos, se eliminaron algunos obstáculos al comercio y se dio indicios de seguridad jurídica que estimularon inversiones privadas en gasoductos de interconexión que derivaron en contratos de compra-venta entre demandantes y oferentes de los países vecinos. Sin embargo, no se tuvo en cuenta, en ningún caso, que el desarrollo del mercado regional depende de la identificación y alcance de los recursos recuperables no renovables, como el gas natural, acorde con las crecientes necesidades de ese mercado. En la CAN, Colombia masifica la penetración del gas natural y Venezuela su uso en la industria. En México se libera la importación y se abre la participación privada en transporte y distribución. En Trinidad & Tobago se inicia la exportación masiva de GNL. Pero, excepto en el MERCOSUR y sus asociados, no se vieron avances en la integración entre otros países de ALC. Hasta fines del 2003, se mantiene esa situación. No obstante, la asimetría en la dotación de recursos entre la CAN y MERCOSUR, indicaba la necesidad estratégica de intensificar la integración gasífera. La CAN, hasta que Venezuela se retiró de ella, tenía una participación en la dotación de reservas probadas de gas natural que superaba a la suma de las otras sub-regiones, y se encontraba ubicada en el centro de la región. Su producción, se destina exclusivamente al consumo interno, sin interconexiones entre sus países. Pero, aún con la salida de Venezuela de la CAN y su próxima incorporación como miembro pleno al MERCOSUR, se siguen dando las condiciones geográficas para un mercado regional del gas natural en Sudamérica, en vista de las perspectivas de una creciente demanda y una oferta insuficiente en el Cono Sur. También, algunos países de Centroamérica podrían alcanzar esos beneficios mediante interconexiones por gasoductos desde Venezuela a través de Colombia.

3.2. *DESAFÍOS A RESOLVER*

En la siguiente Figura se presenta una matriz donde se contrastan los distintos regímenes de propiedad, desde estatal a privada, con las características de los mercados, desde monopolio a mercado abierto, que muestra cómo se reposicionaron los países en la transición del paradigma de coordinación centralizada al de coordinación por el mercado a principios de la primera década del Siglo XXI. A comienzos de los 90 todas las empresas que operaban en el upstream del gas natural eran de propiedad estatal y los mercados monopólicos como es el caso actual de México y Ecuador. En el otro extremo, con relación a las reformas adoptadas, se encontraban Argentina y Perú. En Argentina, se procedió a la privatización del upstream, se dispuso la libre disponibilidad del producto y se liberó el mercado. La situación en Perú es aún emergente, ya que no puede afirmarse que exista un mercado competitivo. En las posiciones intermedias, se observan distintas modalidades tendientes a una mayor apertura.

Figura 1. ALC: Reposicionamiento de los países luego de las reformas en el *upstream* del gas natural (2001)

Propiedad privada exclusiva					Argentina Perú
Propiedad estatal con predominio privado		←		Bolivia	Trinidad & Tobago.
Propiedad estatal con participación privada		←	Venezuela	Barbados Colombia Chile	Brasil Cuba
Propiedad Estatal Exclusiva	México Ecuador				
	Coordinación Central	Contratos de Ganancias Compartidas	Contratos de Asociación Obligatoria	Contratos de Participación	Coordinación por el mercado
	Monopolio	Mercado Regulado			Mercado Abierto

Fuente: En base a “Lineamientos de Política Energética”. Proy. Energía y Desarrollo Sustentable en ALC. OLADE/CEPAL/GTZ, 2001.



A comienzos del 2004, se inicia el cambio de paradigma, indicado por las flechas rojas. El caso de Argentina es extremadamente particular, ya que el Estado reemplazó a la función de un mercado competitivo al fijar los precios mayoristas internos que redujeron los incentivos de inversión en exploración y desarrollo y la capacidad de suministro frente a una demanda interna creciente. Para contrarrestar ese efecto, el gobierno racionó las exportaciones a los países vecinos, vulnerando los compromisos contractuales privados. Además, creó una empresa estatal que busca ocupar espacio en la actividad del gas. Venezuela ha pasado luego de renegociar contratos, a tener un mayor control central sobre la actividad de hidrocarburos. El caso de Bolivia implica, con las medidas recientes, un retorno al control central con participación privada y renegociación de sus contratos que eliminan la libre disponibilidad del gas natural extraído. En ese contexto, los cambios en la institucionalidad en los países exportadores de Sudamérica, son nuevos elementos que reemplazan a las anteriores decisiones de la actividad privada por las estatales, tanto en el desarrollo del mercado interno como para la comercialización de gas hacia los países vecinos. También, se observa que dentro de los intereses comerciales de Bolivia inciden sus propias urgencias, que se reflejan en una puja de precios de exportación hacia Argentina (entre 5,50 y 6 USD/MMBtu por 10 años) y Brasil, de difícil concertación.

Cuanto más altos los precios que negocie Bolivia, será más favorecido el gasoducto de Venezuela a Brasil y Argentina (ver Ruta del Gas). Le permitiría a Brasil integrar su red de transporte y asegurar el suministro a largo plazo al MERCOSUR y Chile. México sin alternativas, prevé la construcción de cuatro plantas regasificadoras de GNL hasta el 2008 y tiene otras cuatro en proyecto, por ello sus urgentes gestiones por conseguir GNL de Bolivia y Perú. Chile también se reorienta en esa dirección en vista del costo que le ha significado la interrupción del suministro de Argentina.

