
Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia



Foreign Affairs, Trade and
Development Canada

Affaires étrangères, Commerce
et Développement Canada

Abril de 2013

Este informe fue elaborado durante la Gestión de:

Victorio Oxilia Dávalos

Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Fernando Ferreira

Director de Integración

ISBN: (colocar el número una vez inscrito)

2013

Autor: Isaac A. Castillo R.

Colaboración: Byron Chiquinga

Esta publicación fue posible gracias al apoyo de la Cooperación Canadiense, en el marco del Proyecto Energía Sostenible para América Latina y el Caribe 2012-2017, como parte del programa: Redes Técnicas de Expertos.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y las mismas no necesariamente reflejan las opiniones ni la posición oficial de OLADE y los que apoyaron el proyecto.

Se permite la reproducción parcial o total de éste documento siempre y cuando no se alteren los contenidos, ni los créditos de autoría.

ÍNDICE

LISTA DE ACRÓNIMOS	2
RESUMEN	4
I. INTRODUCCIÓN	6
II. ESTADO DEL ARTE.....	9
a. Procesos de integración energética en el mundo.....	9
b. Procesos de integración en América Latina y el Caribe	21
III. ESTUDIO DE CASO: PROCESOS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA	27
c. Intercambios eléctricos regionales	27
d. Descripción de acuerdos bilaterales y multilaterales de integración eléctrica	30
e. Infraestructura eléctrica de integración	41
f. Análisis económico de los intercambios eléctricos. Su conveniencia tanto nacional como subregional y regional.....	44
g. Proyectos futuros.....	50
IV. RECOMENDACIONES QUE CONTRIBUYEN A VIABILIZAR EL CRECIMIENTO DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL.....	59
V. PERSPECTIVA	67
VI. CONCLUSIONES.....	77
BIBLIOGRAFÍA.....	81

LISTA DE ACRÓNIMOS

AEA	Alianza Energética Andina
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ARPEL	Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
BID	Banco Internacional de Desarrollo
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CARICOM	Comunidad del Caribe
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CECA	Comunidad del Carbón y del Acero
CECA	Comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEA)
CEE	Comunidad Económica Europa
CFE	Certificado de Energía Firme
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México
CIER	Comisión de Integración Eléctrica Regional
CIPLP	Costo Incremental Promedios de Largo Plazo
CRE	Comisión de Regulación de Electricidad
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DAM	Day Ahead Market
DOE	Department of Energy of the United States of America
EI	Eastern Interconnection
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
EU	Unión Europea
EUA	Estados Unidos de América
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GCC	Gulf Coast Countries
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GMS	Greater Mekong Sub-region
HVDC	High Voltage Direct Current
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
LMP	Locational Marginal Price
MER	Mercado Regional de Electricidad
MERCOSUR	Mercado Común del Cono Sur
MMBTU	Millions of British Thermal Unit
NAFTA	North American Free Trade Agreement
NBI	Nile Basin Initiative
NEB	National Energy Board
NERC	North American Electric Reliability Council

NT2	Nam Theum 2
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PJM	Pennsylvania, New Jersey y Maryland Interconnection
RTO	Regional Transmission Organization
RTR	Red de Transmisión Regional
SAPP	South African Power Pool
SIEPAC	Sistema De Interconexión Eléctrica para América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
TIE	Transacciones Internacionales de Energía
USD	Unite State Dollars

RESUMEN

Uno de los objetivos de la creación de Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) fue la de servir como medio político y técnico para lograr la integración energética regional. Desde su creación en 1973 la OLADE propicia y apoya distintas iniciativas de cooperación energética en materia de hidrocarburos, de electricidad y de gas natural, que son las bases para articular un proceso más amplio de integración energética. Sin embargo; ha sido la interconexión eléctrica entre países, la que ha estado constantemente presente en las agendas de políticas de los Estados. La integración física y comercial de sistemas y mercados eléctricos ha sido la que ha logrado mayores avances en toda la región.

Establecer un vínculo eléctrico entre dos o más países para la formación de un mercado eléctrico regional, puede generar beneficios tanto para los países con excedentes de energía como para los países importadores. También existe interés del capital privado en los proyectos de integración ya que inversionistas reconocen bien los beneficios que trae la ampliación de los mercados y las economías de escala. Los proyectos de integración, aunque presentes en todas las regiones económicas del mundo, han encontrado barreras de tipo geográfico, ambiental, regulatorias, comerciales y legales.

La integración de mercados eléctricos pudiera pensarse como uno de los capítulos de un proceso más global de integración energética regional; sin embargo la experiencia de las últimas cuatro décadas demuestra que ésta ha tenido una dinámica propia diferente, a veces independiente, a la de otros sectores del área energética; inicialmente a partir de iniciativas bilaterales para desarrollar cuencas hidroeléctricas compartidas o para atender situaciones de escasas coyunturales; pero después hasta alcanzar grados de integración más elevados como el que se vive actualmente con el mercado eléctrico centroamericano, la interconexión de los sistemas eléctricos en la región siempre ha prosperado.

Este artículo presenta, en su parte inicial, un detallado estado del arte de los procesos de integración a nivel mundial más relevantes. Se inicia con la descripción de la integración energética europea, discutiendo las principales directivas que la Unión Europea acogió para iniciar su proceso de integración. Luego, se describe la integración de los mercados eléctricos en Norte América. Se describen también las principales características de los procesos de integración en Asia y África. Esa sección finaliza con un resumen de los procesos de integración de América Latina y el Caribe.

El enfoque del presente reporte está dirigido a analizar la integración eléctrica en la América Latina y el Caribe. Se describen detalladamente los procesos de integración de México, Centro América, el Caribe, la Región Andina, el Mercosur además de proyectos de integración entre sub-regiones como la conexión del arco-norte con la participación de

Brasil y Guyana. Se analizan juiciosamente los datos históricos de exportaciones/importaciones entre los países de las regiones antes mencionadas. Se presentan los acuerdos bilaterales y multilaterales de integración eléctrica. Se incluye además en el reporte algunas recomendaciones que ayudan a viabilizar el crecimiento de la integración regional. Se discuten las barreras existentes para la integración regional: 1) el manejo y la distribución de las rentas de congestión, 2) la remuneración de los cargos fijos y 3) los contratos de largo plazo.

El reporte finaliza con una perspectiva que incluye las mínimas condiciones que deben existir para que se produzca un proceso de integración: 1) voluntad política, 2) la institucionalidad y 3) disponibilidad de infraestructura. Además de estas tres fundamentales condiciones también se discuten otros puntos que son de relevancia práctica: el nivel inicial y el nivel de integración que se propone alcanzar, la coordinación de inversiones, el marco institucional, la valoración de los beneficios, el rol de las energías renovables y la armonización regulatoria. También se incluye en esta parte final, una sección de conclusiones detallando los puntos más importantes del documento en la que se destaca el rol de los organismos regionales en la integración energética regional.

I. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos treinta años la integración energética ha tomado fuerza en América Latina y el Caribe, independientemente de los cambios en los paradigmas de organización sectorial que se han registrado en las últimas décadas. Primero, con la presencia de monopolios públicos y posteriormente durante el período de la restructuración del sector eléctrico y de gas en los años noventa del siglo XX, con la cual se privilegió la participación privada y la creación de mercados competitivos, la integración energética ha sido un tema permanente en las agendas de los Gobiernos y de los organismos regionales de integración.

Durante la primera década del presente siglo, cuando este proceso de cambios se frenó e inclusive se revirtió en algunos países, para dar paso a una mayor participación del Estado, el interés por la integración energética ha sido una constante; sin embargo, durante el último lustro se han observado hechos que han afectado negativamente la integración y que han hecho dudar de la capacidad de liderazgo de los Estados en profundizar dicho proceso.

Este interés, público y privado, por la integración energética no es difícil de explicar ya que inversionistas y Gobiernos conocen bien los beneficios que se derivan de ella: ampliación de los mercados, optimización y/o complementariedad en el uso de los recursos naturales, las economías de escala, la explotación de recursos compartidos y el mejoramiento de los niveles de seguridad de abastecimiento. La integración, al optimizar la utilización de los recursos naturales, también puede lograr beneficios ambientales locales y globales importantes al reducir la emisión de contaminantes o al evitar la construcción de proyectos socialmente impopulares. Podrán haber diferencias sobre cómo se reparten los beneficios, que es un tema de fondo, pero empresarios y Gobiernos favorecen la integración.

Para que funcionen los procesos de integración, éstos deben producir beneficios económicos identificables y equitativos para todos los participantes, que compensen los costos y/o pérdidas que los Estados, o los participantes privados, deban eventualmente asumir en el proceso. En la práctica los procesos de integración no son ni armónicos ni regulares y requieren un alto nivel de voluntad política de las partes por su alto nivel de complejidad. La velocidad que le imprimen los Gobiernos no es homogénea porque las prioridades asignadas no son las mismas entre los países. La integración significa además de compartir recursos de distinto tipo, el libre acceso a los mercados nacionales.

A las dificultades impuestas por las barreras nacionales, que pueden ir desde los obstáculos producidos por accidentes geográficos (desiertos, montañas, territorios insulares, etc.), a problemas ambientales, o a las políticas de los Gobiernos de turno, hasta las diferencias culturales, se deben agregar las distintas formas de articulación de los países involucrados

en el proceso de integración, con el cambiante panorama de la globalización¹. Hoy las decisiones que se adopten en un área geográfica pueden afectar los mercados globales, basta pensar en los efectos que sobre los precios del gas natural, ejercieron el accidente nuclear de Fukushima y la moratoria nuclear en Alemania. Por tales razones los procesos de integración suelen ser muy lentos y a veces desalentadores (Sierra, 2006).

La integración energética se pudiera pensar como la dimensión sectorial de un proceso más amplio de integración económica. Así debiera ser; sin embargo, en la práctica los países persiguen, al menos inicialmente, metas específicas en sectores bien identificados y en proyectos concretos. Se debe recordar que el ejemplo más emblemático de la integración económica: La Unión Europea, se originó en 1951 con la Comunidad del Carbón y del Acero (CECA), mediante la firma del Tratado de París, que después condujo a la firma de los Tratados de Roma en 1957.

Los Tratados de Roma que crearon la Comunidad Económica Europa (CEE) originaron también la Comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEA), que jugaría un papel clave para el desarrollo de la industria energética europea. También se deben mencionar procesos surgidos en el norte de Europa y otros casos de interconexiones entre grandes sistemas eléctricos de distintos Estados dentro de un mismo país, como es el caso de la *Pennsylvania, New Jersey y Maryland Interconnection* (PJM) en los Estados Unidos de América, que puede ser útil conocer². El PJM es uno de los mercados eléctricos competitivos más grande del mundo.

En América Latina y el Caribe los procesos de integración energética han iniciado su historia con la suscripción de acuerdos bilaterales para desarrollos de proyectos binacionales específicos, como son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina, de Itaipú entre Paraguay y Brasil o el de Yacyretá entre Argentina y Paraguay en llamado Cono Sur. En otras regiones, como en América Central, la integración de los sistemas eléctricos surge como una combinación de procesos más amplios de integración regional y de intereses bilaterales; por citar sólo dos casos.

No existe un patrón o un orden establecido de las cosas en los procesos de integración energética. Pero en cualquiera de los casos y de los paradigmas de organización sectorial que se adopten, la participación de los Estados es un elemento indispensable en todas las

¹ El ascenso del Brasil como *poder emergente* junto con la China, Rusia, India y Sud-Africa (Brics) vislumbra un acercamiento con estos países (Lara, 2012); lo mismo se puede decir de México por su mayor relación geopolítica con el norte de América, o el interés de Chile por vincularse al área del Pacífico.

² El *PJM* es un *regional transmission organization* (RTO) que administra el mercado mayorista de electricidad de los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

fases del proceso de integración energética, la firma de acuerdos diplomáticos o la adecuación de los marcos reguladores o la creación de organismos bi, o multinacionales, son aspectos que sólo pueden llevar adelante los Estados. El equilibrio entre la participación del Estado y el capital privado, en el proceso de integración energética regional, es una discusión aún abierta y seguramente exclusiva de cada realidad regional.

El presente informe intentará abordar los problemas que han surgido en los procesos de integración a nivel mundial y en la América Latina y el Caribe en el sector de la electricidad, tratando de identificar las causas de estos problemas y de sugerir algunas acciones que posibiliten mitigar dichos obstáculos, con el fin de proseguir en el camino de apoyar la integración energética regional en línea con las disposiciones de Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Para realizar el presente informe se utilizaron los datos estadísticos más recientes disponibles; sin embargo no fue posible disponer de todos los datos para todas las sub-regiones y en algunos casos sólo se reportan datos hasta 2010. No obstante la información existente es suficiente, en cantidad y calidad, para realizar el análisis de los procesos de integración con suficiente amplitud y profundidad.

Otro aspecto relevante que debe ser tenido en cuenta en el análisis del proceso de integración en América Latina y el Caribe, pero también en otras parte del mundo, es la relación que existe entre la electricidad y el gas natural, siendo este último una alternativa privilegiada para la generación de la electricidad y por consiguiente uno de los mayores consumidores de gas. El gas natural se anuncia como un factor determinante en el futuro energético regional, por la existencia de grandes reservas de este recurso en varios países de la región. Por esta razón, tratándose éste de un análisis orientado al sector eléctrico, resultará necesario, cuando sea el caso, de referirse a la industria del gas y de sus implicaciones físicas y regulatorias sobre el proceso de integración de los sistemas eléctricos.

II. ESTADO DEL ARTE

En el mundo existen varios procesos de integración energética de los cuales el más importante, por su grado de profundidad y extensión, es el que se registra en la Unión Europea en materia de electricidad y gas. Otros importantes procesos de integración se verifican en América Latina y el Caribe pero también en Asia y África; todos los cuales enfrentan en este momento dificultades para avanzar, por causas comunes algunas a todos los procesos de integración y otras más específicas de cada región.

Entre las dificultades identificadas se incluyen las observadas en los esfuerzos por compatibilizar las decisiones nacionales con las regionales, en materia de política energética, por razón de la diversidad de los ambientes regulatorios surgidos de los procesos de reforma. También se detecta una multiplicidad de instituciones regionales con las mismas funciones, la falta de financiamiento de la infraestructura de interconexión; adicionalmente, los cambios del entorno político y las preocupaciones por la pérdida de soberanía y por el aumento de la dependencia energética del exterior debido al proceso de integración son también barreras importantes en el camino de la integración energética.

En materia de integración la Unión Europea (EU), por su antigüedad y por sus objetivos, es sin duda un paradigma de referencia obligatorio para los procesos de integración económica y política a nivel mundial. La UE que pretende dirigirse hacia la constitución de un Estado Federativo y por consiguiente con una política energética común, que represente los intereses de un solo mercado energético europeo, es por el peso que le da ser la segunda región consumidora de energía después de América del Norte y la tercera en producción de electricidad (Moan, J. y Smith, Z; 2007) una región a ser considerada en el contexto internacional.

a. Procesos de integración energética en el mundo

La integración energética europea

Tal como se señaló anteriormente, la integración europea tiene un lejano comienzo en 1951, con la firma del Tratado de París que constituyó la Comunidad Europea del Carbón y el Acero (CECA), por iniciativa de los Gobiernos de Alemania y Francia, para desarrollar los recursos de carbón e incentivar la producción de acero. Pronto se le unieron Italia, Bélgica, Holanda y Luxemburgo (La Europa de los Seis). A partir de los Tratados de Roma en 1957 se crea la Comunidad Económica Europea (CEE) y la Comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEA). La energía, entonces, tiene un papel seminal en la creación de la que hoy es la Unión Europea, en el proceso más importante y ambicioso de integración económica antes visto.

Entre las agencias que componen el cuerpo ejecutivo de la UE se encuentra la Comisión Europea, que es el órgano ejecutivo encargado de aplicar los Tratados y hacer cumplir las disposiciones de la Unión; con el poder de sancionar los países que las incumplan. La Comisión está formada por varios departamentos, o Directorios Generales, para atender temas específicos, entre ellos el de energía. La Comisión emite Directivas que son de obligatorio cumplimiento por parte de los países miembros.

Con la firma del Tratado de Maastricht en 1993 y la creación de la UE, los países miembros se comprometían a trabajar para armonizar los mercados energéticos locales con el fin de elaborar una política energética común. Las Directivas 96/92/EC del 19 de diciembre de 1996 y la Directiva 98/30/EC de 8 de diciembre de 1997 establecen las reglas comunes para los sectores de electricidad y de gas, respectivamente, de los países miembros de la Unión.

Electricidad. La Directiva 96/92/EC

La Directiva 96/92/EC, que establece las pautas a seguir en el sector eléctrico, requiere que los países miembros abran sus mercados nacionales a la competencia. Esto incluye dar libertad a los consumidores para escoger su proveedor de energía, la separación de las actividades y el libre acceso a las redes. La Directiva estableció un cronograma gradual en tres pasos, para la apertura de los mercados nacionales que tendría lugar el primero de ellos en 1999 y después en 2000 y 2003, a partir de los cuales se fijaba un porcentaje mínimo del mercado, que debía estar abierto a la competencia. Los países estaban en libertad para adoptar el tipo de regulación preferida.

No obstante, la Directiva 96/92/EC no fue uniformemente adoptada por los países miembros en los tiempos requeridos. En Alemania el mercado fue abierto a la competencia rápidamente con pocos obstáculos, seguida por Suecia, Finlandia, España y Holanda que abrieron sus mercados eléctricos a la competencia poco después; mientras que en Francia, Bélgica e Italia, países con fuertes monopolios estatales, el proceso de liberalización del mercado eléctrico ha sido dificultoso. Para algunos países como Irlanda y Grecia se concedieron prórrogas para la apertura de los mercados y en la actualidad todavía no existe un mercado eléctrico unificado.

Gas. La Directiva 98/30/EC

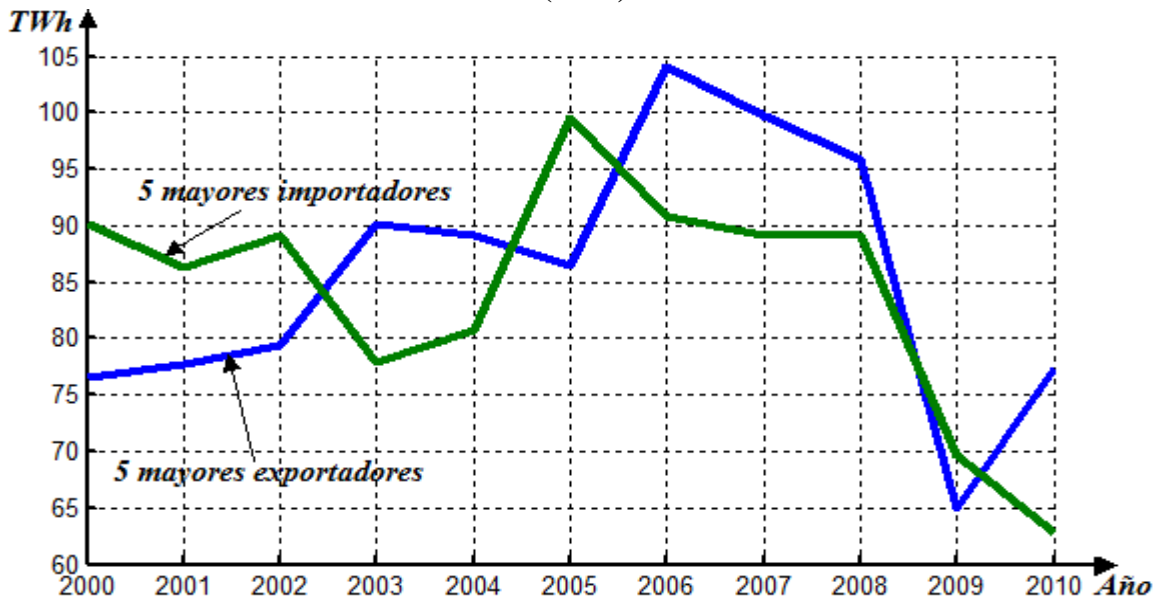
La Directiva que dictaba las pautas a seguir para el sector gas, estableció que en un proceso gradual de 10 años los países miembros de la UE deberían haber abierto a la competencia un mínimo del 33% del mercado de consumo de gas para el 2008.

Al igual que sucedió con el caso de la electricidad, la aplicación de la Directiva de Gas debió enfrentar resistencia de parte de varios países, como Francia, donde existe una

mayor participación del Estado en la prestación de los servicios públicos. Grecia y Portugal avanzaron poco en la apertura de sus mercados de gas y les fue acordado un tratamiento especial para el cumplimiento de las cuotas del mercado que debían abrirse a la competencia.

En la práctica las metas de integración energética de la UE el mercado unificado está lejos de poder lograrse. La infraestructura de transporte de energía, de electricidad y de gas, es obsoleta e insuficiente y constituyen barreras efectivas a la creación de un mercado único de energía. La ampliación de la infraestructura de integración energética (líneas de alto voltaje y gasoductos) se realiza en un ambiente de mercados liberalizados con alto grado de incertidumbre en la que operadores (*System Operators*), reguladores y agentes del mercado deben coordinar las inversiones. A pesar de que la UE ha otorgado primera prioridad a la coordinación de los planes conjuntos de inversión éstos están ampliamente determinados por los intereses nacionales (Poletti *et al*, 2011). A juzgar por la crisis que atraviesa la zona euro la creación de un mercado único de energía deberá todavía esperar.