3.3. ¿CUÁLES SON LOS ELEMENTOS DE VALOR QUE LOS GOBIERNOS VEN EN LA INTEGRACIÓN Y LOS RIESGOS QUE TEMEN?

- ◆ Asimetría en la disponibilidad de recursos. La abundante disponibilidad de gas natural en Bolivia y Venezuela sugieren urgentes acuerdos comerciales para colocar su gas en los países del MERCOSUR, deficitarios o en vías de serlo, por agotamiento de sus recursos. Perú seguirá con sus planes de exportar GNL a Estados Unidos, México y eventualmente a Chile.
- ◆ Convenios futuros entre gobiernos y no entre empresas. Los cambios de paradigma en los países superavitarios de gas natural, implicarán decisiones políticas al margen de lo que puedan indicar las señales de un mercado abierto y competitivo entre países. Los marcos legales estarán orientados a la seguridad en el transporte y calidad de producto.
- ◆ Pragmatismo. Ante todo predominará la idea de asegurar el suministro a largo plazo con bajo riesgo, el que se comprometerá bilateralmente entre gobiernos.
- ◆ Diversificación de las fuentes de suministro fuera de ALC. Caso Chile y México.

3.4. ¿QUÉ SOLUCIONES SE DARÁN EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y EN EL SECTOR GAS?

La generación de electricidad tenderá a estar sujeta sin opción, en los países con dificultades de suministro, a:

- ◆ Asegurar el suministro a los usuarios no interrumpibles, y menores costos a los interrumpibles. En los países donde el gas natural se ha vuelto un importante insumo en el balance energético, resulta políticamente crítico asegurar el suministro al sector residencial, y a bajo precio para la generación de electricidad y la industria.
- ◆ Promover el uso creciente del gas natural para la generación de electricidad: Las dificultades de financiamiento para obras hidráulicas de envergadura, los elevados precios de los combustibles líquidos y de las energías renovables dan preferencia a la generación con gas natural. Ello se observa en los países importadores como Chile, Brasil, Uruguay, que ya agotó su potencial hidráulico, y en México donde el gas natural ya es un insumo crítico.

3.5. ¿QUÉ INSTRUMENTOS SE REQUIEREN MEJORAR O IMPLEMENTAR PARA INCREMENTAR LA INTEGRACIÓN?

La presunción de que con inversiones privadas en infraestructura y armonización de marcos regulatorios entre países, es suficiente para la integración energética y constitución de un mercado regional, parece una visión limitada del tema. Los inversores privados no se dejarán llevar por expresiones de buena voluntad y, antes, evaluarán si esos negocios les serán convenientes a la luz de todos los factores en juego. Entonces, parece necesario realizar una

apropiada evaluación de contextos y roles de todos los agentes energéticos que intervendrán y aplicar soluciones en consonancia.

Las asimetrías en la dotación de recursos de gas natural muestran, a partir de las reservas probadas, una realidad parcial (Venezuela registra las mayores reservas de ALC pero su disponibilidad para exportación es un gran interrogante). La disponibilidad de recursos no puede cuantificarse únicamente por el stock presente de reservas probadas de gas natural sino que se requiere conocer el universo de recursos, y las posibilidades de su recuperación en el tiempo a partir de la estimación de sus descubrimientos. Entonces, la relación de esos descubrimientos con los volúmenes requeridos por el mercado, permitirán inferir mejor sobre el tiempo en que es posible asegurar el suministro a cada país importador.

Si persiste la idea de que el mercado resolverá por sí los problemas de escasez del recurso a largo plazo, entonces es posible que a fines de la presente década algunos países tengan problemas de suministro de gas natural. Es el resultado al que se arribaría en un estricto enfoque por proyectos en el que cada empresa busca optimizar penetración y rentabilidad o monetizar rápidamente las reservas, cuando la política energética es pasiva. Sin embargo, sí es posible compatibilizar el enfoque de negocios por proyecto con el de seguridad del suministro sostenible a largo plazo, siempre que exista una política energética activa que oriente en tal sentido y se adecuen simultáneamente los marcos legales para que propicien un ambiente de negocios que atraiga inversiones.

De lo expuesto, deriva que para definir instrumentos que favorezcan la integración parece necesario analizar previamente qué acciones aportan soluciones al suministro energético de cada país. Entre ellas:

- ◆ Diversificación de la matriz energética en la utilización de fuentes primarias y secundarias.
- ◆ Alcance de los recursos de gas natural frente a los requerimientos a largo plazo.
- ◆ Precios “city gate” del gas natural frente al de los sustitutos.
- ◆ Capacidad de almacenaje para atenuar dificultades climáticas, catástrofes naturales o interrupciones imprevistas.
- ◆ Identificación y priorización de los consumidores no interrumpibles e interrumpibles.
- ◆ Mercados abiertos y competitivos, cuando es posible, ya que dependen de la atomización de oferentes, del mallado de la red de transporte y de la red de distribución a múltiples usuarios.
- ◆ Marcos regulatorios que emulen a la competencia, cuando ésta no es posible.
- ◆ Convenios marco de integración entre países.
- ◆ Contratos de suministro (delivery or pay) a largo plazo para los países importadores (take or pay), en el marco de acuerdos previos de integración entre países.
- ◆ Seguridad jurídica para los contratos privados y públicos de compra-venta de gas natural.