Figura 1: Mayores exportadores e importadores de electricidad en la Unión Europea (U-27)



Fuente: Eurostat, 2012

El proceso de integración de Europa, por su profundidad y su envergadura, es el referente más importante para otras regiones, sin embargo su construcción no ha sido ni fácil ni rápida, en la tarea de crear un mercado energético único y una política energética común (Sierra, J.; ICE, 2006). A pesar de haber logrado grandes avances en el proceso de

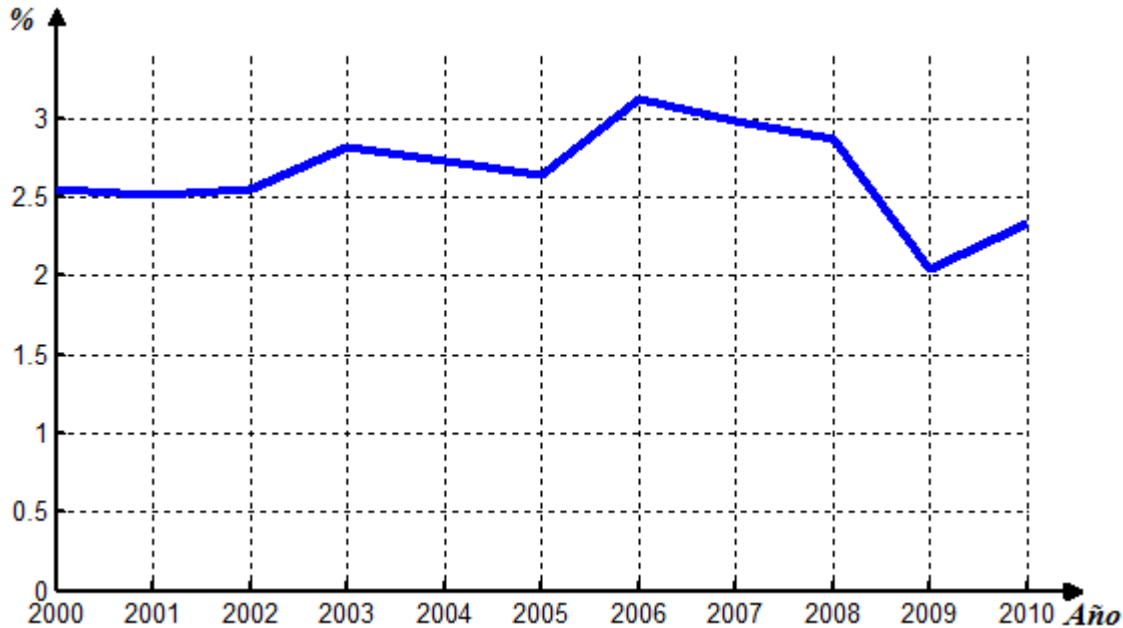
integración como la moneda única, la abolición de las barreras aduanales y las arancelarias; además de permitir el libre tránsito de personas y capitales entre sus países miembros, la UE ha encontrado serias dificultades en la construcción de un mercado energético único y en la definición de una política energética común.

Las causas de las dificultades de la integración energética europea, desde sus orígenes, se deben buscar en: 1) las diferencias en la situación económica de inicio de los países miembros, 2) en la diversidad de la estructura de suministro y consumo de energía, 3) a la presencia de fuertes intereses de monopolios públicos y 4) a la reticencia de los Estados en dejar la política energética nacional en manos de una entidad supranacional.

Una breve presentación de algunas cifras de la EU puede ilustrar el estado del comercio internacional en esta región. Las importaciones netas de electricidad de la Europa de los 27 (EU-27) alcanzaron en 2010 los 3,455 GWh una importante disminución con respecto a los valores de los años anteriores. En la última década la importaciones de electricidad han fluctuado entre los 7325 GWh in 2004 y los 19,600 GWh en 2010 (ver Fig 1). Entre los Estados miembros, Italia permanece como el mayor importador neto de electricidad. En 2010, Italia importó 44,160 GWh, que significó el 13% de su consumo interno, unas 4 veces más que el segundo mayor importador que es Finlandia (10,501 GWh). En contraste Francia fue el país mayor exportador durante toda la década llegando a exportar en 2010, 30,749 GWh, dos veces más que el segundo exportador más importante que es Alemania con 14,955 GWh (European Union; 2012).

Aunque para países como Italia el comercio exterior de electricidad representa una parte importante de su consumo interno, en su conjunto las transacciones internacionales en la U-27 son bastante modestas ya que en promedio las exportaciones no representan más que el 2.5% de la generación total (ver Fig. 2). Hay también que mencionar que Suiza y Noruega, que no hacen parte de la U-27, exportan energía en esa zona.

Figura 2: Exportación neta sobre la generación neta total de la Unión Europea (U-27)



Eurostat, 2012.

En resumen la integración de los sistemas eléctricos en la EU, que cuenta con una larga historia de cooperación energética, con amplios recursos de infraestructura y con un gran mercado de consumo en un área geográfica que es menos de la mitad del territorio que ocupa la América Latina y el Caribe, los intercambios de energía entre los países se mantienen muy modestos, a pesar de los grandes esfuerzos realizados y a los logros alcanzados en la integración política de la región. Los conflictos entre el enfoque nacional y el regional en materia energética todavía están vivos.

Una de las experiencias europeas que vale la pena mencionar pero que inicialmente no hicieron parte del movimiento europeo de integración energética es el *Nordpool*. El *Nordpool* o *Nordic Power Exchange* es verdaderamente el único mercado internacional para el intercambio de electricidad en operación. Iniciado en 1996 por Noruega, después de haberse introducido en 1991 reformas en sector eléctrico que permitían la competencia. El Nordpool está formado hoy por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. El éxito del *Nordpool* se basa en la larga tradición de cooperación energética (eléctrica) entre los países escandinavos que permitían el libre acceso a los agentes a las redes de transmisión y propiciaban la competencia entre los generadores. El *Nordpool* es una asociación voluntaria que existe en paralelo con los mercados domésticos y realiza sólo transacciones a nivel mayorista.

Las reformas del sector eléctrico en los países escandinavos (Suecia y Noruega) facilitaron las transacciones entre los países, al introducir la competencia entre los generadores.

Aunque las reformas segregaron las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad y permitieron la participación de la inversión privada en generación, la propiedad de las empresas permaneció en manos de los municipios y cooperativas de clientes tal como venía ocurriendo históricamente.

Lo mismo sucedió en Finlandia donde se realizaron reformas a partir de 1995 y el Estado mantuvo la mayoría de la propiedad de las empresas segregadas; mientras que las municipalidades y cooperativas mantuvieron el control de las empresas de distribución. En Dinamarca, a partir de 1998, se introdujo la reforma del sector eléctrico y se permitió la competencia en generación manteniendo la propiedad de municipios y cooperativas de las compañías de distribución.

El *Nordpool* es un interesante ejemplo de que las reformas que introducen competencia pueden funcionar sin transferir la propiedad de las empresas eléctricas al sector privado. Sin embargo; esta constatación es imposible separarla de la historia común y de la tradición cultural de los países escandinavos en materia de cooperación económica. En los últimos años se la UE está haciendo esfuerzos por integrar al *Nordpool* al mercado europeo integrado.

La integración de los mercados eléctricos de América del Norte

Los tres países que constituyen América del Norte, México, los Estados Unidos de América (EUA) y Canadá, tienen en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte o NAFTA, por siglas en inglés, el marco legal para la creación de un mercado integrado de energía. Sin embargo; hasta hoy los alcances de la integración están limitados a acuerdos bilaterales, por un lado, entre Canadá y los EUA y, por otro, entre los EUA y México.

Hasta los últimos años de la década de los ochenta del siglo XX los acuerdos para los intercambios de electricidad entre los países de América del Norte estaban consignados en el Acuerdo General de Tarifas y Comercio; sin embargo las grandes diferencias que existen en el tamaño de las economías, en el desigual nivel de desarrollo entre México, Canadá y los EUA, han forjado la creación de acuerdos uni y bilaterales antes que trilaterales.

Adicionalmente la gran asimetría del poder económico y político de los EUA con respecto a sus dos socios, le ha permitido a éste tomar acciones unilaterales en materia del comercio internacional de electricidad; mientras que la tradición más centralista de México y el temor que el comercio de electricidad con los EUA termine por influir en la política energética mexicana ha también desfavorecido la mayor integración de los mercados. Finalmente las diferencias entre la competencia de los poderes estatales en los EUA y provinciales en

Canadá y del Estado Federal de México sobre el sector eléctrico han complicado aun más el camino de la integración energética en el NAFTA (Pineau, Hira y Froschauer, 2004).

La infraestructura de transporte de electricidad es bastante desigual entre Canadá y los EUA y entre este último y México. Existen 37 mayores interconexiones entre los EUA y Canadá por un capacidad total de transporte de 20 GW, mientras que entre México y los EUA existen 9 interconexiones por una capacidad total de 1 GW. Con la actual infraestructura de transmisión Canadá podría exportar el 17% de su capacidad de producción mientras México y los EUA serían capaces de exportar sólo el 2.5%.

El comercio internacional de electricidad está regulado en los tres países a nivel federal. En los EUA el Gobierno Federal no regula las importaciones de energía pero el Departamento de Energía (DOE) tiene jurisdicción exclusiva sobre los permisos para construcción de líneas transfronterizas y la exportación de energía. En Canadá la agencia federal de regulación, *The National Energy Board* (NEB), regula las exportaciones de electricidad. En México dos años después de la firma del NAFTA se creó la Comisión de Regulación de Electricidad (CRE), la cual regula el comercio internacional de electricidad mediante permisos de exportación y/o importación. Los permisos otorgados por la CRE, tanto para la importación como para la exportación, que han sido otorgados hasta la fecha son por cantidades bastante modestas con relación al tamaño del mercado mexicano.

La posibilidad de armonizar los mercados de los tres países resulta una tarea difícil, debido a las diferencias en el régimen regulatorio y a la estructura de la propiedad. En Canadá los gobiernos provinciales son dueños de monopolios verticalmente integrados y controlan las líneas de transmisión para exportar, mientras que en los EUA la propiedad de las empresas es privada (*investor-owned utilities*), muchas de ellas verticalmente integradas y sujetas a regulación estatal que fija los cargos para las líneas de transmisión y de distribución. En México el Estado Federal, por medio de la CFE, controla la generación, la transmisión y la distribución de electricidad.

Históricamente el mercado eléctrico de Canadá ha estado más integrado comercialmente a los mercados de los EUA, mientras que las transacciones de éste último con México son muy débiles. Los EUA exporta el 0.4 % de su generación total, mientras que para México ese valor es de apenas 0.04%. Canadá por su parte exporta consistentemente a los EUA el 9 o 10% de su producción total de electricidad. A pesar de que los EUA importan apenas el 1.35%, estas cantidades pueden ser importantes para los Estados limítrofes con Canadá y con México, esto es particularmente importante durante el verano en los EUA por la alta demanda del aire acondicionado mientras que en Canadá hay excedentes porque su período de alta demanda se registra en el invierno (Lapointe, A, 2001).

A corto plazo las perspectivas son de que el proceso de integración continuará sobre bases bilaterales y que en materia de regulación los países mantendrán su independencia. No se prevé tampoco algún tipo de coordinación en términos de inversión en infraestructura para superar las asimetrías o inequidades que existen entre los tres países, para lo cual se podría estudiar algún tipo de mecanismo de transferencia financiera con México como la ayuda que la Unión Europea otorgaron a algunos países del sur de Europa (España, Grecia y Portugal) e Irlanda (Pineau, Hira, Froschauer 2004). Otras corrientes de pensamiento recomiendan una integración en dos pasos, el primero entre Canadá y los EUA, que disponen de niveles de vida comparables, instituciones similares y de una larga historia de cooperación en materia energética; y una segunda etapa en la que se incorporaría México.

La infraestructura de transmisión entre los tres países no está bien integrada. El sistema eléctrico del Norte de México esta pobremente integrado con el del Sur, dentro de los EUA los tres sistemas eléctricos que constituyen el *North American Electric Reliability Council* (NERC) tienen limitadas capacidades de interconexión entre ellos, además presentan problemas de incompatibilidad de interconexión con el sistema eléctrico de México. En Canadá las empresas eléctricas de las provincias limítrofes con los EUA se resisten a aceptar las decisiones de la regulación nacional creando dificultades a las exportaciones de energía.

Aunque los tres países han hecho esfuerzos por integrar los mercados eléctricos en el NAFTA, cada país mantiene regímenes regulatorios diferentes. México mantiene un modelo de regulación más centralizado mientras que en los EUA y Canadá la regulación está más descentralizada en manos de los Estados y de las provincias respectivamente. En Canadá, no obstante, los reguladores provinciales tienden a imitar los requerimientos de la regulación de los EUA facilitando la convergencia regulatoria con ese país.

Aunque no se trata de interconexiones internacionales, dentro de los EUA existen experiencias de integración de Estados que son interesantes mencionar. El mercado eléctrico más grande de Norte América es **PJM Interconnection o PJM** con una capacidad instalada de 185,600 MW y responsable de proveer electricidad a unos 60 millones de habitantes en Estados Unidos. PJM es un *Regional Transmission Organization* (RTO) que ejecuta el despacho de electricidad a más de 10 estados, coordina la operación de la red eléctrica y planifica la expansión de sus líneas de transmisión. El PJM es uno de los mercados eléctricos mayorista más exitosos.

PJM inició operación en 1927 cuando tres compañías de servicio público se unieron para compartir el uso de sus recursos de generación y de transmisión mediante la interconexión de sus sistemas. Otras compañías de servicio público se unieron en 1956, 1965 y 1981. La

transición hacia una organización independiente y neutral inició en 1993 cuando se creó una asociación de interconexión y, finalmente, en 1997 PJM se convirtió en una entidad autónoma con la elección de una junta directiva. También en 1997, PJM inició las actividades de su primer mercado de energía basado en subastas. Luego de las iniciativas regulatorias propuestas por *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en 2001, PJM se convirtió en el primer RTO de los Estados Unidos.

Desde el año 2000, PJM utiliza el sistema de *Day Ahead Market* (DAM) para determinar el despacho y los precios de la electricidad en cada nodo de la red. El DAM es un complejo algoritmo de optimización que se utiliza para determinar cuáles ofertas de generación son aceptadas en el mercado eléctrico. El DAM toma en cuenta la demanda y las restricciones de transmisión para calcular el precio de la electricidad en cada nodo de la red. El precio en cada nodo de la red se conoce como el *Locational Marginal Price* (LMP).

A partir del año 2002, PJM ha integrado un número plural de sistemas eléctricos a sus operaciones. Éstos incluyen *Allegheny Power* en 2002; *Commonwealth Edison* y *American Electric Power* en el 2004; *Duquesne Light* y *Dominion* en 2005; *American Transmission System* en 2011 y más recientemente en 2012, *Duke Energy*.

PJM es parte de la *Eastern Interconnection* (EI), el sistema de interconexión que une eléctricamente las regiones comprendidas desde el área central de Canadá, la costa este de Estados Unidos hasta el estado de Florida. Aunque el EI está aislado del otro gran sistema de potencia en Norte América, el *Western Interconnection*, éstos pueden ser interconectados mediante las existentes líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa.

Procesos de integración energética en África y Asia

En la Tabla 1 se presentan algunas de las iniciativas de integración eléctrica en otras áreas geográficas, en las cuales se incluyen también acuerdos bilaterales que se pueden considerar como la semilla de potenciales procesos de integración más amplios. Se ordenan los procesos de integración por fecha de antigüedad y por tipo de acuerdos (transmisión, generación) y se proporcionan algunos parámetros técnicos y comerciales de los casos presentados. En la tabla 1 también se presentan las experiencias en Asia, África, Norteamérica y Europa.

En el continente africano los principales procesos de integración son el *South African Power Pool* (SAPP), el *Nile Basin Initiative* (NBI) y el *Gulf Coast Countries* (GCC) también se presentan los casos de las centrales hidroeléctricas de Cahora Bassa en Mozambique, Manantali en Malí porque exportan energía a los países vecinos. En Asia los

casos del Greater Mekong Sub-region (GMS) y el Nam Theum 2 (NT2) en Laos son también dignos de mencionar.

Tabla 1: Principales características de algunos procesos de integración eléctrica en algunas regiones del Mundo

Área	Año	Países participantes	GW	Consumo (GWh)	Participación Privada	Tipo de acuerdo
Transmisión						
GMS	1971(1995)	6	88	366,000	SI	Bilateral
SAPP	1995	12(9)	46	274,000	NO	
SEE	2005	9	43.6	43,600	SI	Mercado europeo
GCC	2010	6	73	290,000	NO	Reserva rodante
NBI	2010	9	27.4	142,000	NO	Bilateral
Generación						
Cahora Bassa	1977(1997)	3	0.2	13,000	NO	Bilateral
Manatali	2002	3	0.02	767	NO	Bilateral
NT2	2009	2	0.1	5,636	SI	Bilateral
Países Desarrollados						
PJM	1927	14	163.5	700,000	SI	Múltiples mercados
UCTE/ENTSO-E	1951	24(29)	672.0	2,300,000	NO	Mercado europeo

Fuente: ESMAP, 2010.

La cooperación entre sistemas eléctricos en África se remonta a los primeros años de la década del cincuenta del Siglo XX, cuando Argelia y Túnez construyeron la primera interconexión transfronteriza para intercambiar energía en casos de emergencia. En África la mayor parte de las líneas de transmisión que cruzan límites internacionales, al igual que en América del Sur, estuvieron inicialmente relacionadas con grandes aprovechamientos hidroeléctricos binacionales. En 1958 se construyó una línea de transmisión para conectar Nseke en la República Democrática del Congo (en ese tiempo el Congo Belga) con Kitwe, en Zambia, para suministrar electricidad a la mina de cobre de Zambia.

Siguieron otras interconexiones todas vinculadas con grandes proyectos hidroeléctricos; como la interconexión entre Kenia y Uganda mediante la presa de las Cataratas de Owen, la presa binacional de Kariba que suministra energía a los sistemas de Zambia y Zimbabwe, la interconexión entre Ghana, Togo, Benin y Costa de Marfil por medio de la central hidroeléctrica de Akosombo, la conexión de la central hidroeléctrica de Inga en la República Democrática del Congo con Zambia, Zimbabwe, Rwanda y Sur África.

La referencia más exitosa de integración energética en África es sin duda *The South African Power Pool (SAPP)*³ (WEC, 2005) creado en 1995 por la mayor parte de las empresas eléctricas estatales de la Comunidad para el Desarrollo de África del Sur o SADC por sus siglas en inglés. Actualmente la membresía del SAPP está conformada por 12⁴ miembros y está limitada sólo a las empresas eléctricas estatales de los estados miembros del SADC; sin embargo los productores independientes y propietarios privados de líneas de transmisión participan como observadores. El SAPP se base en acuerdos, antes que en leyes, mediante los cuales se establecen las reglas de operación y las reglas comerciales del “pool”. Las controversias se resuelven el Tribunal de Disputas de la SADC.

Los objetivos del SAPP son los de reducir los requerimientos de la capacidad de generación y de las reservas, reducir los costos de operación y optimizar el uso del recurso hidroeléctrico; además de aumentar el nivel de confiabilidad del sistema y el grado de seguridad del abastecimiento.

El SAPP funciona como un “*loose pool*” en el cual cada empresa mantiene completa responsabilidad por la operación de su sistema de generación y de sus líneas de transmisión, bajo la supervisión del Centro de Coordinación en Harare, Zimbawe, el cual monitorea el cumplimiento de las reglas operativas y administra el mercado de corto plazo. El SAPP es un mercado *day-ahead* de oferta de precios de excedentes de energía. Comercialmente existen contratos bilaterales fijos, generalmente de larga duración, y un mercado de corto plazo.

Se hace énfasis en el constante intercambio de información, en la definición de estándares de calidad y en el diseño de procedimientos en caso de contingencias. Es también responsabilidad del SAPP la elaboración de planes indicativos de expansión y de normas de operación para asegurar la confiabilidad y la seguridad del sistema.

Sin embargo; el SAPP debe enfrentar varios retos para seguir consolidándose. Los acuerdos bilaterales suscritos entre los miembros no garantizan que se realice un esfuerzo coordinado en la ampliación de la infraestructura de generación y de transmisión y simples interconexiones o acuerdos bilaterales no aseguran la operación de un verdadero “pool”; en la práctica, las empresas estatales verticalmente integradas, que constituyen el SAPP, siguen comportándose como entidades aisladas. El comercio transfronterizo de energía

³ El “Power Pool” se puede definir de manera breve, como una asociación voluntaria entre dos o más sistemas eléctricos interconectados, para planear y operar de manera concertada los sistemas eléctricos, con el fin de lograr una mayor confiabilidad y eficiencia económica de los costos de generación para atender la carga combinada de sus sistemas.

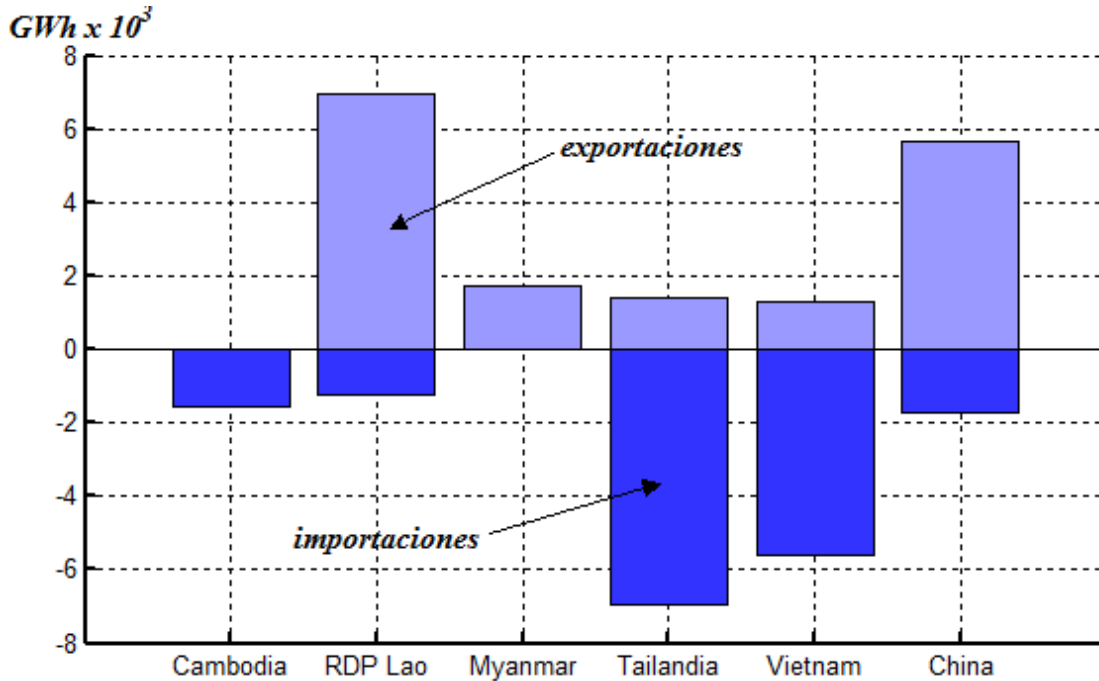
⁴ Los miembros son Angola, Botswana, República Democrática del Congo, Lesotho, Malawi, Mozambique, Sur África, Swazilandia, Tanzania, Zambia y Zimbabwe.

supone aceptar cierta dependencia de los países participantes para el desarrollo de la infraestructura eléctrica y en tal sentido es importante que los países refuercen los acuerdos políticos en materia de cooperación económica para permitir una visión común del futuro.

Con la reestructuración del sector eléctrico en curso en algunos países miembros del SAPP y la creación de los organismos nacionales de regulación es de esperar que aparezca algún tipo de riesgo regulatorio, en la medida en que los países puedan adoptar modelos regulatorios muy diferentes. El diseño de estos modelos debe ser pensado para que no dificulten la operación integrada de los sistemas, incluyendo los conceptos elementales de libre acceso a las redes, transparencia, gradualidad y reciprocidad. Sería conveniente pensar en constituir algún organismo regulatorio regional, como la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CRIE) en América Central, que permita la armonización de las regulaciones nacionales.

Finalmente los miembros el SAPP deberán afrontar de forma coordinada, preferiblemente conjunta, la construcción de ampliaciones de los sistemas de generación y de transmisión para optimizar el uso de los recursos. Los sistemas de algunos de los países miembros son obsoletos y en algunos casos están muy deteriorados, además el incremento de las exportaciones/importaciones requerirá reforzar los actuales sistemas de transmisión; todo esto en un clima tradicionalmente poco atractivo para la inversión extranjera por los constantes problemas políticos, que algunas veces degeneran en conflictos armados, que han caracterizado el continente africano en las últimas décadas.

Figura 3: Intercambios de electricidad en la cuenca del río Mekong



Fuente: GMS, 2010.

El Río Mekong

La cooperación energética de los países que comparten el Río Mekong comenzó formalmente mediante un programa de cooperación económica lanzado en el año 1992 la *Greater Mekong Subregion Economic Cooperation Program* (GMS) formada por Cambodia, la República Democrática Popular Lao, Myanmar, Tailandia, Vietnam, la Región Autónoma de Guangxi Zhuang y la provincia de Yunnan en China pretenden acoger políticas que fomenten la cooperación regional para contribuir al desarrollo y reducción de la pobreza mediante el uso responsable de los recursos regionales. El Banco Asiático de Desarrollo ha actuado como aliado del proyecto de cooperación proveyendo coordinación, financiamiento y asistencia técnica.

Además de reservas de gas natural y petróleo, se estima que en la región del Río Mekong existe un potencial hidroeléctrico de 229 GW. Aunque la región está dotada de grandes reservas de energía, éstas no están distribuidas uniformemente. El 94% de la potencia hidroeléctrica está ubicada en los países de Myanmar, Vietnam, RDP Lao y en la República Popular China en la región de Guangxi Zhuang y de la provincia de Yunnan. El potencial hidroeléctrico de Myanmar y RDP Lao es enorme comparado con el consumo de su población y nivel de crecimiento de la demanda lo que ha hecho que ambos países exporten electricidad.

La demanda máxima en la región en el 2010 fue de 83GW y está proyectada para triplicarse en el 2025. Tailandia tiene el sistema eléctrico más grande de la región y representa el 29% de la demanda máxima regional. La Región Autónoma de Guangxi Zhuang y la provincia de Yunnan representan alrededor del 20% de la demanda máxima. Se han llevado a cabo estudios que proyectan que para el 2025 Tailandia representará el 20% de la demanda máxima y que el rápido crecimiento económico de Vietnam hará que la demanda de este país represente casi un cuarto de la demanda máxima de la región para 2025. Cambodia, RDP Lao y Myanmar tienen sistemas eléctricos substancialmente más pequeños que los otros países de la región y aunque se estima que mantengan únicamente alrededor del 4% de la demanda máxima, estos países podrán beneficiarse de la interconexión mediante exportaciones de energía (ver figura 3).

En el año 1995 se constituyó el Foro de energía Eléctrica (FPE) como parte de un esquema institucional para fomentar la colaboración energética en la región. El FPE se enfoca en el intercambio de electricidad y en las interconexiones internacionales mediante líneas de transmisión. El FPE también se encarga de formular políticas y regulaciones para desarrollar el mercado eléctrico de la región.

Debido al rápido crecimiento de la demanda eléctrica en Tailandia y Vietnam, estos países se han visto en la necesidad de importar energía de los países vecinos. A su vez, los exportadores netos de energía, RDP Lao, Myanmar y China, han tenido la oportunidad de vender su excedente a precios competitivos. RDP Lao se ha convertido en el mayor exportador de electricidad y también ofrece los precios más competitivos con un promedio de 4.18 centavos de dólar por cada kWh. La interconexión ha permitido que Cambodia importe electricidad a un precio más económico que su producción local. Las importaciones de RDP Lao y Vietnam se deben en parte a que sus regiones más apartadas se han beneficiado de electricidad de países vecinos.

b. Procesos de integración energética en América Latina y el Caribe (ALC)

La integración de los mercados de la energía en ALC es un tema que se ha venido discutido desde hace más de 40 años, con distintos enfoques y con distinto grado de intensidad, marcados en el tiempo por la evolución del marco geopolítico internacional y por las distintas estrategias regionales, o nacionales, adoptadas por las sub-regiones o países para inserirse el cambiante panorama de la globalización.

Quizás la creación de organismos regionales con vocación integradora como la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) en 1964, la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL) en 1965 y la Organización Latinoamericana de Energía

(OLADE) surgida en 1973, son prueba del interés que surgió en esos años de integrar los mercados regionales de energía. Poco después, durante la década de los ochenta, con la construcción de algunos proyectos hidroeléctricos binacionales como Salto Grande, Itaipú y Yacyretá se materializaron los primeros intercambios eléctricos transnacionales. Otros ejemplos innovadores de cooperación energética en esa época fueron los Acuerdos de San José, creados por México y Venezuela para mitigar el peso de las importaciones de petróleo a los países de América Central y del Caribe, en la época de la primera crisis petrolera de los años setenta.

En la última década del siglo XX la integración energética regional tomó un nuevo impulso bajo la Iniciativa de las Américas, planteada por el Gobierno de los Estados de América en 1989, pero con un enfoque de la integración con alcance continental. La llamada Iniciativa Energética Hemisférica, proponía la apertura de los mercados energéticos a la inversión extranjera, en todas las ramas de la industria energética (petróleo, gas y electricidad), y en toda la cadena de actividades (producción, transporte y distribución de energía) y de consecuencia la reestructuración de los monopolios estatales del ramo (Ruiz-Caro, A., 2006).

En el sector electricidad el enfoque promovido por La Iniciativa Energética de América, condujo a la segmentación de las empresas eléctricas estatales verticalmente integradas y a la privatización, completa o parcial, de algunos de sus segmentos, creándose organismos reguladores para atender los segmentos considerados, por su naturaleza, como monopolios naturales (líneas de distribución, transmisión y gasoductos).

Con este enfoque la integración sectorial se realizaría mediante la apertura y la ampliación de los mercados nacionales en mercados multinacionales gracias a la inversión privada, esta última como principal elemento dinamizador del proceso de integración energética, en el entendido de que la energía era otro bien transable (*commodity*) y que las fuerzas del mercado reforzarían la integración energética regional.

En efecto la liberación de los mercados trajo consigo un aumento de la inversión directa en el sector energético del continente americano subió de poco menos de 2 mil millones de Dólares en 1990, a 47 mil millones en 1997, de los cuales la región captó 23 mil millones, para después caer a 15 mil millones en 1998 debido a la crisis financiera de los años 1997-1998. (Ruiz-Caro, A., 2010).

Después de casi dos décadas de reformas los resultados de los procesos de reestructuración del sector energético regional, de frente al proceso de integración, arrojan resultados mixtos. En algunos países claves, por el tamaño de sus economías, como México y Brasil las reformas sectoriales no lograron avanzar, por razones constitucionales. En otros países,

donde las reformas se implementaron totalmente se presentaron situaciones de desabastecimientos y de falta de inversiones. Tampoco están ausentes problemas de abuso de posición dominante y de manipulación de precios; además de situaciones de colusión y de fusiones de las empresas prestadoras del servicio que reducen la competencia; todo esto ante la debilidad de los organismos regulatorios y en el marco de sistemas de justicia también muy débiles y mal preparados para resolver la instancias legales de la regulación.

Los sectores que defienden las reformas del sector eléctrico advierten que la politización de la regulación y la intromisión del Estado, mediante varios mecanismos de intervención, es la responsable de los modestos resultados que la reestructuración arrojó en los países que realizaron reformas sectoriales. Simplemente, argumentan estos sectores que, los Gobiernos acosados por el aumento de los precios del petróleo, no dejaron actuar a los reguladores y cedieron ante la presión popular interviniendo los precios de forma inconsulta e intempestiva, causando de paso un daño grave a la credibilidad de las instituciones reguladoras recién creadas.

La independencia real de los organismos reguladores es un tema aún abierto a discusión. Los alcances del grado de independencia con que los reguladores deben actuar no está bien articulado con el resto de los organismos del Estado que acompañan al regulador en la aplicación y el cumplimiento de las nuevas leyes que rigen la prestación de los servicios públicos privatizados, típicamente los Ministerios de Economía y Hacienda, el Órgano Judicial, agencias ambientales y de protección al consumidor.

Mientras los servicios privatizados adoptaron una dinámica empresarial en el manejo de las nuevas empresas el resto de las instituciones públicas involucradas no se prepararon para estos cambios. Un caso de mencionar es del Órgano Judicial que debe atender los múltiples los conflictos y constantes reclamos que surgen del nuevo modelo de gestión sectorial y que no están en grado de atenderlos adecuadamente porque no dominan el tema. No parece ser sólo un tema de capacitación pero éste mejoraría notablemente su desempeño si capacitara el personal en materia legal-regulatoria. El concepto de regulación es nuevo en la región y por consiguiente no ha sido suficientemente asimilado ni por los Gobiernos ni por la sociedad.

Se debe reconocer, no obstante, que el Estado ejerció su poder para moderar la escalada de los precios de la energía que se registraron a partir de 1998 y que alcanzaron valores históricos en 2008, casi en el mismo momento en que se culminaban los procesos de reestructuración sectorial. En el sector eléctrico se otorgaron subsidios directos y en algunos casos se intervinieron los precios de la energía a nivel mayorista para controlar el alza de las tarifas, en este último caso, con procedimientos *ad hoc* y acciones improvisadas

y poco transparentes quizás por la urgencia de la situación y de la presión social. Se puede discutir sobre la eficacia de dichas medidas pero no se puede pensar que el Estado, especialmente en los países importadores de petróleo, pudiera hacer caso omiso de la situación.

Transferir semejante aumento de precios al consumidor final puede ser una acción económicamente correcta, para que funcione el mecanismo de la oferta y la demanda según lo dicta la teoría económica clásica, pero su aplicación resulta política y socialmente inviable.

Sin embargo, la explicación que dan los sectores que impulsaron las reformas por los modestos resultados obtenidos resulta simplista, ya que pretender que la regulación pueda actuar de manera realmente autónoma, o completamente independiente del resto de las decisiones que adopte el Estado en materia de política económica, es por lo menos una idea ilusa. El punto de equilibrio que debe existir, entre una autonomía realista del regulador y del poder del Estado, no parece haberse logrado aún en los sistemas reformados de la región.

A fines de los años noventa del siglo pasado los postulados que sustentaron la Iniciativa Energética Hemisférica fueron perdiendo fuerza, en la medida en que las reformas sectoriales no lograron los objetivos prometidos, especialmente en los países productores de petróleo y gas. Algunas organizaciones regionales y autores (Beder, S., 2003; Helm, D., 2007) consideran que la privatización no fue el mejor para desarrollar la industria energética (Ruiz-Caro, A., 2006). A medida que el impulso de la Iniciativa Energética Hemisférica perdió fuerza otras iniciativas de integración energética han surgido, con un nuevo enfoque y en un ámbito geográfico más latinoamericano.

Al pasar de los años el proceso de integración energética se trasladó a la América del Sur. Los cambios políticos que se registraron en el Sur del continente, han llevado también a una redefinición del concepto de integración energética ya no fundamentada en la apertura de los mercados, las privatizaciones y la desregulación sino en rescatar el rol del Estado como elemento dinamizador de la integración regional otorgando a la inversión privada un papel complementario o secundario. Este nuevo enfoque, que cambió no sólo de dirección sino también de región geográfica, ya no hemisférica sino en el ámbito latinoamericano, subyace en las Declaraciones de la OLADE desde 2003 y la Declaración de Caracas en 2005, suscrita por los Ministro de Energía y ratificada por los Presidentes durante la reunión de Brasilia ese mismo año.

En este nuevo contexto regional han surgido iniciativas de integración energética de Petroamérica, lanzada por el Gobierno de Venezuela, la Iniciativa Mesoamericana de

Integración Centroamericana, como iniciativa de los Gobiernos de los seis países de América Central (a la cual después se incorporaron la República Dominicana y Belice) y el de México. El Brasil también lanzó una iniciativa en materia de producción de etanol⁵ que ha tenido pocos resultados.

Adicionalmente se registraron acuerdos en materia de suministro de petróleo, como el Acuerdo de Caracas en 2000, mediante el cual ese país proporciona 80 mil barriles diarios de petróleo a diez países centroamericanos y caribeños con facilidades financieras en términos de plazos de pago y tasas de interés para el pago de la factura petrolera, que es el heredero histórico de los Acuerdo de San José, suscrito por México y Venezuela con los países centroamericanos y algunos del Caribe en 1980 en condiciones financieras similares⁶.

Sin embargo con el re-direccionamiento del eje de la integración, no parece que el rol del Estado nacional haya favorecido un mayor grado de integración energética. Las instituciones creadas para impulsar el proceso de integración regional se han visto debilitadas; la Comunidad Andina de Naciones quedó seriamente disminuida con la salida de Venezuela en 2006 y por la firma de algunos países miembros de tratados de libre comercio con los EUA. En el Mercado Común del Sur (MERCOSUR) pasa también por un proceso importante transformaciones por los cambios políticos en algunos países de la región y por la reorientación de proceso de integración hacia una mayor participación del Estado como principal actor del proceso.

El intento más reciente de relanzar la integración regional se dio en el marco de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR)⁷. El tema energético tuvo desde sus inicios en 2008 un peso muy importante en la constitución de UNASUR. Ya antes de su constitución formal se realizó la primera reunión de Presidentes en Isla Margarita, Venezuela, para diseñar las bases para definir una estrategia común en materia energética. La Declaración de Margarita establece, entre otras cosas, la necesidad de promover las inversiones conjuntas para el desarrollo de la infraestructura de integración energética de la región así como el reconocimiento “que el proceso de integración energética involucra como actores principales al Estado, la sociedad y a las empresas del sector, de tal manera que se logre un

⁵ El Salvador, Haití, República Dominicana y las islas de Saint Kitts y Nevis en el Caribe fueron incluidas en un programa piloto de producción de etanol suscrito entre el Brasil y los EUA. Pero hasta la fecha se ha limitado a realizar algunos estudios a nivel de identificación.

⁶ Hacen parte del Acuerdo de Caracas como países beneficiarios: Belice, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, República Dominicana, Jamaica, Barbados y Haití.

⁷ La UNASUR está constituida por 12 países miembros (todos los países de América del Sur) y se creó mediante el Tratado de Brasilia en mayo de 2008 pero tuvo vida jurídica a partir del 11 de marzo de 2011.

equilibrio entre los intereses de los países, las necesidades de los pueblos y coadyuven a la eficiencia sectorial”.

La UNASUR acordó constituir el Consejo Energético Suramericano, integrado todos los Ministros de Energía del área, cuyo objetivo inmediato era el de preparar: i) una propuesta de lineamientos para una Estrategia Energética Suramericana, ii) un Plan de Acción para llevar a cabo, y iii) preparar un Tratado de Seguridad Energética para la región. El Consejo Energético Suramericano delegó sus responsabilidades en el Grupo Técnico de Energía. Si bien se realizaron avances en definir los lineamientos de una estrategia energética común y de su plan de acción, así como en preparar el contenido del Tratado de Seguridad Energética todavía quedan pendientes muchos detalles por resolver.

Las iniciativas impulsadas por la UNASUR, aunque ambiciosas, tienen el mérito de reconocer, que para lograr la integración energética regional es necesario discutir y aprobar una estrategia común en materia energética. Definir esta estrategia común puede ser un proceso relativamente fácil si se lo compara con las dificultades que deberá afrontar su implementación. En la práctica, solamente los proyectos concretos de integración son los darán un contenido real a dicha estrategia energética común en un proceso de construcción de abajo hacia arriba (*bottom up*).

Es también posible, como señalan algunos analistas (Sohr, 2006), que la falta del liderazgo de un país dispuesto a impulsar dicho proceso y a asumir los costos políticos y económicos que ese liderazgo conlleva, haya hecho perder efectividad a la integración regional. La redefinición de la integración con el aumento de la participación directa del Estado en el sector energético y con incumplimientos de compromisos contractuales de suministro de energía entre varios países de la región, hasta la medida más radical de nacionalizar el sector, han hecho perder interés en la inversión privada (y también pública) dificultado la consecución de financiamiento para proyectos de interconexión. El nuevo paradigma de integración que privilegia la autosuficiencia y la independencia energética, sobre todo en el sector de petróleo y de gas, apunta en dirección opuesta a los principios de la integración regional.

En materia de gas natural la situación es aún más conflictiva como las tensiones entre Bolivia y Brasil por la nacionalización del sector hidrocarburos en Bolivia. Otros casos de tensión fueron la suspensión del suministro de gas de Argentina a Chile en 2004 y a la reactivación de las importaciones de gas de Argentina desde Bolivia. En tal sentido el debate entre el alcance del concepto de seguridad jurídica y la prioridad para atender la demanda nacional sobre las exportaciones de energía es un tema abierto.

Con este panorama de la integración energética los modestos logros alcanzados no se compaginan con el optimismo de muchos foros internacionales y de reuniones de alto nivel. En estas condiciones sería conveniente primero, antes de avanzar a niveles más altos en la integración energética, recomponer los intentos ya realizados y recuperar la infraestructura que está, total o parcialmente abandonada, y reactivar los acuerdos comerciales que sobre esta infraestructura se construyeron.

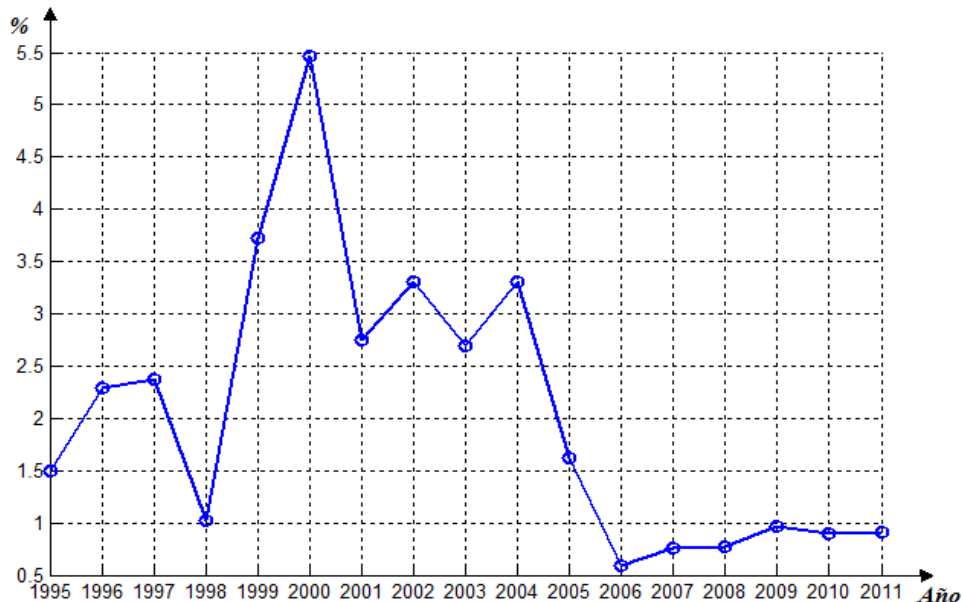
III. ESTUDIO DE CASO: PROCESOS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

Los intercambios de energía eléctrica entre países son de vieja data. En ALC se podrían catalogar, por su génesis, tres tipos de procesos de integración: (i) construcción de proyectos hidroeléctricos binacionales, como son los casos de Salto Grande entre Uruguay y Argentina en 1979, Itaipú entre Brasil y Paraguay y Yacyretá entre Paraguay y Argentina (ii) la exportación de electricidad como es el caso de la interconexión entre Colombia y Ecuador y entre Brasil y Argentina, finalmente (iii) compartir reservas y aprovechar la diversidad hidrográfica y de la hora de demanda máxima como es típicamente el caso de la interconexión centroamericana (Proyecto SIEPAC).

c. Intercambios eléctricos regionales

Desde 1975, año en que se realizó la primera interconexión en América Central entre Honduras y Nicaragua, existen intercambios de electricidad entre los países del istmo centroamericano. Los intercambios de electricidad han sido siempre muy modestos y se registraron en situaciones de emergencia o de excedentes momentáneos de generación hidroeléctrica en algunos países por condiciones climáticas favorables.