4. LA INTEGRACIÓN REGIONAL POR GARCIA PINOT, LUIS GUATEMALA

La integración regional de los mercados energéticos se ha caracterizado por ser un proceso de alta complejidad política, técnica y administrativa, en donde los Estados miembros se han visto forzados a alcanzar un compromiso sobre:

- ◆ Eficiencia económica
- ◆ Independencia Energética

La tendencia hacia la globalización a nivel económico es indiscutible, y algunos países han optado por la liberalización e integración energética gradual (privatización y/o desmonopolización), sin perder de vista que el sector energético tiene un carácter eminentemente estratégico y por consiguiente, este paradigma constituye una barrera natural o un límite a la integración y se fundamenta en la seguridad de abastecimiento propio.

La razón de ser de los mercados energéticos transnacionales se basa fundamentalmente en aspectos de economía de escala y un máximo aprovechamiento de los recursos, sin descuidar la protección al medio ambiente, por lo tanto toma como primicia:

- ◆ Eficiencia económica
- ◆ Seguridad de abastecimiento

Los desafíos a resolver para lograr una verdadera integración energética, es que debe existir una estabilidad y voluntad política, enmarcados en una transparencia total que permita la armonización regulatoria entre los países, y así, evitar las asimetrías. Dentro de los puntos clave es que debe existir, como aspectos básicos:

- ◆ Transparencia en la capacidad de transporte disponible y métodos de asignación
- ◆ Regulación específica para la gestión de congestiones
- ◆ Cierta nivel de armonización de los peajes
- ◆ Seguimiento por parte de los Gobiernos, Reguladores y Gestores de Red en las previsiones de oferta/demanda
- ◆ Establecimiento de competencia y poder de mercado
- ◆ Introducción de mecanismos que faciliten la existencia de capacidad de reserva

La construcción de un mercado integrado regionalmente lleva consigo el desarrollo de un marco legal adecuado, ya sea por medio de Tratados Internacionales (caso del MER) o de adaptaciones legislativas locales. Para ello, resulta necesario definir el rol de todos los órganos involucrados (regulación, mercado, etc.), y cómo deben interactuar con la creación de los órganos supranacionales. Los diferentes modelos nacionales son todos válidos, pero hay que buscar denominadores comunes para que puedan ser aplicados en otros entornos. En el caso de Centro América, pese a la existencia del MER, en el último año se ha podido observar cómo los reguladores nacionales, con una visión cortoplacista, han introducido cambios en las reglas de sus mercados, que han castigado las exportaciones/importaciones al punto de reducirlas a cero, poniendo en riesgo la continuidad del mercado transfronterizo.

Por lo tanto las ventajas de la integración energética, van desde:

- ◆ Promover la comercialización.

- ◆ Incentivar la inversión (señales de eficiencia).
- ◆ Generar mayor competencia.
- ◆ Uso eficiente de los recursos disponibles (capacidad instalada y de transporte).
- ◆ Aprovechamiento de la complementariedad hidrológica y térmica entre sistemas .
- ◆ Optimización de las reservas.

No obstante estas ventajas, para los Gobiernos se convierte en un issue el incremento de la seguridad en el abastecimiento energético, a través de la diversificación del uso de los recursos disponibles, por medio de sistemas regionales interconectados robustos. Por lo tanto, se debe insistir en la inversión en infraestructura física para lograr las interconexiones. También ven que puede existir un riesgo de una posible dependencia, respecto a los países proveedores o con una gran cantidad de excedentes.

En todo proceso de integración es clave el desarrollo de los siguientes aspectos:

- ◆ Voluntad y estabilidad política.
- ◆ Gradualismo.
- ◆ Desarrollo institucional supranacional.
- ◆ Adecuada regulación del comercio transfronterizo.
- ◆ Infraestructuras de interconexión.
- ◆ Libertad de acceso a las redes y a la elección de suministrador.
- ◆ Controles contra la concentración y abuso de posiciones dominantes.

Para poder superar todas las dificultades en la integración energética, es necesario iniciar acciones tendientes a consolidar el mercado regional por medio de la inversión en infraestructura de interconexiones físicas, y mejorar el intercambio de información y cooperación entre los Gestores de Redes de Transmisión, lo cual mejorará la completa integración de los mercados regionales.

5. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA POR GOMELSKY ROBERTO

5.1. LA VISIÓN GLOBAL DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL Y SU DESARROLLO.

Durante mucho tiempo el planteo de la integración energética, al igual que en otros sectores de la economía y a nivel general, se originó en planteos políticos de tipo voluntarista y regionalista, con una dosis no despreciable de carga emocional. Eran los tiempos de expresiones como ésta: los latinoamericanos tenemos un origen y una herencia comunes y por eso debemos estar integrados; intereses económicos y proyectos políticos determinados no contaban, por el contrario podrían amenazar la integración que era una idea ideológicamente pura y no contaminada por intereses, era un hecho cultural. Y el enfoque era esencialmente regionalista: Latinoamérica como un todo, una sola unidad cultural que debería actuar como una unidad política para la defensa de sus intereses comunes e integrarse desde el Río Grande a la Patagonia. Debíamos integrarnos simplemente porque somos, supuestamente, iguales o muy parecidos.

A comienzos de los setenta prevalecía en América Latina el enfoque estatista y a nivel internacional se producían cambios en la relación de fuerzas en el mercado petrolero y aumentos de precios significativos. En ese contexto nace una iniciativa que aunque fue denominada energética, fue realmente de cooperación petrolera con un enfoque fuertemente regionalista, como una manera de atenuar el impacto de los altos precios en los países importadores de la región, aprovechando los recursos de los países productores. Esta iniciativa dio lugar a la creación de la OLADE, que fue un esquema que por diversas razones resultó inoperante durante la mayor parte del tiempo

Que fue lo que ocurrió en la realidad? Que los procesos de integración energética se desarrollaron y se fueron concretando en ciertas regiones como el Cono Sur, los países andinos y Centroamérica, fuera del concepto de la gran Latinoamérica unida y se fueron concretando en electricidad y gas y no en petróleo, como es lógico. El petróleo es un commodity que se transa en el mercado mundial y no hay muchos espacios para la integración.

Por qué comenzamos con estos comentarios iniciales? **Porque la realidad demostró, y demuestra, que por ahí no van las cosas y porque la parábola de la historia, o mejor dicho la trayectoria circular del péndulo, nos pone nuevamente frente a la perspectiva de que vuelvan a soplar los vientos de la emotividad y la integración por la integración misma, en lugar de verla como una opción real para enfrentar necesidades concretas.** La integración energética se fue construyendo bajo un esquema totalmente opuesto, no regionalista sino local o subregional y siguiendo vías pragmáticas y realistas, cubriendo necesidades de países y áreas específicas, siguiendo criterios de factibilidad económica y financiera. Si se ignora este lento y dificultoso proceso que se dio y continúa dando en varios focos o ejes de integración en América Latina, y se quieren superponer encima de eso iniciativas nacidas al calor de acercamientos circunstanciales o agendas políticas específicas, se corre el riesgo de volver a diluir los esfuerzos con discursos antes que reforzarlos con proyectos reales.

Hoy la integración regional no está en su mejor momento, antes bien está en riesgo, a pesar de la multiplicación de iniciativas surgidas en los últimos dos o tres años, -las que- si no se aterrizan o se adecuan a los procesos existentes pueden terminar en un galimatías de países, áreas regiones y subregiones sobrepuestas en múltiples proyectos que lo único que van a conseguir es diluir esfuerzos y frenar la integración efectiva.

La integración energética no es un fin sino un medio, para mejorar la seguridad y la economía del suministro de electricidad y gas en los países que se vinculan a través de un enlace. Esto suele confundirse, sobre todo a la hora de los discursos, se antepone la integración a sus resultados, o el corazón a la cabeza. Y se suele olvidar quiénes deben ser los beneficiarios últimos de la integración: los consumidores, no son los estados ni los gobiernos, ni los gobernantes. Si los beneficios de la integración no llegan al público para mejorar sus condiciones de abastecimiento, y a los sectores productivos para mejorar sus costos y su competitividad, el esfuerzo no valió la pena.

La integración no se producirá por voluntad política ni por decretos presidenciales o por la simple firma en acuerdos, sino por conveniencia económica, y se dará en la medida que sirva para cubrir de manera más segura y eficiente las necesidades energéticas de una región, con gobiernos o sin gobiernos, o a pesar de los gobiernos.

5.2. DESAFÍOS A RESOLVER

Riesgo político

El riesgo político parece estar en aumento, por ciertos cambios que se están produciendo en el sector de la energía en algunos países o la inmovilidad de otros, y también por las agendas políticas regionales de algunos países que están planteando esquemas de cooperación en temas petroleros a través de empresas estatales, que como ya indicamos más arriba, no es realmente un tema de integración, o grandes proyectos de gasoductos que aunque tienen sentido, su factibilidad no está demostrada aún.

También se manifiesta el riesgo político en la inestabilidad que pueden afrontar los organismos ya establecidos de integración, como es el caso de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) con la reciente salida de Venezuela y la amenaza de Bolivia, que parece estar controlada por el momento. La CAN es una organización avanzada con carácter supranacional de modo que las resoluciones que adopta son vinculantes para los países miembros, en otros grupos menos institucionalizados el riesgo tal vez podría ser mayor. Por ahora es el único caso y por ahora no hay signos importantes de eventos como éste en otras regiones, sin embargo tampoco los había pocos meses atrás en el caso de Venezuela.

En todo caso, el riesgo político es inevitable y hay que convivir con él, lo que deben hacer las empresas y organismos técnicos nacionales o regionales es tomar las iniciativas presidenciales (por ejemplo el Acuerdo de Cooperación Energética de Montevideo de Noviembre del 2005), y meterlas dentro de un esquema institucional y aterrizarlas en proyectos concretos estudiando su factibilidad.

Debilidad institucional

A nivel de regiones, la CAN es donde más se avanzado en la institucionalización de la integración eléctrica y tiene carácter supranacional, de modo que sus decisiones son vinculantes para los miembros. Por ejemplo, la Decisión 536 establece el Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, dentro del cual se establece la no discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos; el libre acceso a las líneas de interconexión internacional; el despacho económico coordinado de los mercados eléctricos; el compromiso de los países miembros de mantener condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante; la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, la promoción de la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales; además de otros principios respecto a rentas de congestión, no subsidios a las transacciones, etc. En el caso del gas la situación está mucho menos desarrollada.

En Centroamérica está constituido el MER (Mercado Eléctrico Regional) y el PIEM (Programa de Integración Energética Mesoamericana), que incluye a Centroamérica, México y Colombia. La integración eléctrica ha sido desarrollada desde hace mucho tiempo con el fuerte apoyo de la CEPAL, hasta que fue cristalizando en avances concretos que condujeron a la situación actual. Más allá de lo establecido en los acuerdos firmados, falta todavía avanzar en varios frentes para contar con los elementos necesarios para un mercado único, y no obstante, no tener carácter supranacional las decisiones en el marco del MCCA puede decirse que éste es, después de la CAN, donde hay un mayor avance institucional.

Fuera de la CAN y Centroamérica, que aunque avanzaron bastante más, tampoco quiere decir que sus instituciones estén consolidadas, la institucionalización regional e interna en los países de los procesos de integración es bastante más débil o casi inexistente, lo cual puede debilitar el avance en dichos procesos.

Establecimiento de reglas subregionales efectivas y estables

Es necesario establecer marcos jurídicos regionales, aunque no se llegue a la supranacionalidad tipo CAN, y armonizar las políticas energéticas y los marcos regulatorios para establecer un conjunto mínimo de reglas que regulen el desarrollo de las interconexiones eléctricas y gasíferas, y la operación de los mercados.

Es necesario que los países entiendan, acepten y tengan en cuenta que sus decisiones internas soberanas van, necesariamente, a afectar a sus socios comerciales energéticos y por lo tanto en el momento de decidir cualquier cambio de modelo económico -o de marco regulatorio, eléctrico o gasífero-, tendrán que incluir la variable regional en el análisis para minimizar los efectos negativos sobre los otros países, de lo contrario podrían producirse impactos fuertes (por ejemplo, caso gas Argentina-Chile).

Organizar y concentrar los esfuerzos

Es necesario que alguien ponga todas las piezas juntas en el tablero y defina prioridades y líneas de avance, y también coordine la cooperación internacional y la canalice hacia un programa ordenado de reforzamiento de interconexiones existentes y evaluación, priorización y desarrollo de nuevas propuestas. Un ejemplo podría ser CIER, en el caso de la integración eléctrica.

5.3. ¿CUÁLES SON LOS ELEMENTOS DE VALOR QUE LOS GOBIERNOS VEN EN LA INTEGRACIÓN Y LOS RIESGOS QUE TEMEN?

Es difícil establecer criterios generales para establecer los elementos de valor que los gobiernos dan a la integración. Depende de los gobiernos y los gobernantes, pero en general hoy se ve que hay, en algunos casos, un fuerte sesgo hacia ganar poder político y prestigio regional, cuánto interés hay realmente en los beneficios de la integración eléctrica-gasífera y su impacto sobre las economías de los países, es difícil de saber.

Pero es bueno preguntarse también cuál es el valor de la integración para las sociedades de los países que, básicamente, son: aumento de la seguridad energética, diversificando fuentes de abastecimiento y robusteciendo los sistemas interconectados; menores costos de inversión y operación, de los cuales se espera que deriven mejoras en los precios; un mejor manejo ambiental de la infraestructura; y oportunidades de inversión en mercados ampliados.

En cuanto a los riesgos percibidos, persiste siempre el temor a la pérdida de autonomía, y a los riesgos de desabastecimiento, como ocurrió en Chile con el gas argentino.

5.4. ¿QUÉ SOLUCIONES O CAMBIOS DE PARADIGMA SE DARÁN EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y EN EL SECTOR GAS (CAMBIOS EN LA REGULACIÓN O EN LA PARTICIPACIÓN DEL ESTADO O DE LOS PRIVADOS)?

Sin duda habrá cambios, pero esperemos que ya no sean de paradigmas, **ojalá se abandonen los paradigmas y se hable de modelos flexibles adaptables a diferentes situaciones, y que puedan funcionar en condiciones de mayor interdependencia entre países, y en sistemas energéticos multinacionales.**

El vaivén del péndulo fue todo estado y nada privado hasta los setenta; agotamiento y estrangulamiento del modelo estatal en los ochenta; nada estado y todo privado en los noventa; estancamiento en los 2000. El péndulo se volvió a soltar y aunque en algunos casos se esté volviendo al pasado, difícilmente se volverá al punto inicial. Las condiciones hoy son muy diferentes a las de los '70, no existen ni la capacidad ni los medios en los gobiernos para volver a asumir el rol empresarial del pasado como inversionista y administrador de empresas, de modo que deberán buscarse otros modelos intermedios. Una cosa es lo que algunos gobernantes actuales desean, y otra cosa es lo que podrán hacer.