Figura 4: Participación de las exportaciones totales en la generación neta total en América Central



Fuente: CEPAL

Si se mide el nivel de los intercambios como la relación entre las exportaciones y la generación neta total, se puede afirmar que en los 25 años de historia de la interconexión

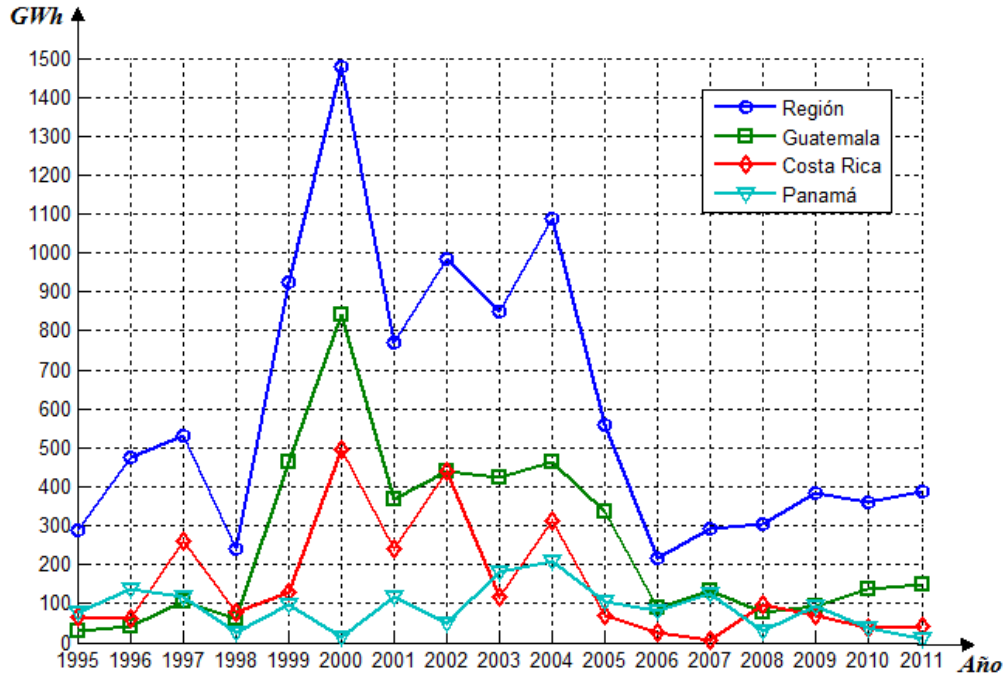
(ver Figura 4) éstas apenas superaron el 5% de la generación neta total en 2000, año en que se registraron las mayores exportaciones, cayendo a partir de 2006 a valores menores del 1%, los valores históricos más bajos desde 1985. El auge de la exportaciones entre 1999 y 2004 estuvo relacionado básicamente con el alto nivel que alcanzaron los intercambios de energía entre Guatemala y El Salvador. En esos años en efecto las exportaciones y las importaciones de energía estuvieron dominadas por esos dos países respectivamente.

Durante casi toda la última década del siglo XX las exportaciones regionales de electricidad no superaron los 533 GWh. En 1999 éstas registraron un salto a 924 GWh principalmente por el comercio entre Guatemala, como país exportador neto, y El Salvador como importador neto.

Entre 1995 y 1998 el origen de las exportaciones estaba muy diversificado y no se puede establecer un patrón definido. Las exportaciones fueron muy modestas y se produjeron por intercambios de ocasión o a situaciones de emergencia entre los países del llamado Bloque Norte por un lado y los del Bloque Sur por el otro lado⁸. Los países aparecen indistintamente como exportadores y/o importadores con transacciones comerciales muy pequeñas (ver Figura 5).

Figura 5. Principales exportadores de electricidad en América Central

⁸ Hasta 2002 cuando se completó la conexión eléctrica entre El Salvador-Honduras y se unieron eléctricamente los seis países existían en la Región dos grupos de países conectados: Guatemala, El Salvador (Bloque Norte) y Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (Bloque Sur)



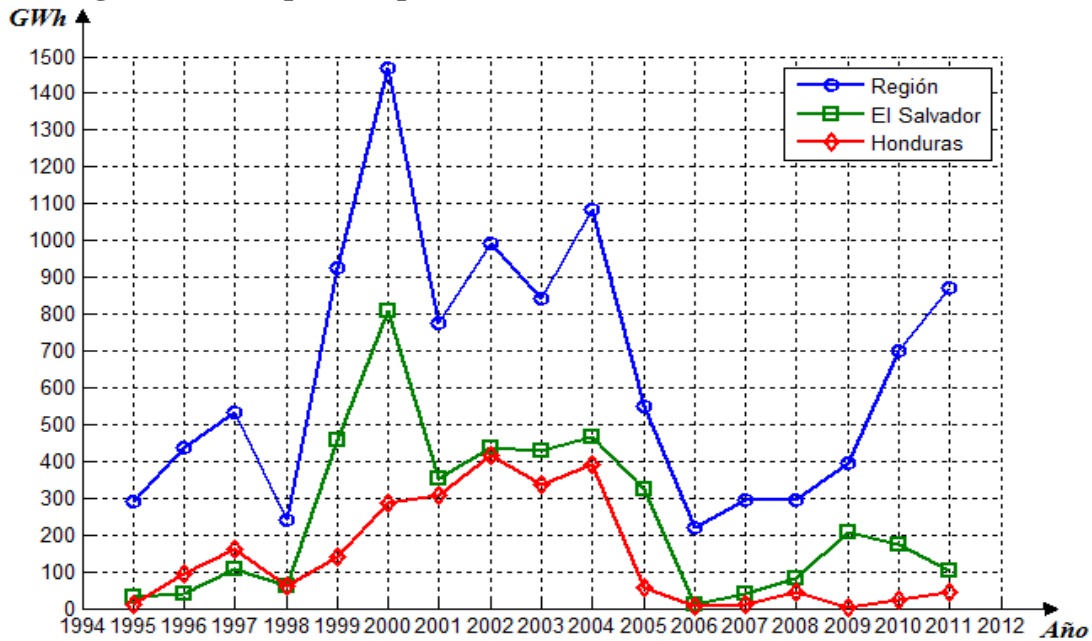
Fuente: CEPAL

La situación cambió a partir de 1999-2000 cuando tres países: Guatemala, Costa Rica y Panamá aumentaron de forma significativa su oferta de exportación, especialmente el primero de ellos. A partir de 2000 Guatemala y Costa Rica aumentaron sus exportaciones y en menor medida Panamá en 2003. A partir de 2000 y hasta 2007 Guatemala y Costa Rica concentraron más del 90% del total de las exportaciones regionales pero a niveles absolutos muy bajos.

Las estadísticas demuestran que en 2000, año en el que registraron las mayores exportaciones en la región (1,478.6 GWh) hasta el 14% de la generación neta de Guatemala se exportaba a El Salvador. Durante esos años las exportaciones de energía de Guatemala representaron entre el 6.4 y el 14% de su generación neta. Del lado de El Salvador hasta el 20.6% del consumo local en 2000 fue cubierto con exportaciones de Guatemala⁹. En 2010 la exportaciones de Guatemala se redujeron al 1.7% de su generación neta total mientras que en El Salvador sólo el 1.5% del consumo provenía de las importaciones (Figura 6).

⁹ En esos años las exportaciones de energía eléctrica de Guatemala representaron porcentajes importantes del consumo interno de El Salvador: en 1999 el 11.8%, 20.6% en 2000, 9.5% en 2001, 8.8%, xx% en 2002, 8.8% en 2003 y 7.5% en 2004.

Figura 6: Principales importadores de electricidad en América Central



Fuente: CEPAL

La caída de los intercambios de energía entre Guatemala y El Salvador se debe básicamente a los cambios regulatorios realizados en 2005, por la SIGET en El Salvador, con el afán de frenar el aumento de los precios de la electricidad ocasionados por el alza del precio de los combustibles, que afectaron el precio de la energía en el mercado mayorista desfavoreciendo las importaciones.

Del lado de las importaciones El Salvador y en menor medida Honduras observaron una dependencia importante de las importaciones de electricidad para abastecer el consumo interno. En esos años en efecto entre el 7.2 y el 9.1% del consumo interno de electricidad de Honduras provenía de las importaciones¹⁰. A partir de 2005 Honduras redujo de manera drástica sus importaciones.

En términos absolutos la exportaciones de electricidad en 2010 están por debajo de las realizadas por la región en 1990; un resultado poco alentador si se considera los esfuerzos del proceso de integración regional realizados por los países miembros del Tratado Marco y el desarrollo del proyecto SIEPAC.

Desde 1995 hasta el 2011 la capacidad de transporte de electricidad en América Latina y el Caribe aumentó de aproximadamente diez veces; de 500 MW a 5.000 MW. Desde 2009

¹⁰ Especialmente por exportaciones de Costa Rica y Panamá.

existe un vínculo internacional entre México y Guatemala; y en el momento en que se construya la interconexión entre Panamá y Colombia la región estará interconectada eléctricamente entre Chile y México.

Interconexión de Belice con México y Guatemala

Desde 1990 la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) vende energía y potencia a Belice primero mediante un suministro en baja tensión (34.5 kV) que permitía importar hasta 5 MW de potencia y posteriormente mediante una nueva línea de 146 kilómetros de largo en 115 kV se pudo elevar el suministro hasta 25 MW. Las importaciones de energía de México se han venido incrementando en el tiempo hasta alcanzar en 2011 el 35% de la energía eléctrica consumida en Belice¹¹.

Belice tiene la posibilidad de aumentar las importaciones desde México y conectarse con Guatemala desde el Departamento del Petén que está integrado al sistema nacional de electricidad mediante una línea de distribución. No obstante en los planes de expansión del sistema de transmisión de Guatemala no existen previsiones para una interconexión con Belice.

d. Descripción de acuerdos bilaterales y multilaterales de integración eléctrica.

El Sistema De Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC)

Desde su creación el Mercado Regional de Electricidad, o MER, se ha basado en el concepto del “séptimo” mercado, es decir, en convivencia con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con reglas independientes a la de éstos, donde los agentes que participan concurren para realizar transacciones regionales de energía y cuyo funcionamiento está regulado por normas propias aplicables al ámbito de su administración y operaciones.

Con el Mercado Eléctrico Regional también se crearon tres instituciones: 1) el Ente Operador Regional (EOR), encargado de operación técnica y comercial del mercado, 2) la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que funge como regulador regional y 3) la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que es la sociedad anónima dueña de la línea. La firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en 1996 y de sus dos Protocolos es el paso más importante en la integración energética regional. Estos documentos fijan el marco legal para el desarrollo del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC).

¹¹ Belize Electricity Ltd; Annual Report 2010; Belize 2011.

El proyecto en sí tiene dos dimensiones: i) la creación de un Mercado Regional de electricidad competitivo observando el principio de gradualidad y reciprocidad y ii) la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de 1,800 kilómetros de longitud a lo largo del istmo, que permitirá intercambios de hasta 300 MW entre países. La construcción se inició en 2007 y cuenta además con 28 bahías de acceso. A principios de 2012 el 95% de los tramos habían sido concluidos y se espera que la totalidad de estos tramos entren en operación comercial a fines de 2012.

Los intercambios de energía se realizan mediante transacciones en el MER a través de la Red de Transmisión Regional (RTR), cuyas instalaciones son en su mayor parte de uso compartido con los mercados nacionales, estableciéndose los nodos de la RTR como los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales. Esta concepción conlleva la superposición de transacciones del Mercado Regional y de los mercados nacionales así como la existencia de flujos de energía, regionales y nacionales en la RTR.

En el MER conviven los mercados nacionales y las transacciones internacionales. Los operadores de mercado y sistema locales continúan haciendo el despacho nacional respetando la diversidad modelos de organización sectorial en cada país coexistiendo monopolios integrados verticalmente con sistemas de mercado.

En este contexto de diversidad de modelos sectoriales se plantea el desarrollo de un séptimo mercado que funcione armónicamente con los mercados o los sistemas nacionales existentes. Por esta razón se hizo necesario desarrollar mecanismos de articulación entre el Mercado Regional y los mercados nacionales, o interfaces, que permitan, en todos los ámbitos de la operación física y comercial de los sistemas, el adecuado funcionamiento del mercado regional.

Durante el último decenio del siglo XX se produjeron en América Central una serie de transformaciones en la organización del sub-sector eléctrico que involucran la mayoría de los países. Cuatro de los seis países: El Salvador, Guatemala, Panamá y Nicaragua optaron por abrir sus sectores eléctricos a la inversión privada mediante la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, la privatización total o parcial de sus activos e introduciendo además mecanismos de mercado que propiciaran la competencia y racionalidad de los costos del servicio. Otros, Costa Rica y Honduras, decidieron mantener el modelo tradicional basado en el monopolio verticalmente integrado de propiedad estatal aunque permitiendo el ingreso, limitado, de la generación de propiedad privada¹².

¹² Aunque en estos casos los monopolios estatales se mantienen como Compradores únicos.

Las reformas sectoriales también dieron origen a la creación de distintas instituciones, con el fin de atender los aspectos regulatorios, operativos, comerciales y de política energética que exigían los nuevos mercados. Aún los países que introdujeron mecanismos de mercado adoptaron modelos diferentes de organización industrial y reglas diferentes. El Salvador adoptó un sistema muy liberal de oferta de precios, permitió la integración vertical entre la generación y no exigió la obligación de contratar de los distribuidores. Por su lado Panamá, Nicaragua y Guatemala adoptaron modelos que tienen aspectos comunes en sus partes más relevantes: oferta de costos, obligación de contratar (total o parcial) de la demanda y prohibición de la integración vertical; no obstante existen muchas diferencias en los detalles.

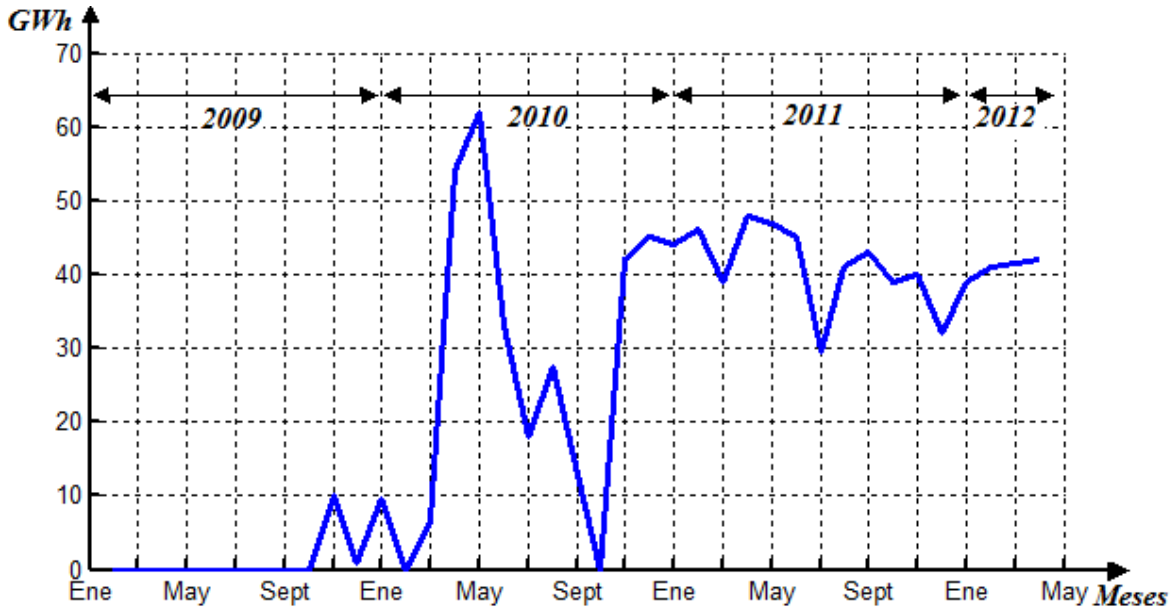
Con este panorama un Mercado Regional de electricidad podía ser pensado sólo como un “séptimo mercado”; o sea, uno en el cual pudieran participar los seis mercados (mercado de mercados) manteniendo cada uno sus particularidades, respetando la soberanía de los países. No obstante, el Tratado Marco expresa la necesidad de que los países avancen en la armonización regulatoria y en la compatibilización de las reglas en un proceso que a largo plazo convergería en un mercado único.

Interconexión eléctrica México-Guatemala

La línea de interconexión entre México y Guatemala consiste en una red de transmisión eléctrica de 103 kilómetros en 400 kV (32 kilómetros en México y 71 en Guatemala) y la expansión de dos subestaciones, una localizada en Tapachula, México, y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu, Guatemala, lo cual permite efectuar transacciones de energía entre ambos países hasta por 200 MW, promoviendo la integración del sistema eléctrico de México con el de América Central (ver Figura 7). Aunque se trata de una iniciativa bilateral tiene un impacto en el MER.

Fortalecer el sistema de transmisión entre México y Guatemala e iniciar la integración del sistema eléctrico de México con el mercado eléctrico de América Central, a través del SIEPAC a la vez de atraer la inversión privada. Las unidades ejecutoras son por el lado mexicano la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) por Guatemala.

Figura 7: Exportaciones de México a Guatemala



Fuente: INDE

Acuerdos bilaterales en base a contratos de suministro entre el INDE y CFE. El enlace se encuentra operando desde 2009 y actualmente México suministra a Guatemala 120 MW mediante un contrato firme de suministro otros 80 MW pueden ser transados en el mercado de oportunidad. La fecha inicial de vencimiento del Contrato es el 30-04-2013 pero dentro de las condiciones se establece que el mismo es prorrogable automáticamente por 2 años a partir de dicha fecha. Los plazos fueron seleccionados de esta forma para que coincidan con el inicio del año estacional de Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala y para poder cumplir con la regulación del subsector eléctrico mexicano.

La operación y el despacho obedecen a las normas del AMM. La energía solamente ingresa cuando el valor horario de la misma es más bajo que la energía de Guatemala, lo que representa seguridad en el manejo del riesgo. Los valores de la energía están relacionados a los costos variables de producción de las centrales del sistema mexicano, las cuales tienen el beneficio de presentar una diversa matriz energética formada por centrales hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, gas natural, bunker, carbón, etc.

Se proyecta que el monto de las importaciones sea de 360.30 GWh durante el año 2012, este valor puede variar dependiendo del valor de la energía de Guatemala, si el valor de la energía de Guatemala baja las importaciones se reducirían. La reducción que se espera con relación al año pasado tiene su principal origen precisamente en esta relación, ya que se esperaba una reducción del spot de Guatemala durante el invierno principalmente por el

ingreso de la central de carbón Palmas II y la central hidroeléctrica Palo Viejo y de menor forma por el ingreso de otras centrales hidroeléctricas de menor tamaño.

Se espera que los precios de energía se presenten básicamente igual, pero estos dependerán especialmente del comportamiento de algunos combustibles fósiles y de las condiciones hidrológicas que se presenten en México (logro que los beneficios de una buena hidrología sean más fácilmente trasladados a Guatemala), en resumen se podría esperar un precio promedio anual de alrededor de USD 123.30/MWh (con variaciones dependiendo de la época del año) para el periodo normal actual de operación de 7.00 horas a 23.00 horas (banda intermedia y pico), y durante el cual la energía de Guatemala durante los meses de enero a abril ha estado en un promedio de USD 174.25/MWh.

Es importante mencionar que la entrada en operación de la interconexión mejoro la calidad de la energía en el sistema nacional, las desviaciones de frecuencia máxima en el sistema eléctrico de Guatemala se redujeron a 0.1 Hertz, siendo más evidente el beneficio cuando hay un desbalance importante de consumo-generación, ya que las variaciones de frecuencia son mínimas y México compensa casi un 90%. A la fecha se han medido aproximadamente 150 eventos menores y 11 eventos en los que se evitaron apagones significativos a nivel nacional ya que la interconexión participó de forma favorable para mantener las condiciones de estabilidad en el sistema.

Acuerdos de interconexión eléctrica en la Comunidad Andina de Naciones (CAN)

La Comunidad Andina de Naciones (CAN) está constituida por Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela al cual se agrega un grupo de países asociados (Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay) y otro de observadores (México, Panamá y Chile) y persigue acelerar el desarrollo económico de sus países miembros de forma equilibrada y equitativa mediante la integración económica haciendo leva sobre su pasado histórico común y a la existencia de grades y variados recursos naturales, entre ellos los energéticos, que pueden ser explotados con criterios de complementariedad y así optimizar su uso e impulsar el desarrollo sustentable para mejorar así la condición de vida de la población. El sector ha sido la vanguardia del proceso de integración energética en los países de la Comunidad Andina.

En enero de 2004, en la reunión de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la CAN celebrada en Quito, se fijaron las bases para la Alianza Energética Andina (AEA) sobre cinco ejes temáticos: 1) la construcción de mercados integrados de energía de gas y electricidad por medios de redes físicas y marcos regulatorios

armonizados, 2) la inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos bajo el precepto de la seguridad energética, 3) la promoción del desarrollo empresarial, 4) referenciar el marco de negociación y clasificación de los servicios energéticos en la OMC y otras agencia internacionales y 5) desarrollo de las energías renovables y de la dimensión ambiental del sector energético.

En materia de la interconexión eléctrica entre países, la Decisión 536 de 2002 de la CAN mediante la cual se fija el “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” estableció el marco jurídico comunitario para impulsar los intercambios de electricidad entre los países miembros. Producto de esta importante decisión se constituyeron varios grupos de trabajo para atender el tema regulatorio y los temas relacionados con la planificación, para establecer algún tipo de coordinación, con una visión de integración regional.

Interconexión Colombia-Ecuador

Aunque existen varios enlaces eléctricos entre Colombia y Venezuela que datan de la década de los sesenta del Siglo XX y otro entre Ecuador y Perú desde 2005, éstos han tenido, por distintas razones, poco uso. Sin embargo; desde 2005 comenzó a operar una interconexión entre Colombia y Ecuador que ha permitido un intercambio de electricidad de beneficio mutuo para ambos países.

La falta de inversiones en nueva capacidad de generación en el Ecuador obligó a este país a hacer uso de centrales térmicas con altos costos de operación, que incrementaron el costo marginal del sistema, además de que se aumentó la probabilidad de desabastecimiento. En Colombia, con un parque de generación más holgado con respecto a su demanda interna y con una mayor diversidad de fuentes de generación (hidroelectricidad, gas natural, carbón y derivados de petróleo), los costos marginales del sistema eran mucho más bajos que en Ecuador creándose así las condiciones propicias para el intercambio de energía.

Dada la diferencia de costos marginales a favor de Colombia los flujos en la interconexión son mayoritariamente en la dirección Colombia-Ecuador, sin embargo en coincidencia de particulares condiciones de operación de los sistemas (alta dependencia hidráulica en Ecuador) el flujo podría revertirse.

En la Tabla 2 se presenta un resumen de los principales beneficios de la interconexión Colombia-Ecuador en el período marzo de 2003 a octubre de 2004, sin incluir los beneficios ambientales por la reducción de los GEI. Tampoco existen estudios comprensivos que evalúen los beneficios económicos totales para ambos sistema eléctricos,

lo que supondría conocer los ahorros en los costos de operación y por la postergación de inversiones, en ausencia de la interconexión, de frente a los costos de la interconexión. No obstante, la información disponible permite afirmar que los beneficios de la interconexión han sido muy beneficiosos para ambos países.

Tabla 2: Beneficios de la Interconexión Colombia y Ecuador (Marzo 2003-Octubre 2004)

País importador	Colombia	Ecuador
Compras (Millones de Dólares)	3.10	183.3
Precio de Mercado (Dólares/MWh)	No significativo	84.1
Confiabilidad	Mejorada	Muy mejorada
Evitar racionamiento (Millones de Dólares)	3.0	11.2
Renta de Congestión (Millones de Dólares)	100.4	--
Ahorro de combustible (Millones de Dólares)	ND	83

Fuente: CAN

Las Transacciones internacionales de Energía (TIE)

Los acuerdos comerciales que han permitido los intercambios de energía se denominan Transacciones Internacionales de Energía o TIE, que se fundamenta simplemente en aprovechar las diferencias en los costos marginales de corto plazo de los sistemas, resultando exportador aquel país que presente en el punto de interconexión el menor costo de la energía¹³.

En breve las TIE establecen los siguientes acuerdos generales:

- La exportación se administra como un generador virtual en el punto de interconexión y el precio de venta corresponde al costo marginal del país importador.
- El país exportador es el beneficiario de las rentas de congestión que corresponde a la diferencia de los costos marginales de los dos sistemas en el momento de la operación de exportación.
- Las pérdidas de la interconexión las asume el país importador.

¹³ El precio de la oferta de energía en el punto de interconexión, además del costo marginal del sistema de generación incluyen las pérdidas, los cargos por transmisión y los cargos por potencia.

- El exportador recibe además del precio de exportación, que equivalente al costo marginal del país importador, percibe además un cargo por capacidad igual al que reciben los agentes generadores en el país.
- El precio de exportación en la frontera es en definitiva el costo marginal del país importador más otros costos (remuneración de los costos de transmisión y los costos por capacidad).

Por la estructura del parque Colombiano, en general, el costo marginal del sistema es en la mayor parte del tiempo menor que el del sistema ecuatoriano, produciéndose un flujo mayoritario de energía de Colombia hacia Ecuador. Esto provoca que las rentas de congestión, que representa la diferencia entre los costos marginales de ambos sistemas, sean asignadas mayoritariamente a Colombia como país exportador¹⁴. En el período marzo-octubre de 2004 el 98.5% de los ingresos generados por dicha renta fueron a Colombia.

Los beneficios de la interconexión entre Colombia y Ecuador superan ampliamente las modestas inversiones necesarias para conectar ambos sistemas. Del lado ecuatoriano se requirió una inversión de 21.7 millones de Dólares (una línea de transmisión de 135.5 km) y de 13.5 millones de Dólares del lado colombiano (un línea de 78 km de longitud). Por un acuerdo entre las partes Ecuador paga el 100% de la inversión en su territorio y el 36% en el lado colombiano (ver Tabla 3).

Tabla 3: Beneficio de la interconexión Colombia-Ecuador

Costos/Beneficios	COLOMBIA (Millones de USD)	ECUADOR (Millones de USD)
Costos de inversión	8.64	26.56
Rentas de congestión	111.1	1.57
Beneficio Neto	102.05	-24.99

Nota: Las rentas de congestión se refieren únicamente al período marzo 2003-noviembre 2004
 Fuente: CAN

Acuerdos de interconexión eléctrica en el Mercado Común del Cono Sur (MERCOSUR)

El MERCOSUR está formado por Brasil, Argentina, Paraguay, Uruguay y recientemente Venezuela, mientras que Chile y Bolivia son países asociados. Los países miembros del MERCOSUR cuentan con interesantes experiencias en materia de interconexiones

¹⁴ En el período de tiempo analizado el costo marginal promedio del sistema colombiano fue de 35.7 USD/MWh mientras que en el sistema ecuatoriano de 65.9 USD/MWh.

eléctricas, que tradicionalmente han estado vinculadas con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos binacionales en los ríos que forman parte de sus fronteras comunes. Tales son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina, Itaipú entre Brasil y Paraguay y Yacyretá entre Argentina y Paraguay.

Una de las decisiones más importantes del MERCOSUR en materia de interconexión eléctrica es la Decisión MERCOSUR/CMC/DEC No. 10/98 en la cual se acuerdan los siguientes puntos:

- Asegurar las condiciones competitivas del mercado de generación, evitando subsidios y prácticas discriminatorias, con precios que reflejen los costos reales de producción.
- Permitir que agentes distribuidores, comercializadores y grandes demandantes, ubicados en cualquier país miembro del MERCOSUR, puedan contratar libremente sus fuentes de abastecimiento.
- Permitir la realización de contratos de compra y venta de electricidad libremente pactados entre compradores y vendedores de acuerdo con la legislación nacional vigente y dentro de los acuerdos internacionales suscritos, sin aplicar restricciones al cumplimiento de los mismos más allá de lo pactado en los contratos.
- Asegurar que la reglamentación nacional asegure la garantía de suministro, requerida por los comparadores de vendedores en otro estado miembro independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.
- Posibilitar, dentro de cada estado miembro, que la demanda que sea abastecida por despacho económico de cargas incluya ofertas de excedentes de energía de las interconexiones nacionales; para lo cual deberá desarrollar la infraestructura informática y de comunicaciones para recibir en los tiempos necesarios la información para la coordinación físicas del flujo físico de energía en las interconexiones internacionales y de las operaciones comerciales asociadas.
- Respetar el principio de libre acceso a las redes de transporte incluyendo las interconexiones internacionales, sin ningún tipo de discriminación más que aquellas que sean de origen técnico, obligándose los usuarios de las redes a pagar los cargos regulados correspondientes.

- Respetar los criterios de calidad y seguridad acordados y permitir el abierto a la información técnica y de sus transacciones en materia de energía eléctrica.
- Elaborar estudios conjuntos con miras a la operación conjunta de los mercados así como para identificar y aplicar los ajustes necesarios para viabilizar la integración eléctrica.

Intercambios de energía en el MERCOSUR

Existen 15 interconexiones internacionales entre los países miembros del MERCOSUR incluyendo una entre Argentina y Chile. Las primeras de ellas surgieron, como ya se ha señalado, del desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos binacionales; sin embargo con el tiempo han surgido otras más que no necesariamente están vinculadas a estos proyectos.

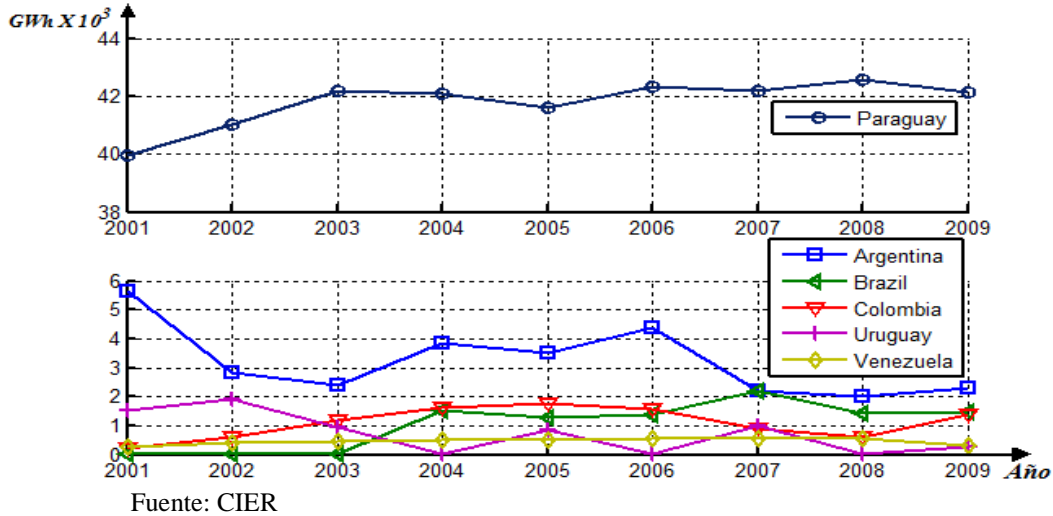
Interconexión Argentina-Uruguay

La interconexión entre Argentina y Uruguay viene operando desde hace casi 30 años atravesando por distintas situaciones. La misma tiene como marco legal el Acuerdo de Interconexión Energética firmado por ambos países en 1974 y de su Convenio de Ejecución en 1983 y una entidad binacional: la Comisión de Interconexión administra las operaciones y vela por el cumplimiento de los acuerdos.

Después de la reestructuración del sector eléctrico en Argentina se adoptaron nuevas modalidades comerciales para adaptarse a tales cambios entre ellas permitir el acceso abierto para permitir en el tránsito de energía producida por terceros (Brasil y Paraguay).

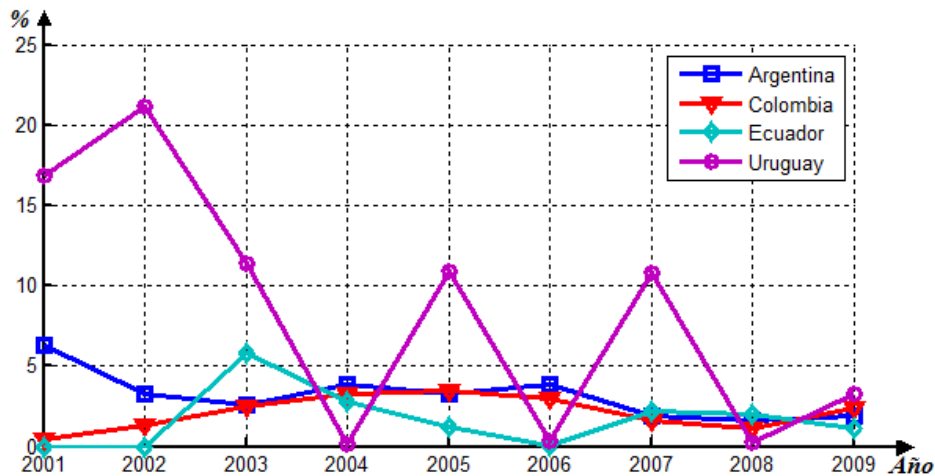
De todas las interconexiones actualmente en servicio en el MERCOSUR la más importante por el volumen de transacciones es la que une la ciudad de Argentina de Santa María con Itá en Brasil, que consiste en una línea de doble circuito de 500 kV, con una capacidad de transporte de 2,000 MW y una unidad convertidora de frecuencia, ya que los dos países trabajan con frecuencias de operación diferentes. La interconexión entró a operar en 2000 con la idea de suministrar energía eléctrica de Argentina al Brasil haciendo uso de gas natural. También vale la pena mencionar que existe una línea de transmisión que conecta una central de ciclo combinado de 600 MW ubicada en la ciudad argentina de Pcia de Salta al Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING).

Figura 8: Principales exportadores de energía eléctrica de América del Sur



Debido a la gran capacidad de generación instalada del Paraguay, comparado con su demanda, este país es el exportador más importante de la región. Con unos 42,000 GWh exportados en el 2009, Paraguay es también uno de los mayores exportadores de electricidad del mundo detrás solamente de Francia, Alemania y Canadá, según el Banco Central del Paraguay. El segundo exportador de la región es Argentina que entre el 2001 y 2009 pero sus cifras han variado entre 6 GWh y 2 GWh al año. Estas variaciones se deben a la escasez de gas que sufrió el país. Los demás países representados en la gráfica 8, Brazil, Colombia, Uruguay y Venezuela han exportado no más de 2,000 GWh por año. Llama la atención el caso de Uruguay, quien en 2002 exportó 2,000 GWh pero en 2004 sus exportaciones resultaron nulas. Venezuela ha mantenido números constantes de exportación de electricidad en los últimos 12 años (ver Figura 8).

Figura 9: Porcentaje de exportación sobre generación total

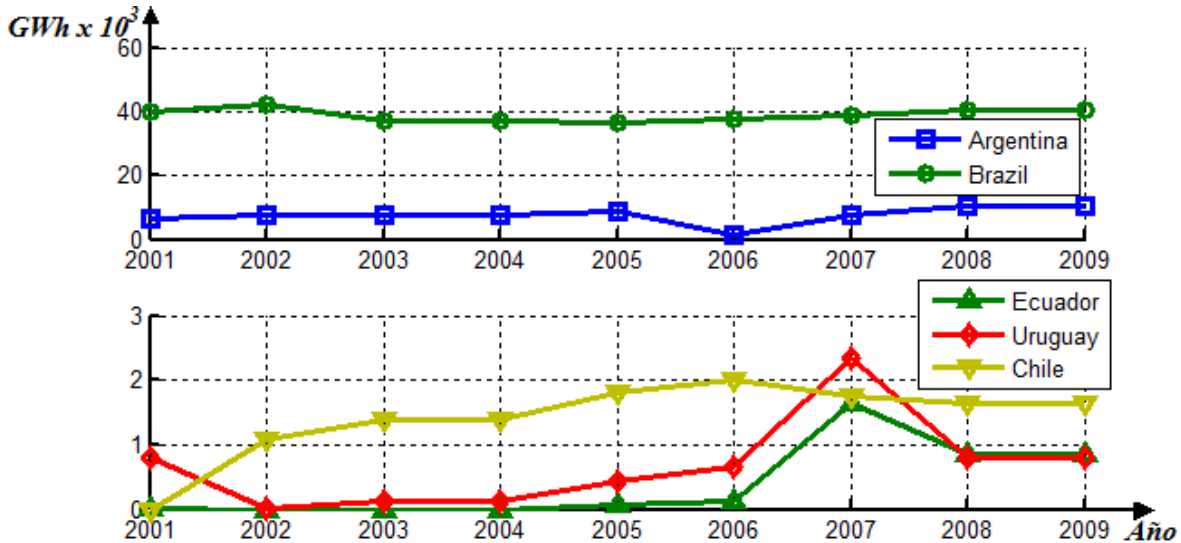


Fuente: CIER

En la Figura 9, se muestra el porcentaje de exportaciones con respecto a la generación total por año de Argentina, Ecuador y Uruguay. Paraguay no está representada en este gráfico ya que este país exporta aproximadamente 9 veces más que su consumo nacional. Es interesante el caso del Uruguay, país con notables variaciones en sus exportaciones. En el año 2002, sus exportaciones estuvieron por el orden del 20% de su producción total pero luego cayeron prácticamente a cero en el 2004. Entre el 2004 y 2008 se alternaron años de en que exportaba aproximadamente 10% de su producción nacional y cero.

Argentina ha disminuido paulatinamente sus exportaciones a partir del año 2001, cuando exportó aproximadamente el 6% de su generación total hasta caer en 2009 a menos del 2%. Colombia, por otro lado, registró un aumento en exportaciones a partir del año 2001 hasta el año 2005; luego experimentó una disminución hasta el año 2009 cuando las exportaciones alcanzaron niveles similares a los 2005. Los otros países del área no fueron representados ya que sus exportaciones son menores al 1% de su generación total.

Figura 10: Principales importadores de energía eléctrica de América del Sur



Fuente: CIA World Factbook

Los dos mayores importadores de América del Sur (ver Figura 10) son Brazil y Argentina, quienes reciben energía de los grandes proyectos hidroeléctricos del Paraguay. Todas las importaciones de energía eléctrica de Chile provienen de Argentina. Por otro lado, el Uruguay importa de Argentina y Brazil, mientras que el Ecuador recibe energía principalmente desde Colombia.

e. Infraestructura eléctrica de integración.

América Central

En materia de electricidad los avances de la infraestructura eléctrica de integración han sido importantes. Desde la primera interconexión internacional entre Honduras y Nicaragua en 1975 siguieron la de Costa Rica y Nicaragua en 1982, Costa Rica-Panamá y El Salvador-Guatemala ambos en 1986. El eslabón faltante, entre El Salvador y Honduras, se completó en septiembre de 2002 y a partir de ese momento los seis países del istmo centroamericano, desde Guatemala hasta Panamá, quedaron unidos eléctricamente. Adicionalmente, en 2009, se interconectó Guatemala con el sistema eléctrico del sur de México.

Hasta la entrada en operación de la línea del proyecto SIEPAC las interconexiones estaban de los seis países de América Central estaba constituida por 10 interconectores en 230 kV con una capacidad de transporte limitada por asuntos técnicos

Figura 11: Infraestructura de transmisión en América Central



Fuente: CIER, 2010.

La construcción de una línea de transmisión de 230 kV de 1,800 kilómetros de longitud a lo largo del istmo (ver Figura 11), que permitirá intercambios de hasta 300 MW entre países.

La construcción se inició en 2007 y cuenta además con 28 bahías de acceso. Hasta el 30 de noviembre de 2012 el avance global de la línea era del 95.1 % y se espera que la totalidad de la obra pueda completarse en el transcurso de 2013. Sin embargo la mayor parte de los tramos están ya en operación comercial. La operación a plena capacidad de la línea de transmisión del proyecto SIEPAC implica el compromiso de los seis países miembros de realizar las inversiones para reforzar las redes nacionales con el fin de permitir que los intercambios se realicen a plena capacidad (300 MW) entre países (ver Tabla 4).

Tabla 4: Infraestructura de interconexión eléctrica antes de SIEPAC

Fuente: CEAC, 2011.

Países	Voltaje (kV)	Capacidad
Interconexión	Capacidad (MW) De 1 a 2	Capacidad (MW) De 2 a 1
Guatemala-El Salvador	80	100
El Salvador-Honduras	80	80
Honduras-Nicaragua	80	80
Nicaragua-Costa Rica	80	80
Costa Rica-Panamá	30	100

En las Tablas 5 y 6 se presenta información sobre la infraestructura de interconexión del MERCOSUR y de la CAN. En la Figura 12 se presenta el mapa con las interconexiones existentes en las dos regiones apenas mencionadas.

Tabla 5: Infraestructura de interconexión eléctrica del MERCOSUR

Países	Voltaje (kV)	Capacidad (MW)
<u>Argentina-Uruguay</u>		
• Salto Grande	500	1,890
• Concepción del Uruguay-Paysandú	132/150	150
• Colonia Elia – San Javier	500	1,386
<u>Argentina-Paraguay</u>		
• Yacyretá	500	3,000
• Clorinda-Guarambaré	220	150
• El Dorado-Mariscal López	132	30
• Posadas-Encarnación	33/66	10
<u>Argentina-Brasil</u>		
• Paso de los Libres-Uruguaiana	132/230	50
• Rincón Santa María-Itá	500	2000
• Rincón - Garabí	500	2,000/2,200
<u>Paraguay-Brasil</u>		
• Itaipú	220/500	14,000
• Acaray-Foz de Iguazú	138/220	50
• Pedro Caballero-Ponta Porá	22	6
• Vallemi-Porto Murtinho	23	ND
<u>Brasil-Uruguay</u>		
• Rivera-Livramento	150/230	70
• Chuy-Chui	15/13.8	ND
• Pte. Médici – San Carlos	500	500
<u>Argentina-Chile</u>		
• Río Turbio – Puerto Natales	33	ND
• C.T. TermoAndes – Sub. Andes	345	633

Fuente:CIER

		(MW)
Bolivia – Brazil		
• San Matías – Corixa	35	ND
Colombia – Venezuela		
• Arauca – Guasdualito	34.5	6
• Pto. Carreño – Pto. Páez	34.5	7.5
• Cuesteita – Cuatricentenario	230	150
• Tibú – La Fría	115	36/80
• San Mateo – El Corozo	230	150
Colombia – Ecuador		
• Pasto – Quito	230	200/250
• Jamondino – Pomasqui	230	250
• Ipiales - Tulcán	138	35
Ecuador – Perú		
• Machala - Zorritos	230	110
Brazil – Venezuela		
• Boa Vista – El Guri	230/400	200
Bolivia – Perú		
• La Paz - Puno	230/220	150

Tabla 6: Infraestructura de interconexión eléctrica de la CAN

Fuente: CIER

f. Análisis económico de los intercambios eléctricos. Su conveniencia tanto nacional como subregional y regional.