Por otro lado el capital internacional esta distante de América Latina, la participación privada se volcará más hacia capitales locales, en proyectos de menor envergadura. Las características básicas de los nuevos modelos, tal vez serán modelos de economía mixta con mayor participación de grupos locales, posiblemente con una mayor regulación mejor estructurada.

5.5. ¿QUÉ INSTRUMENTOS SE REQUIEREN MEJORAR O IMPLEMENTAR PARA INCREMENTAR LA INTEGRACIÓN?

Las decisiones y la voluntad política están, nada más hay que organizarlas y aterrizarlas. Los principales instrumentos faltantes serían los marcos jurídicos, las políticas energéticas nacionales y su coordinación, marcos regulatorios y esquemas institucionales operativos y eficientes.

6. ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE EL PROCESO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL CONO SUR POR MIRKIN, ALFREDO ARGENTINA

La integración energética debe entenderse como un proceso que necesita de una decisión política del más alto nivel, tanto para la etapa de lanzamiento como durante su evolución.

Si aceptamos que la energía es un bien estratégico, fundamental para el desarrollo económico de los países, la seguridad de abastecimiento pasa a ser un elemento clave.

El desafío es pasar a tratar la energía como un bien estratégico a nivel regional, es decir clave para el crecimiento económico de la región. Esto es fundamental para lograr incorporar la dimensión regional sobre la nacional, sin que ésta desaparezca, es más, **resultaría obligatorio examinar la situación energética de cada país en un contexto regional.**

Que la seguridad de abastecimiento de los países esté fuertemente relacionada con la seguridad de abastecimiento de la región toda, sería un avance muy importante.

La diversificación de energéticos en la matriz energética de la región, debería proyectarse sobre los países como otro elemento que mejora la seguridad de abastecimiento.

Una forma de incorporar un ambiente comunitario en el Conosur, es avanzar hacia un **planeamiento energético regional**, que incorpore las proyecciones de demanda de cada energético -de cada uno de los países-, en función de sus distintas hipótesis de crecimiento.

Un tema sensible es saber si los países están de acuerdo en compartir soberanía energética, sin esta convicción se converge hacia la búsqueda del autoabastecimiento, decisión que apunta en dirección contraria a la integración.

El pasar a una visión regional del manejo de los energéticos obliga a que se elimine toda barrera que impida el comercio regional, sean regulatorias, ambientales, impositivas, etc.

La dimensión regional implicará la existencia de países cuyo abastecimiento energético dependa total, o parcialmente de fuentes externas. Este es uno de los temas más críticos que necesitan de acuerdos políticos instrumentados a través de tratados que definan la forma comunitaria de enfrentar las crisis, cualquiera fuese su origen y los esfuerzos que todos los países se comprometen a desarrollar para mitigar los efectos de las mismas

Muchos países de la región han implementado en la década del 90, modelos sectoriales basados en mecanismos de mercado con roles de los agentes privados y del estado diferenciados, estrategias sobre exportación e importación de energéticos, otros han mantenido básicamente el modelo donde el Estado mantiene todos los roles en el sector, inclusive el empresario, no es esperable cambios importantes en los modelos finalmente adoptados en cada país -quizás ajustes menores-, por consiguiente el proceso de integración deberá incorporar como dato este hecho y, en consecuencia, el modelo de integración regional deberá respetar las organizaciones de cada país promoviendo la eliminación de toda restricción al comercio regional de energéticos e incorporando elementos regulatorios que ayuden a su desarrollo, entre ellos la no discriminación entre agentes internos y externos.

Si se acuerda avanzar en un **planeamiento regional, cabría imaginarnos también obras de dimensión regional**, en este caso seguramente nacerían polos energéticos cuya oferta debería compartirse en un concepto de multilateralidad, en ese escenario deberíamos imaginarnos obras como la de Corpus, Garabí y otras,

Podríamos imaginarnos que a cada país le corresponda una parte proporcional a su demanda de la nueva oferta, lo que podría instrumentarse -entre otras formas-, a través de contratos entre el inversor privado que desarrolla el proyecto y un comprador de cada país. Por supuesto los países vinculados a los aprovechamientos hidroeléctricos, deberían recibir las correspondientes regalías y compensaciones por territorio inundado.

Debe existir un principio de compensación que ayude a que la integración sea un proceso equitativo.

En definitiva la **integración energética necesita de decisión política, reglas e infraestructura, en ese orden.**

Las reglas incluyen la institucionalidad que, entre otra cosas, debería prever la resolución de controversias tanto entre privados, entre privados y Estados y entre Estados

La no existencia de esquemas para el tratamiento de controversias representa una fuerte debilidad para cualquier proyecto de integración.

La infraestructura de redes es imprescindible para tener un sistema integrado que permita ejecutar las transacciones propias de un mercado, por lo cual deben existir reglas muy claras que hagan a los aspectos de inversión, a los operativos, tarifarios y a los de acceso abierto.

Las reglas deben normar los intercambios decididos por agentes privados, o por los operadores de cada país. Aquí sería necesario definir jerarquías ante situaciones particulares.

La complejidad de la construcción de un proceso de integración energética regional y su operatoria diaria, como asimismo los riesgos de enfrentarse a situaciones excepcionales -que deben resolverse en un ambiente comunitario para no afectar el proceso-, obliga a pensar en **implementar normativas supranacionales que den cabida al tratamiento de todas esas situaciones excepcionales**. Estas normativas asegurarían a los inversores el cumplimiento de los contratos, aportando por consiguiente a que se renueve la confianza en invertir en la región.

7. ALGUNAS OBSERVACIONES SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE EVOLUCIÓN DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL –ROSENBLATT, JOSÉ BRASIL

La historia reciente de la integración regional, y de una forma más general, la historia reciente de los sectores de electricidad y de gas natural en la región, permite algunas observaciones sobre las perspectivas de su evolución.

La primera observación tiene que ver con los cambios ocurridos en los últimos años en los marcos regulatorios de los distintos países. De hecho, en los años noventa había una tendencia hacia un paradigma de privatización y mercado, y como se trataba de una tendencia generalizada, se imaginaba que los marcos regulatorios de todos los países se tornarían bastante parecidos, con base en este paradigma de competencia y mercado. Bajo esa percepción, se desarrollaron diversas iniciativas de integración (como por ejemplo la interconexión CIEN entre Argentina y Brasil), pero luego ocurrieron cambios en los marcos de diversos países, de tal forma hoy los diferentes países poseen marcos regulatorios distintos, y no se puede afirmar más que existe un paradigma común que orienta su evolución. La conclusión es que un proyecto de interconexión no puede depender del hecho de que los países involucrados tengan marcos regulatorios iguales o semejantes. Al contrario, **la conformación institucional y comercial de los proyectos de integración debe ser tal que les proporcione robustez frente a eventuales cambios en los marcos regulatorios de los países**, los cuales casi ciertamente ocurrirán a lo largo de la vida útil de los proyectos.

El segundo comentario es sobre la necesidad de participación de los gobiernos de los países involucrados en los proyectos. No se trata necesariamente de participación en el proyecto, pero de **participación institucional de los estados participantes que dé a los inversionistas en la infraestructura de integración la necesaria garantía** de que los contratos y reglas, necesarios para su factibilidad serán preservadas. Los recientes problemas que ha tenido la interconexión Argentina-Brasil a cargo de la empresa CIEN, muestran la necesidad de esta garantía institucional, y uno puede prever que inversionistas privados pasen cada vez más a considerar este tipo de garantía, como una condición básica para desarrollar un proyecto de infraestructura.

Otro tema que los eventos recientes han puesto de manera destacada, es la cuestión de la garantía de suministro. Hay una preocupación con este tema, lo que hace que cada **gobierno procure evitar vulnerabilidades** en el suministro de electricidad y de gas. Para los países importadores de energía, evitar vulnerabilidades no significa necesariamente buscar la auto-suficiencia, sino tener varias alternativas de suministro, de tal forma que la pérdida de una de sus fuentes no provoque la falta del insumo. Asimismo, no se trata de auto-suficiencia pura, esta nueva preocupación con vulnerabilidades constituye una restricción adicional a la integración. Eso indica una tendencia a que las interconexiones sean desarrolladas cada vez más con objetivos de eficiencia en los intercambios, y menos con objetivos de suministro de un país a otro. Este último, dependerá cada vez más de que el importador tenga más de una alternativa de suministro.

Un tema que afecta al anterior, es **la creciente “commoditización” del gas natural**, la cual resulta de la reducción del costo del gas GNL. Esta tendencia, que es consecuencia de avances tecnológicos, puede proveer la necesaria diversificación de fuentes de energía a los países importadores. De esta forma, si por un lado el GNL aparentemente disminuye la importancia de proyectos regionales de integración de gas natural, por otro lado proporciona a los países

importadores una oportunidad de diversificar sus fuentes, lo que les permite seguir importando de los países de la región, sea por gasoductos, o como GNL.

Finalmente, hay un tema que tal vez no haya sido suficientemente explorado en la región, que es la posibilidad de **usar las interconexiones para hacer “swaps”** entre energía eléctrica y gas natural. Por ejemplo, si Brasil cuando tuviera exceso de agua, exportase energía hidroeléctrica a Argentina, eso permitiría a Argentina reducir su producción de electricidad a partir de gas natural, y exportar gas natural a Chile. De esta forma, las interconexiones estarían transformando, un exceso de agua en Brasil en gas natural puesto en Chile. Este es un tipo de intercambio que puede dar un nuevo valor a la integración regional, como forma de tornar más eficiente el suministro de gas y electricidad, en escala regional.

8. ANÁLISIS DE LA POSIBLE EVOLUCIÓN SECTORIAL POR TARDIO, MARCELO BOLIVIA

Hasta los noventa, el Estado resultó protagonista de las inversiones, y el paradigma de la época presentaba a la industria eléctrica como monopolio natural, a la electricidad como un servicio estratégico, a la seguridad nacional como protectora de recursos energéticos y a la provisión de electricidad a precios bajos.