La evaluación de los beneficios de los proyectos de integración es uno de los elementos más importantes de todo el proceso de integración regional. A continuación se presentan las evaluaciones económicas de dos casos importantes: el proyecto SIEPAC en América Central y de los países de la CAN. No obstante los casos presentados demuestran los beneficios de la integración eléctrica regional aumentan en la medida que aumenta el grado de integración entre los países.

Evaluación económica del proyecto SIEPAC

En 2011 se realizó una evaluación del proyecto de integración eléctrica en América Central, mejor conocido como el proyecto SIEPAC, presentando comparativamente los resultados esperados en 1997, antes del inicio de su construcción, y posteriormente en 2010 tomando en cuenta los beneficios del proyecto a las luz de los resultados del Plan Indicativo de Expansión de Generación Regional 2011-2025 preparado por el CEAC (BID, 2011).

Los análisis *ex ante* y *ex post* confirman que los beneficios del proyecto dependen en gran medida del grado de coordinación y de planificación de los sistemas eléctricos que los países logren alcanzar. Se demuestra que los beneficios netos del proyecto aumentan en la

medida que aumenta el grado de integración en la operación y en el nivel de coordinación en las inversiones de los países, sobre todo en el área de la generación.

Figura 12: Mapa con las principales conexiones eléctricas en la CAN y el MERCOSUR.



Fuente: CIER, 2011

La necesidad de impulsar proyectos de generación con vocación de exportar es el principal reto de la sub-región para aumentar las transacciones de energía en el MER ahora que la línea de transmisión está operando, para lo cual será necesario suscribir contratos firmes de largo plazo, entre los agente exportadores e importadores, que faciliten la construcción de grandes proyectos de generación, que se beneficiarían con economías de escala, y que podrían sólo justificarse con la ampliación de los mercados nacionales.

Bajo nivel de integración (sólo coordinación de la operación)

En un escenario de bajo nivel de integración en el cual se coordina únicamente la operación la evaluación ex ante permite afirmar que los ahorros en los costos de operación no justificaría la inversión en el proyecto SIEPAC, mientras que la evaluación ex post concluye que con sólo una coordinación de la operación de los sistemas nacionales los ahorros, en dichos costos, superaban apenas la inversión en el proyecto.

Alto nivel de integración (coordinación de la operación y las inversiones en generación)

Tanto el análisis ex ante como ex post revelan que en un escenario de alto nivel de integración en el cual se entiende que se coordinaría la operación de los sistemas además de las inversiones en generación a nivel de la región centroamericana los beneficios obtenidos superaría con creces la inversión en la construcción de la línea y las instalaciones conexas. La evaluación ex ante realizada en 1997 calculaba que, con alto nivel de integración, la integración ahorraría a la región 1,151 millones de Dólares de 1996 en los costos de operación de inversiones con respecto al un escenario sin el proyecto SIEPAC. Este valor resultaba ser muy superior a los 185 millones de Dólares (de 1996) en que estaba valorada la inversión en la construcción de la línea en ese época. De 1,151 millones de ahorro 745 millones de Dólares eran atribuibles a ahorros en inversiones y el resto, 406 millones de Dólares, a la reducción de los costos de operación. Estas cifras no incluyen los beneficios en la reducción de GEI.

La valoración del proyecto SIEPAC con las cifras de 2010 arroja resultados similares a los valores de la evaluación ex ante. Con las cifras de 2010 el valor total de ahorro (costo de inversiones más los costos de operación) es de 1,444 millones de Dólares de 2011 de los cuales 1,180 millones de Dólares corresponderían los ahorros en las inversiones y 264 millones en la disminución de los costos de operación, considerando sólo el primer circuito. El valor total del ahorro en estas condiciones es ampliamente superior al valor presente neto de la inversión de la línea actualizado en 2010 a 495 millones de Dólares de 2011.

La construcción del segundo circuito¹⁵, que implicaría un mayor grado de integración regional, incluyendo la interconexión entre Panamá y Colombia, permitiría incrementar el ahorro total en un 60% sobre el valor de los ahorros con un sólo circuito, o sea 2,312 millones de Dólares, valor que sería también ampliamente superior al costos del la inversión de la línea con un segundo circuito estimada en 798 millones de Dólares de 2011. En la Tabla 7 se presenta un resumen de los resultados de las evaluaciones ex ante y ex post con las distintas alternativas.

Un aspecto a ser destacado es el impacto del nivel de integración sobre el costo de la electricidad en el escenario de alto nivel de integración. Sea en los casos de baja o alta demanda el proyecto SIEPAC produciría una disminución del Costo Incremental Promedios de Largo Plazo (CIPLP) de un 10 a un 23 %, dependiendo del crecimiento de la demanda, del número de circuitos y de la interconexión con Colombia, con respecto a un escenario sin considerar el proyecto que beneficiaría al consumidor final y a la competitividad de la región.

Tabla 7. Evaluación Ex ante y Ex post del Proyecto SIEPAC según diferentes escenarios

Evaluación Ex ante 2000-2005 (USD 1996)	Sin SIEPAC	Crecimiento de la demanda 4.5% anual		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Grado coordinación mediano/largo plazo	Aislado Sin SIEPAC	Aislado/medio	Aislado/medio	Aislado/medio
<ul style="list-style-type: none"> Planificación expansión Operación 		Medio/medio	Aislado/medio	Medio/medio
Diferencia con SIEPAC		-62	-184	-401
Inversión SIEPAC	--	150	150	150
Beneficio neto	--	-88	34	251
CIPLP (USD/MWh)	73.4	71.5	66.7	63.3

Nota: los cálculos se refieren a un solo circuito.

Evaluación Ex post 2000-2005 (USD 1996)	Sin SIEPAC	Crecimiento de la demanda 4.5% anual		
		Escenario K2	Escenario D2	Escenario A
Grado coordinación mediano/largo plazo	Aislado Binacional <150 MW	Aislado Regional <150 MW	Aislado Regional <150 MW	Coordinada regional <150 MW
<ul style="list-style-type: none"> Planificación expansión Operación 		Sin	Sin	Con
Restricciones hidro	Sin	Sin	Sin	Con
Interconexión Colombia	Sin	Sin	Sin	Con
SIEPAC 2do circuito	Sin	Sin	Sin	Con
Diferencia con SIEPAC	21,797	-556	-1444	-2262
Inversión SIEPAC	--	492	492	798
Beneficio neto	--	64	953	1464

¹⁵ La línea de transmisión del proyecto SIEPAC está construida para alojar un segundo circuito.

CIPLP (USD/MWh)	97.8	97.1	88.3	85.5
-----------------	------	------	------	------

Nota: los cálculos de los escenarios K2 y D2 se refieren a un solo circuito, mientras que el escenario A se agrega el segundo circuito. Fuente: BID

Evaluación económica de la integración eléctrica en la CAN

Estudios realizados (Sauma, et al. 2010) demuestran, que manteniendo los estándares de calidad y de seguridad de los sistemas eléctricos, la interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú traería grandes beneficios económicos y ambientales a la sub-región. Se concluye que los beneficios aumentan en la medida que el grado de integración aumenta.

El estudio es el resultado de una simulación que se realizó iniciando con la situación de las interconexiones en 2010 (Escenario Base) y sirve como referencia para la comparación con los otros tres escenarios alternativos. Partiendo del Escenario de Base los tres escenarios alternativos se construyen agregando, en fechas determinadas, líneas adicionales entre los países mencionados, aumentando en sentido creciente el grado de integración. La simulación se realizó para el horizonte de tiempo 2010-2022 utilizando el *Stochastic Dual Dynamic Programming* (SDDP) que es una herramienta de cálculo bien conocida en la región, basándose en una representación uni-nodal de cada país (ver Tabla 8):

- Escenario 1, que considera el reforzamiento de las interconexiones existentes entre Colombia y Ecuador y la construcción de una línea nueva entre Ecuador y Perú. El resto de las interconexiones se mantienen como estaban en 2010;
- Escenario 2, agrega a las interconexiones descritas en el Escenario 1 una interconexión entre Perú y Chile, y;
- Escenario 3, agrega a las interconexiones descritas en el Escenario 2, una línea entre Bolivia y Chile.

Tabla 8: Escenarios y fecha de entrada de las interconexiones

Escenario/fecha de inicio	Colombia-Ecuador	Ecuador-Perú	Perú-Chile	Bolivia-Chile
Escenario Base	Situación de 2010			
Escenario 1	2014	2015		
Escenario 2	2014	2015	2016	
Escenario 3	2014	2015	2016	2017

Fuente: Sauma et al.

Los proyectos de interconexión propuestos se describen en la Tabla 9 y tienen en cuenta la factibilidad técnica y del tiempo de ejecución de las obras. También se verificó el cumplimiento de los criterios de seguridad, con criterios bastante conservadores, llegándose

a comprobar que los enlaces operarán a plena capacidad la mayor parte del tiempo indicando el gran potencial de los intercambios de electricidad entre los países.

Los tres escenarios alternativos arrojan resultados favorables para los cuatro países en cuanto a la reducción del costo marginal promedio de los sistemas, especialmente en el caso de Chile, que reduce este costo a partir de la entrada de la interconexión con el Perú a partir de 2016 en un 30% (de 85 a 60 USD/MWh), con respecto al Escenario Base que significa operación de forma aislada.

Tabla 9: Proyectos de interconexión propuestos

Línea	Puntos del enlace	Longitud (km)	Características técnicas	Fecha de inicio	Costo de inversión (Millones USD)
Colombia-Ecuador	San Carlos-Jamondino 500 kV (Colombia)- Pifo kV (Ecuador)	551	1,500 MW-500kV, ca 60 Hz	Abril de 2014	210.9
Ecuador-Perú	Yaguachi 500kV (Ecuador)-Trujillo 500kV (Perú)	638	1,000MW-500kV, ca. 60 Hz	Enero 2015	174.4
Perú-Chile	Montalvo 500kV (Perú)- Crucero 500kV (Chile)	645	1,500MW-500kV, HVDC	Enero 2016	401.6
Bolivia-Chile	Chiquicamanta 220kV (Chile)-Chicobija 230kV (Bolivia)	489	340MW-230 kV, ca. 50 Hz	Enero 2017	163.7

Fuente: Sauma et al.

Los valores en la Tabla 10 resumen, por escenario y por rubro de costo, los ahorros de los distintos con respecto al Escenario Base. Los valores negativos significan que se producen ahorros con respecto a los valores del Escenario Base y los valores positivos lo contrario (desahorros). Los beneficios totales corresponden a la sumatoria los costos de operación y mantenimiento, beneficios para la demanda, rentas de congestión, beneficios ambientales (reducción de GEI) e inversión en infraestructura de transmisión.

De la tabla se destaca que los beneficios totales aumentan en la medida que aumenta el grado de integración al integrarse más países. Un cambio significativo se observa en el escenario 2, con la integración de Chile con el Perú, que aumenta en el escenario 3 cuando se integra Chile con Bolivia. Por rubro se destaca la gran posibilidad de ahorros en los costos de operación y mantenimiento, cuyos valores aumentan sustancialmente al aumentar el grado de integración, seguidos por las rentas de congestión.

Es importante destacar que los principales desahorros se producen por un aumento del costo marginal del sistema, que se eleva en los países que resultarían los mayores exportadores, sin embargo en su conjunto los beneficios son ampliamente beneficiosos para la sub-región, sobre todo a partir de la incorporación de Chile. En materia ambiental también se producen ahorros importantes, principalmente por la reducción en la generación con carbón principalmente en Chile.

Los beneficios, no obstante, no son iguales entre los países, ni para todos los agentes del sistema. El país ampliamente beneficiado es Chile, que reduciría el costo marginal de generación sustancialmente con respecto al escenario de referencia y también por los beneficios ambientales por la sustitución de generación con diesel y carbón con importaciones generalmente producidas por generación más limpia (hidroelectricidad y gas) en el SING de Chile. Desde el punto de los agentes serían los exportadores de energía los que verían aumentados sus márgenes de ganancia pero se reduciría sustancialmente para los generadores chilenos.

Los resultados del estudio sobre la integración de los países andinos demuestra la urgente necesidad de que se cuantifiquen adecuadamente los beneficios totales de la integración, y aún más importante, que se discuta sobre la repartición equitativa entre los países y, dentro de los países, entre los distintos agentes económicos. Una tarea, esta última, extremadamente compleja de realizar.

Tabla 10: Valor Presente Neto de los beneficios económicos entre 2010-2022 en los distintos escenarios con respecto al caso Base en millones de USD de 2014.

Rubro	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Operación y Mantenimiento	-185	-2537	-2919
Beneficios a la demanda	497	1300	1408
Rentas de congestión	-137	-788	-888
Beneficios ambientales	-10	-355	-411
Inversión en transmisión	-70	-77	-72
Beneficios totales	95	2303	2738

Fuente: Sauma et al.

g. Proyectos futuros.

En el sector eléctricos 13 son los proyectos de interconexión más importantes de interconexiones internacionales en ALC¹⁶.

Interconexión Colombia-Panamá.

¹⁶ Se utilizaron los proyectos que aparecen listados en el informe de CIER “Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina” preparado por la CAF en 2012.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de aproximadamente 600 kilómetros de longitud que uniría la sub-estación de Cerromatoso en el Departamento de Córdoba en Colombia con la sub-estación de Pedregal en Panamá. El enlace será en corriente directa (HVDC) por cuestiones fundamentalmente de seguridad y operación de ambos sistemas eléctricos y una vez concluido se podrán transmitir hasta 300 MW en una primera fase y se ampliarían posteriormente 300 MW adicionales. Se espera que la primera fase se esperaba tenerla en operación entre 2016 y 2017 mientras que la segunda fase en 2020; sin embargo todas las bases del estudio están siendo re-evaluadas.

Aunque es una iniciativa bilateral la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia tiene un impacto regional importante. El objetivo principal es el de interconectar los mercados eléctricos de Colombia y Panamá sin embargo resultada, de acuerdo con los estudios realizados, importante para todo el mercado centroamericano de electricidad y a más largo plazo para los países de la CAN.

Existe un Acuerdo Regulatorio entre la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG) y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá que es el marco legal para establecer la regulación de los intercambios de energía.

Los primeros estudios de una interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá datan de 1998. En 2003 los Gobiernos de Panamá y Colombia suscribieron el Memorando de Entendimiento, a través del cual se comprometen en promover las acciones para materializar el proyecto de interconexión. Otro hito importante se registró en 2009 con la constitución de la empresa Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP), de propiedad conjunta entre ETESA de Panamá e ISA de Colombia. Con apoyo financiero del BID se han realizado los estudios económicos, técnicos y ambientales. El proyecto se encuentra suspendido indefinidamente desde febrero de 2013.

Hidroeléctrica Inambari (Interconexión Perú-Brasil)

El proyecto hidroeléctrico de Inambari, con una capacidad instalada de 2,200 MW, se encuentra en la vertiente oriental de los Andes peruanos, a solo 260 km de la frontera con Brasil permitiría la exportación de electricidad al Brasil. La central de Inambari, una vez concluida, tendrá un embalse de capacidad de regulación multianual y está aguas arriba de las centrales brasileñas de Santo Antonio y Jirau de 3,500 MW cada, ambas en fase de construcción. Debido a restricciones ambientales estas dos centrales están siendo construidas para operar “a filo de agua” y la presa de Inambari, cuando sea concluida, permitiría regular los caudales de las dos centrales mencionadas en el lado brasileño de la cuenca, agregando 90 MW de potencia firme al sistema.

La central de Inambari por su gran tamaño, haría difícil que el consumo de mercado local del Perú absorbiera la totalidad de su producción creando en el período inicial de operación un excedente exportable al Brasil. El costo de producción, sin incluir los costos de la interconexión, se estima en 52 Dólares EUA/MWh y arrojaría un beneficio anual de 342 millones de Dólares EUA, en la hipótesis que toda la energía se exporte al Brasil, tomando como de referencia 77 Dólares/MWh, como el costo marginal promedio anual del sistema brasileño.

Se están estudiando dos alternativas para conectar Inambari al sistema eléctrico brasileño (Red Básica) pero se estudia la posibilidad de construir una línea de 500 kV de 144 km de longitud desde el sitio de la central hasta la frontera con el Brasil hasta una sub-estación de HVDC *back to back* para asegurar la estabilidad del sistema y de allí se construiría otro tramo de 144 km, en territorio brasileño, hasta la sub-estación de Assis, que se encuentra a 3,180 km de la Red Básica.

Todavía se deben definir los acuerdos comerciales con Brasil y el sistema de conexión con el sistema de transmisión peruano, que podría incluir además de Inambari, otros proyectos hidroeléctricos (Minique y Paquitzpango) en el área. Además, sería necesario suscribir un tratado marco entre Brasil y Perú para dar seguridad jurídica al proyecto y también un acuerdo operativo entre los operadores de ambos sistemas.

Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Interconexión Bolivia-Brasil)

El proyecto de Cachuela Esperanza estima instalar 800 MW y se encuentra aguas abajo del proyecto Inambari en el Perú y su viabilidad económica depende de la construcción de esta última. Cachuela Esperanza se encuentra aguas arriba de las centrales de Santo Antonio y Jirau en el Brasil. El tamaño de Cachuela Esperanza resulta muy grande para el sistema boliviano y crearía excedentes de exportación para el Brasil.

Los estudios de simulación permiten concluir que la capacidad firme promedio anual de Cachuela Esperanza sería de 553 MW suponiendo que Inambari no fuera construida pero subiría a 614 con la construcción de ésta última.

Asumiendo que la central de Inambari en el Perú sea construida y que la totalidad de la producción de Cachuela Esperanza fuera exportada en su totalidad al Brasil, el proyecto arrojaría beneficios anuales actualizados, sin incluir el costo de la interconexión, de 102 millones de Dólares EUA, suponiendo el costo marginal promedio anual del sistema brasileño en 77 Dólares EUA/MWh. La interconexión con el Brasil se realizaría mediante

un doble circuito de 500 kV entre Cachuela Esperanza y Porto Belho en Brasil y supondría una inversión de 792 millones de Dólares (un costo anualizado de 71 millones de Dólares).

Los aspectos comerciales y regulatorios entre ambos países deben todavía acordarse pero siendo Cachuela Esperanza un proyecto de filo de agua los acuerdos operativos serían más sencillos.

Interconexión Argentina-Brasil

En realidad se trata de la recuperación a plena capacidad del proyecto CIEN, proyecto de interconexión entre Brasil y Argentina mediante contratos de suministro por dos líneas de transmisión (CIEN I y CIEN II) en HVDC *back to back* con capacidad de 2,000 MW en la dirección Argentina-Brasil y 700 MW Brasil-Argentina. Mientras funcionó el ingreso que producían los contratos remuneraban tanto el costo de las líneas como el costo de la compra de la energía.

En 2004 debido a las restricciones del suministro de gas en Argentina la agencia reguladora de Brasil (ANEEL) rebajó el llamado Certificado de Energía Firme (CFE) de la interconexión del CIEN de 2,000 MW promedio antes de 2004 a 400 MW en 2005. Posteriormente, debido a la persistente escases de gas en Argentina, el CFE fue rebajada a cero en 2006 y los contratos de suministro quedaron anulados como consecuencia de los cual la situación financiera del CIEN se deterioró y la interconexión dejó de ser utilizada.

Además de la suspensión de los contratos de importación, que significaron para el Brasil la pérdida de 1,700 MW de generación firme, la escasez de gas en Argentina llevó a la salida de la central de termoeléctrica Uruguaiana de 600 MW, alimentada con gas por un gasoducto desde la Argentina. Incidentalmente, se registraron problemas de índole comercial con el suministro de gas entre Bolivia y Brasil ocasionando la pérdida de otros 4000 MW al sistema brasileño, como consecuencia obligo este país a restringir las exportaciones.

Los problemas de abastecimiento de gas en Argentina son estacionales, debido al aumento del consumo para calefacción en invierno (mayo a septiembre), mientras que en ese mismo período los embalses en Brasil están a plena llenos con cierta capacidad excedentaria para el sistema. Esto permitió operar desde 2007 un esquema de intercambios de energía llamado “intercambio modulado” que consiste en utilizar la gran capacidad de modulación de los embalses brasileños para vender a Argentina en períodos de invierno, cuando hay escases de gas en este país, y en durante el resto del año Argentina exporta energía al Brasil.

Después que los problemas de suministro de gas se resolvieron el ahorro total en los costos de operación de ambos sistemas se estima en 340 millones de Dólares promedio (período 2010-2017) permitiendo, además, reducir significativamente las posibilidades de déficits de los sistemas eléctricos de Argentina, Brasil y Uruguay. También se obtendrían reducciones de la emisión de GEI que equivalen a 10.2 millones de Dólares al año.

El análisis financiero de la obra, asumiendo la remuneración solicitada por los inversionistas y aprobada por ANEEL, arroja un resultado bastante atractivo como para continuar con los intercambios comerciales de energía. El análisis de los ingresos anuales de congestión del CIEN, permite afirmar éstos son muy superiores a la remuneración requerida de las líneas, indicando que vale la pena aumentar la capacidad de transporte de la interconexión.