Las necesidades de inyecciones de capital privado en el sector eléctrico de los países en la década del noventa, trajeron un nuevo paradigma basado en la creencia de que la privatización promueve la eficiencia económica, la cual deriva de la convicción de que los gestores del sector privado responden a incentivos y disciplinas diferentes, y más exigentes que a las que responde el sector público. Este nuevo paradigma con énfasis en la eficiencia económica, trajo consigo cambio desde el ámbito político a lo sectorial, con acento en la eficiencia, modificando las formas de integración. Cabe destacar, que otros atributos importantes de la integración energética -tales como su contribución a la seguridad de abastecimiento de los mercados, incremento en la confiabilidad y calidad de servicio, diversificación de fuentes de abastecimiento, etc.-, no han sido considerados como elementos clave para el fortalecimiento de la integración durante la última década.

En el comienzo de ésta década se produjeron importantes cambios en la región: ocasionados por:

- ◆ Problemas derivados de la falta de abastecimiento oportuna en los mercados, lo que derivó en falta de seguridad de abastecimiento;
- ◆ La falta de seguridad jurídica debido a los innumerables conflictos sociales;
- ◆ La falta de acceso a la energía eléctrica y la falta de planes de universalización de este servicio;
- ◆ La pobreza cada vez mayor de las clases más bajas de la sociedad que, en algunos países de la región, alcanzan a ser la mayor parte de la población; y,
- ◆ La orientación política radical de determinados grupos en contra de la globalización y de las empresa transnacionales que consiguieron tomar el poder político.

Por lo que muchos países cambiaron su orientación y el paradigma de mercado abierto y competitivo, sostenido en la eficiencia económica que sólo se sostiene en algunos países.

El resto está avanzando en soluciones de tres tipos:

- ◆ Radicales, cambiando el paradigma de eficiencia económica, otorgándole tintes sociales al modelo con tendencia a los subsidios por parte de los grupos sociales de mayores ingresos, y por parte de las empresas del sector. En este caso, el paradigma económico ha sido dejado como un segundo punto dentro de la agenda. En algunos de estos países han mantenido la participación del gobierno, y otros en los que la participación del gobierno no era significativa o nula, están incrementando la participación del estado con amenazas de nacionalización y, en algunos casos, de expropiación de los bienes y rentas de las empresas privadas.
- ◆ De Seguridad Nacional, en el caso de Chile principalmente, que está buscando nuevamente el autoabastecimiento energético para no tener la dependencia estratégica de un solo proveedor. Esto lo ha impulsando a promover proyectos para la generación hidroeléctrica, proyectos de centrales eléctricas a carbón, proyectos de centrales nucleares y buscando fuentes alternativas de abastecimiento de gas natural, de países fuera de la región, como ser Singapur y otros. Esto también aplica en Brasil donde la dependencia actual del gas boliviano a la fecha, es elevada y pone en riesgo la industria y el desarrollo de Brasil en el corto plazo.
- ◆ Pragmáticas, tal como se observa en los países que están sobre la costa Atlántica donde el paradigma anterior se reemplazó, no ya por un nuevo paradigma, sino por soluciones pragmáticas que mezclan la participación del sector privado con el sector estatal, donde a veces el valor de las reglas del mercado está supeditado a esas necesidades.

La situación política actual de Latinoamérica está llevando a que la prima de riesgo sea aún más elevada dependiendo de los lineamientos que trazan los nuevos gobiernos de la región, ya que, muchos países no están dispuestos ahora a depender energéticamente de otros, aún siendo los mismos considerados como “estables” momentáneamente dentro de la política y economía actuales. Es más, es posible que se desee la dependencia energética, de otro país, siempre y cuando existan en el propio país, los medios para autoabastecerse a precios más elevados, en caso de que no reciba el suministro del país. Este también es el caso de Ecuador, donde si bien no es posible comprar energía más barata de Colombia, podría hacer uso de las máquinas más caras a combustible líquido, evitando así los riesgos políticos y sociales del desabastecimiento.

Esto demuestra que en el Proyecto CIER 015, la factibilidad y conveniencia de la integración energética deberá ser evaluada incorporando nuevos elementos de valor y del entorno, a los que se emplearon en el CIER 03 y considerando los escenarios de precios de combustible, financiamiento, desarrollo institucional sectorial, etc., que sean representativos de la evolución sectorial. Finalmente, es necesario evaluar las herramientas legales, comerciales y operativas que mejor se adapten a cada circunstancia, evaluando:

- La institucionalidad mínima requerida para cada país y para la región.
- Los contratos a corto plazo para paliar las crisis energéticas momentáneas, suscitadas por crecimientos inesperados o desabastecimiento energético de otro país.
- Los contratos de largo plazo o los convenios a realizar.
- Los esquemas de arbitraje que garanticen los mecanismos de las interconexiones.
- Los esquemas impositivos de los países y la región a las interconexiones.
- Las metodologías comerciales y/o físicas de cancelación de riesgos

- Las características de los mercados nacionales que mejor se adaptan a los nuevos escenarios.
- Las metodologías operativas