Por la experiencia vivida, los estudios recomiendan que Argentina y Brasil suscriban un Tratado para darle firmeza jurídica a las transacciones comerciales y así evitar los problemas mencionados con el proyecto original del CIEN.

Swap Paraguay-Argentina-Chile

El proyecto de interconexión consiste en enviar energía hidroeléctrica indirectamente desde Paraguay hasta la región del Norte de Chile (SING), donde predomina la generación termoeléctrica, a través de Argentina desde la central binacional de Yacyretá. Como Paraguay no tiene fronteras con Chile el esquema funcionaría mediante un *swap* por el cual Paraguay inyectaría 200 MW más al sistema argentino y este a su vez entregaría 200 MW a Chile en la frontera común.

Los estudios demuestran que el SING de Chile podría ahorrarse, en promedio, 141 millones de Dólares por año en costos operativos y de paso reduciría los problemas de congestión en esa parte de la red argentina, evitando la puesta en operación de centrales de altos costos de generación y ahorrándole al sistema argentino 67 millones de Dólares por año. Otra de las ventajas de este proyecto es que reduciría las emisiones de GEI al reducir la generación termoeléctrica en Chile produciendo un beneficio ambiental estimado en 30 millones de Dólares adicionales. El proyecto también permitiría la reducción de la probabilidad de déficits en Argentina y en Uruguay.

El proyecto es altamente atractivo y sencillo de aplicar además no requiere inversiones adicionales. El asunto clave es la negociación de los acuerdos comerciales entre Chile y Paraguay y la conveniencia de suscribir un acuerdo internacional entre los tres países involucrados en la operación de *swap*.

Ampliación del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC II)

El proyecto SIEPAC II consiste en el reforzamiento del sistema de interconexión de América Central que implicaría una inversión de 500 millones de Dólares. El actual sistema está concebido para alojar un segundo circuito.

Los estudios realizados consideran que la interconexión entre Colombia y Panamá entraría en operación en 2014 (ahora sabemos que ha sido pospuesta por tiempo indefinido) y arroja un beneficio por el ahorro de los costos de operación del sistema centroamericano; tiene además ventajas ambientales, porque reduce la emisión de GEI cuyo beneficio se calcula en 4.4 millones de Dólares por año. Todo sumado el proyecto presenta un cuadro financiero marginal y tendrá que ser revaluado cuando se conozca una nueva fecha para la interconexión de Panamá con Colombia.

Wheeling de energía entre Chile y Argentina

Este proyecto se fundamenta en el desarrollo del potencial energético del sur de Chile. La topografía del terreno y de los problemas ambientales en el sur de Chile hace muy costoso el transporte hasta en principal centros de consumo en Santiago.

La alternativa estudiada contempla la construcción de una línea, desde el sur de Chile, donde estarían los proyectos hidroeléctricos hasta la región del sur de Argentina (Santa Cruz de Norte) y después proseguiría por territorio argentino hasta que, pasando por Mendoza, llegaría a Santiago de Chile. Sin embargo los estudios demuestran que las restricciones del sistema argentino en esa zona impiden realizar el *wheeling*.

Para superar el problema sería necesario realizar inversiones en el sistema argentino de transmisión para eliminar las restricciones. Otra opción sería una línea exclusiva de transmisión de 2,000 km, probablemente en HVDC.

Interconexión Brasil-Uruguay

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de un total de 420 km, en HVDC en 500 kV con una estación convertidora *back to back*, necesaria por la diferencia de frecuencia en los sistemas eléctricos de ambos países, con una capacidad de 500 MW y una inversión estimada de 349 millones de Dólares. La obra está prevista para ser terminada en 2013.

El ahorro estimado conjunto de los costos de operación de los dos sistemas más beneficios ambientales por la reducción de GEI es bastante atractivo estimado en unos 97 millones de Dólares por año pero se podrían reducir al 75% de este valor de eliminarse las restricciones que actualmente tiene el CIEN (Argentina-Brasil) pero aun así resultaría una inversión atractiva. En análisis de congestión estiman que, los ingresos que ésta produciría ingresos por 132 millones de Dólares 10 veces más que la remuneración de la línea lo que indicaría que sería conveniente ampliar la capacidad de transporte del proyecto.

Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil

El proyecto consistiría en construir una línea de 321 km. de longitud en 500 kV de 2,000 MW de capacidad, en territorio paraguayo, desde Yacyretá hasta Itaipú; sin embargo, el análisis de congestión del proyecto demuestra que sería conveniente aumentar la capacidad de transporte. El enlace permitiría optimizar los sistemas de los tres países además de Uruguay, que está interconectado con Argentina. Además se reducirían las probabilidades de déficits en Brasil y Argentina con una reducción de la emisión de GEI.

El ahorro de los costos totales agregados de los tres sistemas eléctricos es de unos 300 millones de Dólares por año que sumado a los beneficios de la reducción de los GEI permiten afirmar que el proyecto es altamente atractivo desde el punto de vista financiero. Se advierte que se superarse las restricciones de CIEN los beneficios en ahorro de los costos de operación se reducirían drásticamente (un 80% de el estimado original) bajando severamente la bondad financiera del proyecto haciéndolo apenas atractivo.

Las barreras comerciales vinculadas al Tratado de Itaipú entre Paraguay y Brasil que no permitían la venta de energía a terceros países fueron superadas en Julio de 2009, mediante la firma de un acuerdo mediante el cual se levantó dicha restricción, pero en un proceso gradual en el que el Brasil mantiene la preferencia de compra. También el acuerdo establece un aumento sustancial del precio que Paraguay recibe por la venta de energía al Brasil¹⁷.

Interconexión Perú-Ecuador

Existe una interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador de 100 MW de capacidad de transporte pero no ha podido ser utilizada por problemas regulatorios y por limitaciones de los sistemas de transporte de ambos países. Existe también una interconexión entre

¹⁷ El acuerdo firmado entre el Brasil y el Paraguay sobre la energía de Itaipú contaba con seis puntos, de los cuales los más importantes eran: i) la libertad del Paraguay de disponer del excedente de la energía para venderla a terceros, y ii) además el precio de la energía que vendía al Brasil fue triplicado.

Colombia y Ecuador razón por la cual los estudios de operación deben tener en cuenta los tres sistemas.

Los estudios demuestran que hasta el 2014 el Perú exportaría energía hacia el Ecuador por valores que irían decreciendo en el tiempo debido a la entrada en operación en éste último país de nuevas centrales hidroeléctricas a partir de 2015. A partir de ese año Ecuador se convertiría en un exportador neto hacia el Perú. Sin embargo, las inversiones en los refuerzos que tendrán que realizar ambos países no se conocen con precisión y no se puede concluir que el proyecto sea ventajoso desde el punto financiero.

Interconexión Bolivia-Perú

La interconexión entre Bolivia y Perú se compone de una línea de 230 kV de 215 km. de longitud en HVDC, con capacidad de 125 MW de capacidad, con una subestación *back to back* con convertidores, debido a la diferencia en frecuencia entre ambos sistemas. El costo estimado del proyecto es de 65 millones de Dólares.

Para realizar los estudios operativos se enfrentaron dificultades en determinar el precio del gas que varían ampliamente entre Perú y Bolivia. En el Perú los precios del gas varían de 2 a 9 USD/MMBTU mientras que en Bolivia el precio considerado para realizar los estudios fue de 1 USD/MMBTU; sin embargo desde la re-nacionalización del sector hidrocarburos los precios del gas han experimentando un alza dramática lo que hace necesaria la revisión total del estudio¹⁸. La dificultad de fijar un precio de gas común para ambos sistemas para realizar la simulación de la operación conjunta obligó a utilizar un *proxy* basado en la renta de congestión.

Los nuevos precios de venta del gas ponen en duda la viabilidad del proyecto, sin embargo es necesario acordar un precio común para realizar la simulación de la operación de sistema integrado, además acordar las reglas de exportación e importación.

Interconexión Bolivia-Chile

El proyecto de interconexión entre Chile y Bolivia surge con la construcción de la central geotérmica de Laguna Colorada en Bolivia. Dicha central está a sólo 150 km. de la subestación Rodomiro Tomic en el SING de Chile. Se propone construir una línea de 150 km. en 230 kV con una capacidad de 180 MW, a un costo de 30.5 millones de Dólares.

¹⁸ De acuerdo con el Boletín Estadístico de YPF (enero-septiembre 2012) los precios del gas natural en el tercer trimestre de 2012 para la venta al Brasil alcanzaron los 9.38 Dólar/MMBTU, mientras que en los contratos de vena con la Argentina llegaron hasta los 11.17 Dólar/MMBTU en ese mismo trimestre.

El SING en Chile lograría un ahorro en los costos de operación de 146 millones de Dólares por año mientras que los costos de operación incrementales en Bolivia alcanzarían los 80 millones de Dólares teniendo en cuenta un precio de gas en Bolivia para el precio internacional (5 USD/MMBTU). En este caso es menester realizar también una revisión completa del estudio ante la nueva realidad de los precios de exportación del gas en Bolivia que como se dijo alcanzaron en 2012 los 9.38 y 11.17 USD/MMBTU para los contratos con Brasil y Argentina respectivamente, un aumento que supera casi el 100% los valores EUAdos inicialmente para realizar el estudio. A esto habría que agregar los problemas diplomáticos entre Bolivia y Chile por el diferendo de la salida al mar.

Los beneficios netos por costos operativos, para el sistema agregado, es de 66 millones de Dólares por año, sin contar los beneficios ambientales por reducir la emisión de los GEI. En estas condiciones el proyecto resulta ampliamente atractivo para el sistema interconectado. No obstante si se considera el *swap* entre Paraguay y Chile de 200 MW por Argentina, visto anteriormente, los valores cambian desfavorablemente pero aún así siguen siendo muy ventajosos para el proyecto de interconexión Bolivia-Chile. La nueva realidad hace necesaria una revisión exhaustiva del estudio.

Interconexión eléctrica del Caribe Insular

En 2010 se realizó un estudio para analizar la viabilidad técnica y financiera de soluciones regionales para el abastecimiento de electricidad entre los países de CARICOM con miras a reducir la independencia de los derivados de petróleo (diesel y fuel oil), disminuir los costos, reducir el impacto ambiental de la generación de electricidad y aumentar el grado de integración regional

Se identifican la geotermia, la energía eólica y las pequeñas centrales hidroeléctricas como las fuentes de energía de más bajo costo, asumiendo que sitios de alto potencial de desarrollo se puedan identificar. La geotermia es la fuente que parece ofrecer las mayores ventajas económicas en términos regionales y la energía eólica en el ámbito local además de reducir los efectos ambientales.

El estudio incluyó seis países de las Antillas Menores: St. Lucia, St. Vincent y las Granadines, Grenada, Antigua y Barbuda, St. Kitts y Nevis y Dominica que en total representan una población de 600,000 habitantes. Otros países considerados son Haití, la República Dominicana y Jamaica que en total suman unos 22 millones de habitantes.

Tres interconexiones eléctricas entre territorios insulares parecen particularmente atractivas:

- Nevis-St. Kitts, mediante un cable submarino de 5 km de longitud y 50 MW de capacidad de transporte.
- Dominica-Martinica, mediante cable submarino de 100 MW de capacidad y 70 km de longitud.
- Dominica-Guadaloupe, mediante cable submarino de 100 MW de capacidad y 70 km de longitud.

Existen también otras posibilidades de interconexiones pero moderadamente o marginalmente atractivas:

- Nevis-Puerto Rico, 400 MW, 400 km.
- Nevis-Islas Virgenes (US), 80 MVA, 320 km.
- Saba-St. Marten, 100 MW, 60 km.
- República Dominicana-Haití, 250 MW y 563 km.

En la Tabla 11 se presentan las principales características de los futuros proyectos de interconexión en ALC.

Tabla 11: Principales futuros proyectos de interconexión en ALC

Proyecto	Año	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)	Ben. Oper/Costo (MUSD/año)	Costo Anual (MUSD/año)	IBC (p.u.)
PE-BR	2015	500	3,470	2,200	2,370	342	210	N/D
BO-BR	2015	500	2,850	800	792	102	71	N/D
CO-PA	2014	400	614	300	207	20.5	18.4	1.3
BO-CH	2014	230	150	180	30	66	2.7	29.2
C. Ame	2016	230	1,800	300	500	42	44.4	1.05
BR-UY	2013	500	420	500	349	88	29.3	3.3
AR-PY-BR	2014	500	666	2,000	610	300	54	5.7
BO-PE	2014	230	215	125	65	7.7	5.8	N/C
PE-EC	2010	220/230	107	100	-	21	N/D	N/C
CH-AR	2015	-	-	-	-	-	-	-
PY-AR-CH	2011	-	-	-	-	208	70	3.4
BR-AR	2010	500	490	2,000	-	340	220	1.6
CARIBE	nd	230	-	-	-	-	-	nd

Fuente: CIER

IV. RECOMENDACIONES QUE CONTRIBUYEN A VIABILIZAR EL CRECIMIENTO DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL.

El proceso de integración de los sistemas eléctricos es el elemento más relevante del proceso de integración económica en América Latina y el Caribe. Los intercambios de energía se han incrementado en todas las subregiones y después de los grandes proyectos hidroeléctricos binacionales se han registrado otros esquemas de interconexión más ambiciosos como el SIEPAC en América Central, las interconexiones entre Brasil y Argentina y entre Ecuador y Colombia. Más al norte México se interconectó con Guatemala y al hacerlo quedó conectado con el mercado centroamericano.

Sin embargo, el camino no ha sido fácil y las experiencias recientes han servido para identificar múltiples barreras que impiden el progreso de la integración. La falta de institucionalidad en el MERCOSUR se puso de manifiesto con la crisis de suministro en Brasil, seguida de la de Argentina de que propiciaron un duro golpe a la credibilidad del proceso de integración, a lo que se agrega la re-nacionalización del sector energético en Bolivia.

En la práctica, aún contando con la voluntad política existen una serie de barreras que impiden o retrasan los procesos de integración y que pueden conducir a situaciones críticas si no se resuelven rápida y adecuadamente. La identificación de estas barreras, en base a un diagnóstico de las experiencias, es una tarea necesaria para proponer alternativas de solución y recomponer e impulsar el proceso de integración regional.

La experiencia acumulada por más de 30 años de integración energética ha sido valiosa para identificar las barreras de distinta índole que impiden avanzar en el camino de la integración energética regional y tienen origen en la falta de voluntad política, la falta de institucionalidad y la falta de infraestructura. La OLADE, tal como se señaló al inicio, preparó un estudio para evaluar las barreras y plantear alternativas de solución (OLADE, 2012), propone una clasificación temática de las mismas.

Este enfoque de agrupar las barreras por tema tiene el mérito de ordenarlas y de facilitar su comprensión; pero puede hacer perder de vista el origen común que tienen la mayoría de las barreras identificadas, en gran parte, debido a la forma de como las regulaciones nacionales abordan un mismo tema (pago de cargos fijos, formación de precios mayoristas, etc.). Las alternativas que se proponen para superar dichas barreras también apuntan a la necesidad de adecuar de las regulaciones nacionales a las necesidades de la integración.

Las barreras de la integración regional

Las barreras identificadas se pueden clasificar en: políticas, normativas, comerciales, técnicas, de estandarización, institucionales, geográficas y presupuestarias-financieras. Es menester señalar que muchas de estas barreras tiene un origen en la heterogeneidad de la

regulación en los países involucrados y en la debilidad institucional de los reguladores nacionales. Las barreras normativas, comerciales, técnicas, de estandarización y de carácter institucional son manifestaciones que tienen origen en la regulación o en la falta de ella.

La armonización regulatoria no es una condición necesaria para la integración regional de los sistemas eléctricos, pero es el paso siguiente a dar cuando se haya iniciado algún tipo de coordinación o acuerdo entre los países. La armonización regulatoria se refiere al establecimiento de reglas y procedimientos comunes de los aspectos técnicos, comerciales, de estándares de calidad y legales comunes de la interconexión para mejorar el grado de integración regional y aumentar así los beneficios de la misma. Idealmente se debe converger hacia una forma única de regulación.

La armonización debe ser gradual y flexible, para acomodar los distintos esquemas nacionales de regulación, pero progresiva, con cronogramas de ejecución definidos que los países se comprometen en cumplir. Los aspectos técnicos se refieren a aquellos que aseguren la confiabilidad y estabilidad del sistema interconectado, los aspectos comerciales a asegurar que las operaciones económicas se realicen de manera segura y con las garantías de pagos acordados y los legales sobre todo a la resolución de los conflictos.

El proceso de armonización regulatoria es particularmente importante para la participación de la inversión privada. Para los inversionista privados y públicos, sean estos productores o compradores de energía, resultaría muy arriesgado invertir en proyectos de integración, en circunstancias en que no se asegure que existirá el acceso a líneas de transmisión, un flujo de ingresos aceptable, reglas estables y un ámbito confiable para la resolución de los conflictos.

La experiencia internacional de los *power pools*, tales como PJM, UCTE y NORDEL demuestran claramente que la armonización regulatoria es posible y que al lograrla se aumentan los beneficios de la integración regional. Esto también se reconoce en los países en vías de desarrollo como en caso de SIEPAC que se encuentra en la fase de implementación de la armonización regulatoria, la cual ha resultado más complicada de lo previsto.

Hasta la fecha, a excepción de SIEPAC, los organismos regionales se limitan al intercambio de información pero si se quieren mayores niveles de integración será necesario que estos organismos sean dotados de mayor poder

Son varios los aspectos regulatorios que deben ser resueltos para eliminar muchas de las barreras que frenan el proceso de integración: 1) el manejo y la distribución de las rentas de

congestión, 2) la remuneración de los cargos fijos (cargos por potencia y por acceso a la interconexión, y 3) los contratos firmes de largo plazo.

1) El manejo y la distribución de las rentas de congestión:

El manejo

La renta de congestión son los ingresos que se producen entre dos zonas por la diferencia de los costos marginales de los sistemas entre la zona importadora (de mayor costo) y la zona exportadora de menor costo marginal. El tratamiento que se da al manejo de esta diferencia de precios tiene implicaciones en la asignación de la renta que produce.

Si se acuerda que la exportación de energía se asimila a un generador virtual en la frontera del país importador, con un costo equivalente al precio de la energía exportada¹⁹, la renta se le asigna completamente al país exportador. Este el caso de los acuerdos entre Colombia y Ecuador, llamados Transacciones Internacionales de Energía o (TIE), donde la renta de congestión se queda totalmente en Colombia.

En el MERCOSUR la mayor parte de las transacciones de energía se realizan mediante contratos de corto o de largo plazo y las rentas de congestión no aparecen explícitamente porque está imbuídas en los precios de la energía en el contrato. En el caso de las exportaciones de Uruguay a la Argentina, el precio de compra de la energía por contratos es similar al precio de compra de los contratos en Argentina, lo cual significa que la renta de congestión la capturó Uruguay.

En los intercambios entre Argentina y Brasil, los más importantes de la región, los generadores que participaron en la licitación para exportar al Brasil ofrecieron precios muy similares a los esperados en el mercado argentino, a pesar que el Brasil afrontaba en ese momento una situación de crisis por escasas. En el Brasil las importaciones se manejan como un generador virtual en la frontera (del mismo modo que en la interconexión Colombia-Ecuador) de manera que la renta de congestión debió quedar en la Argentina. En este caso la renta la capturó el comercializador quién construyó a riesgo la interconexión de 2,000 MW de capacidad.

¹⁹ El precio de la energía exportada es el costo marginal del sistema exportador más unos cargos adicionales que tiene cuenta de los cargos de transmisión, cargos por potencia y pérdidas del país que exporta.

En el MER las rentas de congestión se asignan a los agentes poseedores de derechos de congestión que se obtienen por medio de subastas públicas y por tanto no son materia de discusión entre los países o entre los agentes.

La distribución de la renta

Existen varios criterios para la repartición de las rentas de congestión pueden ser acordadas por las partes. Desde la teoría económica del bienestar se intenta, bajo los criterios de equidad y eficiencia social, dar respuesta a la repartición de estas rentas con los siguientes criterios (OLADE, 2012): i) Pragmático o utilitario, ii) Equitativo y iii) Rawlsiano.

- i) *Pragmático o utilitario*: Exportador e importador se reparten la renta de congestión según porcentajes acordados. Es común el esquema del cincuenta por ciento para cada uno²⁰. Es un método pragmático y fácil de implementar pero tiene la desventaja que no es equitativo porque deja no considera otros aspectos, como el hecho que los riesgos que asumen las partes que desarrollan la interconexión (privados o públicos) pueden ser muy diferentes.
- ii) *Equitativo o igualitarista*: Es un método más comprensivo y sofisticado pues pretende distribuir equitativamente todos los beneficios: los que se derivan directamente de los ingresos de congestión más otros que surgen en la formación de los precios de la importación/exportación. Se analiza el perjuicio de los consumidores del país exportador porque las exportaciones aumentan el costo marginal del sistema; al igual que el perjuicio de los generadores en el país importador por ver reducido los ingresos esperados. Este enfoque puede ser complejo de aplicar por las hipótesis de cálculo y el método utilizado para cuantificar los beneficios.
- iii) *Rawlsiano*: Que se deriva del concepto de la justicia como equidad del filósofo norteamericano John Rawls. Según esta corriente de pensamiento se debe hacer énfasis en mejorar el nivel de vida de los sectores más desfavorecidos de la sociedad y es éste el criterio que debiera primar en la distribución de las rentas de congestión entre exportadores e importadores. Es también un concepto difícil de aplicar porque se puede caer en discusiones de índole subjetiva, principalmente cuando la integración ocurre entre países de niveles muy disímiles de desarrollo.

²⁰ Este esquema es el más común en el comercio inter-estatal en los EUA.

Un aspecto a ser considerado como criterio de equidad es el de distribuir la renta de congestión en función del riesgo asumido por los inversionistas en las líneas de interconexión. En condiciones en las que se determine que éstas son inversiones a riesgo lo económicamente correcto es que la renta de congestión se asigne a la entidad que asuma el riesgo: el propietario de la línea de interconexión. En el caso que se establezca que parte de las inversiones de la interconexión internacional se remuneren mediante una tarifa regulada a cuenta de los consumidores (demanda), como en el caso de SIEPAC, las rentas de congestión deberían servir para reducir los cargos por la tarifa de transmisión que pagan los consumidores.

2) La remuneración de los cargos fijos

Se trata de establecer una fórmula regulatoria para remunerar los costos fijos involucrados como lo es el pago de potencia (o por capacidad), que se hace en algunos mercados y los costos del acceso a la red. Este es en realidad un problema que se da en cualquier sistema eléctrico regulado y no únicamente en las transacciones internacionales de electricidad.

Los cargos fijos son costos hundidos relacionados con infraestructura de alto contenido de capital, como lo son los pagos por capacidad de una central eléctrica o la remuneración de líneas de transporte y dependen muy poco de la cantidad de energía producida o transportada respectivamente. En los sistemas eléctricos regulados el pago por potencia (capacidad) incentiva la inversión en nueva capacidad.

En el país exportador el costo de la exportación en la frontera generalmente incluye elementos de costos que se adicionan al costo marginal del sistema *per se*, como los son cargos por capacidad o de potencia que se pagan en el mercado del país exportador más las pérdidas y otros costos, dependiendo de lo que contemple la regulación nacional para estos casos. En todos los sistemas, la regulación nacional contempla la recuperación de los costos fijos con distintos métodos, de manera que los costos fijos de algún modo están siendo ya pagados por los agentes locales.

Otra discusión se genera por la “calidad” del cargo por potencia o por capacidad. Muchas regulaciones contemplan que el pago por potencia lleva consigo la garantía de suministro que se activa en caso de racionamiento; mientras que las interconexiones internacionales son interrumpibles y por consiguiente no se trata del mismo producto de potencia.

Los costos fijos, se calculan de alguna forma para transformarlos en USD/kWh para agregárselos al costo de la energía, o “energizar los costos fijos”. Si realiza esta operación pueden ocurrir dos cosas: 1) que la diferencia de los costos marginales sea suficientemente amplia como para cubrir los costos fijos “energizados”; en este caso el intercambio de energía se realiza y se logra optimizar la operación de sistema interconectado; y 2) la diferencia de los costos marginales de los sistemas no es suficiente para cubrir los costos fijos “energizados” calculados y por tanto el intercambio no se realiza y se pierden los beneficios de la integración,

Este último caso no es deseable que ocurra por lo que es necesario establecer métodos asignación de los costos fijos que no afecten los costos marginales de los sistemas. En los esquemas que utilizan el criterio mediante el cual a las exportaciones se les da el tratamiento que a una demanda nacional y a las importaciones como un generador situado en la frontera, es inevitable se le carguen todos los costos previsto por la regulación nacional a generadores y consumidores y en este caso se puede llegar la situación descrita en el punto 2) apenas mencionada.

Otro aspecto que hay que tener en cuenta es cuando se trata de intercambios de energía que involucran a varios países es la energía en tránsito. En este caso surge el conocido problema del “*panckaking*” que consiste en que el cargo por transmisión entre dos puntos resulta de la sumatoria de los cargos locales de los países que atraviesa virtualmente la energía, distorsionando el valor de dichos cargos.

Una de los métodos más sencillos para resolver los problemas apenas mencionados es el de establecer un sistema de oferta de precios, tanto de importación como de exportación como el previsto para el MER. Con este sistema cada ofertante, tanto de venta como de compra, ofrece un precio que debe incluir todos los costos que la regulación nacional establece más el riesgo que estime conveniente. En el proceso de armonización regulatoria se deberían establecer los costos que se pueden incluir en los precios ofertados, tanto de venta como de compra, y un sistema de información que permita asegurar la transparencia de la operación de intercambio.

3) Los contratos firmes de largo plazo

La existencia de contratos son mecanismos comerciales para compartir riesgos entre vendedores (generalmente productores) y compradores (generalmente consumidores). Lo mismo es aplicable para las transacciones de energía transfronterizas. Los contratos permiten al productor asegurar un flujo predecible de ingresos y da estabilidad financiera a su operación; y para los proyectos nuevos disponer de un contrato significa una mejor posición financiera para negociar

préstamos con los bancos. Para el consumidor el contrato de suministro permite asegurar su abastecimiento a un precio acotado en el contrato y por consiguiente lo aísla, en gran medida²¹, de la volatilidad de los precios horarios y o estacionales de la energía.

La compra mediante contratos es una ventaja sobre las transacciones en el mercado de ocasión porque productores y consumidores comparten riesgos; pero el mercado de ocasión no asegura al productor contra la volatilidad de los precios de la energía ni de las cantidades vendidas, es decir contra la volatilidad de los ingresos. Del lado del consumidor no asegura ni la garantía del abastecimiento ni el precio que deberá pagar a futuro. Sin embargo el mercado de ocasión que permite el funcionamiento del mercado y complementa el mercado de los contratos.

Cuando los contratos se realizan en un ambiente de competencia, lo que significa que éstos surgen de concursos públicos y abiertos, con reglas no discriminatorias, y cuentan con la supervisión de alguna entidad imparcial, los resultados producirían precios competitivos en ese mercado y cuando se permita la participación de agentes de otros mercados interconectados el nivel de la competencia aumenta.

La duración de los contratos puede variar generalmente desde un día hasta varios años (p.e. diez o quince años). La duración del contrato protege a productores y consumidores por el tiempo acordado y su duración puede adaptarse a los ciclos naturales (excedentes hidrológicos momentáneos o situaciones de contingencia) pero contratos de mayores plazos significa que los beneficios obtenidos por productores y consumidores son por más tiempo: por la duración del contrato. Para proyectos por construir, obtener un contrato de largo plazo, por lo menos de una duración parecida al tiempo que se ha determinado para la recuperar la inversión, podría ser la diferencia entre construirlo o no.

La duración de los contratos también es un tema que debe ser discutido. Contratos de muy largo plazo pueden acarrear dificultades, porque mientras más larga es la duración de los contratos más probable es que se registren cambios tecnológicos o el ingreso de generación más barata cuyo beneficio no podrá ser traspasado al consumidor final por la existencia de dichos contratos. Es evidente que se tendrá que encontrar un punto de equilibrio en la duración de los contratos de largo plazo entre el incentivo la construcción de nuevos proyectos de generación y la protección al cliente final.

²¹ No lo aísla totalmente de la variabilidad de los precios de corto plazo porque los precios de los contratos siempre incluyen cláusulas y fórmulas de indexación que tienen en cuenta las variaciones de los precios.

Más prolongado es el tiempo del contrato y mejores condiciones de financiamiento se podrán obtener los desarrolladores del proyecto de los Bancos, porque los ingresos asegurados por el contrato son una garantía para el repago de la deuda a los Bancos. Contratos de corto plazo (menos de un año a 2 o 3 años), o ventas de ocasión (*merchant plant*)²², no son atractivos para asegurar el financiamiento de centrales de gran capacidad, como las que se supone tendrán excedentes de exportación de largo plazo; de allí que los contratos de largo plazo firmes son una condición necesaria para que se construyan proyectos con vocación de exportación (Castillo, I, 2013).

Todo lo apenas dicho es aplicable en condiciones ideales en las que no existan limitaciones impuestas por la capacidad de transporte de las redes de transmisión. Cuando llega al límite de la capacidad de transporte en una línea internacional se produce una diferencia de precios entre el país productor y el país importador que afecta significativamente las condiciones económicas del contrato porque se tendrán que cubrir los costos de congestión, seguramente se establecerá en el contrato cómo y cuál de las partes será la responsable de pagarlos. La congestión puede aumentar el precio para el importador (consumidor) o reducir el precio del exportador (productor).

No obstante existen varios mecanismos, más eficientes, para lidiar con los costos de congestión que facilitan el manejo de los contratos, especialmente cuando se trata de partes de dos países distintos. Los dos esquemas de mayor uso son el: i) financiero y 2) el físico.

- i) *Financiero*: Mediante este esquema se generan derechos financieros para el uso de las líneas mediante subastas. Los titulares de dichos derechos puede percibir los ingresos que produce la congestión y son totalmente compatibles con el principio de libre acceso y no afectan el despacho económico ni los contratos bilaterales. Desde el punto de vista económico son iguales a los derechos físicos, salvo en condiciones de racionamiento.
- ii) *Físicos*: El tenedor de este derecho tiene prioridad sobre el uso de la capacidad de transporte de la línea.

²² La literatura define *Merchant plants*, o plantas mercantes en su traducción literal del inglés, a centrales eléctricas que se construyen sin contratos y solamente venden el volátil mercado de ocasión. Son muy raras en mercados competitivos pero pueden surgir en mercados eléctricos muy maduros con baja volatilidad en los precios de la energía.

En las interconexiones existentes hasta la fecha, sea en la CAN o en el MECOSUR, no se dispone de este tipo de herramientas comerciales que permiten mejorar la administración de los contratos. En la América Latina y el Caribe sólo la reglamentación del MER contempla el uso del esquema financiero.

Los contratos de largo plazo que comprometan energía firme, como se dijo, pueden ser herramientas efectivas para impulsar la integración eléctrica regional. Podría ser conveniente adoptar el uso de contratos estándar, adaptados a las distintas regiones, o para distinto tipo de operaciones comerciales (contratos firmes, contratos interrumpibles, de reserva, etc.). Los contratos estándar, no obstante, deben ofrecer flexibilidad a las partes (duración, cantidades, etc.) pero deben asegurar que se respeten los principios de la eficiencia económica y de la competencia.

V. PERSPECTIVA

Las condiciones para que se produzca un proceso de integración energética exitoso, en el sentido de que se logre un aumento del grado de integración de forma progresiva y consistente, para compartir sus beneficios económicos, sociales y ambientales, se sustentan en por lo menos tres elementos:

Voluntad política: Los países que voluntariamente decidan integrarse deben identificar los intereses comunes y a compartir los beneficios del proceso sobre la base de proyectos concretos. La voluntad política también significa ceder parte de la soberanía nacional en aras de la integración regional a cambio de los beneficios esperados. Esta voluntad se expresa también en lograr acuerdos internacionales que garanticen a largo plazo el cumplimiento de los compromisos adquiridos por los países en el comercio internacional de energía y para definir los niveles de dependencia que los países están dispuestos a aceptar. La voluntad política es también permitir la entrada de la inversión, nacional o extranjera, mediante la creación de un ambiente propicio y estable, con reglas claras, y con respeto de la seguridad jurídica.

La institucionalidad: Los países deben reconocer que la fortaleza de las instituciones nacionales (públicas y privadas) es un factor indispensable para la administración eficiente del proceso de integración energética, una fortaleza que también debe ser reconocida a las instituciones nacionales y los sistemas de justicia. No se excluye la constitución de organismos supranacionales que regulen y operen técnica y comercialmente el comercio internacional de energía. Esto significa también establecer reglas claras y flexibles que permitan un manejo eficiente y seguro del comercio de energía de instituciones que vigilen su cumplimiento y que resuelvan las situaciones de conflicto que se presenten.

La disponibilidad de infraestructura: La disponibilidad de medios de transporte de energía entre los países, es un aspecto elemental del comercio de energía; es la base física del proceso de integración energética (líneas de transporte y gasoductos). La construcción de la infraestructura de transporte parece el aspecto más inmediato de lograr si se lo compara con los otros dos antes mencionados. Las inversiones se podrán realizar mediante los distintos esquemas de inversión y administración existentes que se acuerden (inversión privada, pública o público-privada) permitiendo el retorno de la inversión a los inversionistas (públicos y privados) y el principio de libre acceso a las redes. El aseguramiento de los ingresos que paguen la infraestructura mediante acuerdos internacionales es una condición para facilitar el financiamiento de las obras.

Como puede observarse los tres aspectos apenas mencionados están íntimamente relacionados: una institucionalidad fuerte sólo puede ser posible si existe una voluntad

política, o una institucionalidad estable no podría prosperar si no se tiene una voluntad política de que la sostenga, o las inversiones en la construcción de infraestructura se verían afectadas por una débil institucionalidad. Hay que reconocer, que la voluntad política es la base de la construcción de todo el proceso de integración. Sin voluntad política no se puede alcanzar ni una institucionalidad fuerte ni se puede ofrecer un clima propicio para la inversión en infraestructura.

La voluntad política se debe cimentar sobre el conocimiento de los Estados de los beneficios tangibles de las interconexiones internacionales (ahorro de inversiones y de costos de operación, la optimización del uso de los recursos energéticos, etc.) y menos en la retórica. La experiencia demuestra que los procesos de integración no son inmunes a los cambios políticos e ideológicos en los países o del entorno internacional pero la valoración de los beneficios tangibles de las interconexiones son su mejor antídoto.

La voluntad política del Estado se demuestra también en no interferir en las decisiones de las entidades reguladoras sectoriales y más allá del ámbito puramente sectorial en mantener un sistema judicial estable e independiente.

Sin embargo, en la práctica, además de los tres preceptos arriba mencionados, para avanzar en la integración energética regional se requiere tener en cuenta varios aspectos: 1) el nivel de integración de inicio y el que se propone lograr, 2) la coordinación de las inversiones energéticas, 3) el marco institucional, 4) la valoración de los beneficios y 5) la reforma sectorial y 6) el rol de las nuevas fuentes de energía y el cambio climático.

1) El nivel de integración

La integración es un proceso dinámico en el tiempo y varía ampliamente según las circunstancias regionales. Los países tienen distintas motivaciones y los sistemas eléctricos nacionales tienen también distintos niveles de desarrollo, o tienen distintos esquemas de organización sectorial o de capacidad financiera o han definido un distinto rol del Estado dentro del proceso de integración. De allí que andamiaje institucional e instrumental debe ser adaptado a cada caso en particular, con un criterios flexibles, que tengan en cuenta la diversidad en el momento de inicio del proceso, pero que se fijen metas determinadas en un cronograma de cumplimiento del proceso de integración que se pretende alcanzar (ver Tabla 12).

El objetivo final de todo proceso de integración debiera ser el de lograr un sistema eléctrico integrado robusto que permita la utilización óptima de los recursos de generación y de transmisión con intercambios comerciales competitivos, con un despacho económico centralizado y con la realización concertada de la planificación de las futuras inversiones

sin tener en cuenta las fronteras nacionales. Este sería la meta final ideal para el proceso de integración energética de acuerdo con la definición de la OLADE.

En la práctica solo pocos sistemas eléctricos han logrado alcanzar un elevado nivel de integración regional (PJM, *Nordpool* y UCTE), todos ellos en países industrializados, después de décadas de maduración. La experiencia en la región demuestra que variadas motivaciones nacionales y objetivos en materia de integración subregional llevan a distintos niveles de integración. Algunos esquemas como el SIEPAC están diseñados desde el inicio para avanzar hacia una forma más elevada de integración, otros sólo son acuerdos comerciales para realizar transacciones de corto plazo como la interconexión Colombia-Ecuador o para compartir reserva rodante como en el caso de los países del Golfo pérsico.

Los objetivos cambian en el tiempo al igual que las instituciones. Un ejemplo de estos cambios es la UCTE que en los primeros cincuenta años tenía como objetivo la coordinación de la operación técnica de los sistemas eléctricos, mediante acuerdos no muy comprometedores entre los países y sin ninguna jerarquía o subordinación a un ente rector. Después de los problemas surgidos en 2003, por una perturbación que se inició en Italia, la UCTE, exigió a los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO) a firmar un acuerdo multilateral obligatorio y exigible ante la Corte Europea de Justicia. Recientemente con el deseo de ampliar su alcance la legislación de la UE incorporó la UTCE en un organismo supra-nacional (que incluye también *Nordpool*) con amplios poderes.

Tabla 12: Niveles generales del proceso de integración

Nivel de Integración	Nivel de conexión	Acuerdos comerciales	Armonización	Planeamiento e inversiones	casos
Interconexión	Generalmente bilateral al inicio y después multilateral	Contratos de largo plazo (PPA)	Reglas simples para operar los sistemas	A nivel nacional sin coordinación	Argentina-Brasil, Ecuador-Colombia, GMS.
Baja integración	Redes interconectadas entre varios países	Contratos de largo plazo y de costo plazo	Armonización de reglas de operación, de uso de redes y de tarifas de transmisión	Algún tipo de coordinación de las inversiones	SIEPAC, SAPP
Alta integración	Operación conjunta de varios países	Competencia a varios niveles (ocasional, <i>day ahead</i> , subastas de derechos de transmisión.	Agencias reguladores y operadores regionales	Agencia regional con capacidad de exigir inversiones a países en línea con planes regionales	PJM, UCTE

Fuente: ESMAP

La integración de los sistemas eléctricos generalmente tiene inicio en la construcción de conexiones internacionales en ocasión de proyectos binacionales para desarrollar cuencas hidroeléctricas compartidas o para afrontar contingencias, como en el caso de las interconexiones en América Central durante los años setenta y ochenta del siglo XX y después eventualmente evolucionan en forma más elevadas de integración como el mercado eléctrico de Centroamérica (MER).

2) Coordinación de las inversiones

Se puede demostrar fácilmente que un sistema interconectado funciona con costos de inversiones y de operación más bajos que las partes de un sistema operando aisladamente. Los costos totales de un sistema corren de forma inversa al grado de integración. El caso del proyecto SIEPAC demuestra que los beneficios aumentan con el grado de integración de los sistemas eléctricos nacionales. Igualmente en el caso de la CAN (Sauma, Jerardino y otros; 2010).

Poner las inversiones regionales en una perspectiva regional llega a ser entonces un tema de importancia crucial para alcanzar mayores beneficios de la integración. Es comprensible que haya problemas en compatibilizar las inversiones nacionales con los intereses regionales porque se afectan directamente los intereses públicos y/o privados en las inversiones sectoriales. La planificación de los sistemas eléctricos para atender únicamente la demanda nacional de, forma aislada, es una cultura muy arraigada en la industria eléctrica de todo el mundo y que requerirá un esfuerzo enorme de parte del poderes políticos nacionales.

Del lado del potencial país exportador dimensionar el sistema eléctrico (generación y transmisión) para atender la demanda de un país vecino es tan inusual como para el importador pensar en atender parte de la demanda nacional con importaciones de un país vecino. Para países con niveles de demanda muy bajos como Paraguay²³, Bolivia y con gran potencial de generación pensar en proyectos para exportación no debiera producir contradicción con los criterios de seguridad nacional.

La seguridad nacional es siempre la razón esgrimida para oponerse a la realización de inversiones regionales coordinadas en materia de energía eléctrica, a pesar de que los países están conscientes de que una estrategia de inversiones coordinada traería mayores beneficios regionales y aún individuales. Sin embargo las experiencias en la región parecen darles la razón a la visión “nacionalista” de las inversiones sectoriales; como por ejemplo la

²³ De hecho ya Paraguay exporta más del 90% de su generación total.

alarma que produjo la suspensión de las exportaciones de electricidad de Argentina hacia el Brasil en 2004. Se recordará que el proyecto hidroeléctrico de Garabí se concibió para exportar electricidad al Brasil, pero con la crisis económica argentina hizo colapsar las inversiones en ese país ocasionando una situación de déficit. Afortunadamente las líneas de transmisión que fueron construidas a riesgo con capital privado y que por algún período llegaron a estar fuera de uso, le sirvieron a la Argentina para importar energía de Brasil.

Otro argumento contra la estrategia regional de la inversión en infraestructura eléctrica es el deseo de algunos países de maximizar sus exportaciones de energía o de minimizar sus costos locales procurando utilizar la generación más económica atender su demanda interna. Por ejemplo en algunos países de América Central se plantea que la generación hidroeléctrica debe ser dedicada sólo a abastecer la demanda nacional.

La estrategia regional de inversiones versus una estrategia nacional es un asunto que las regiones tendrán que resolver si quieren aumentar los beneficios de la integración y la explotación racional de los recursos de generación. Una vez acordada la estrategia regional de inversiones los países debieran desarrollar mecanismos para hacer cumplir dichos planes²⁴. Las Cumbre de Presidentes, pudieran ser los foros adecuados para que se endosen los planes de inversión en infraestructura eléctrica al más alto nivel. Esto daría el respaldo político necesario.

El Marco Institucional

Los proyectos de interconexiones internacionales surgieron inicialmente como acuerdos bilaterales, en ocasión de proyectos de generación binacionales, principalmente hidroeléctricos. Se crearon instituciones binacionales, mediante tratados, para cada uno de los aprovechamientos, que han permitido, hasta hoy, una operación técnica y comercial adecuada de las interconexiones que parte desde esas centrales (Salto Grande, Itaipú, y Yacyretá). Existen básicamente dos tipos de instituciones para atender las integraciones eléctricas:

- La entidad binacional: Constituida por los Gobiernos mediante tratados internacionales para el aprovechamiento de un recurso compartido con el fin de administrar y operar un central específica y compartir la energía generada (ej. Salto Grande, Itaipú, y Yacyretá).
- La entidad regional o multinacional: Constituida varios Gobiernos involucrados en proyectos de integración con propósitos de lograr niveles de integración

²⁴ PJM es la única región que realiza planes de inversión con carácter mandatorio para sus asociados.

elevados. Estos organismos tienen facultades supranacionales y operan en el marco de proyectos de integración económica más amplios. Ejemplos de estos organismos son los “pools”, los reguladores regionales y organismos de transmisión y operadores regionales. Los ejemplos serían el PJM y el Nordpool y la CRIE, EOR y EPR en América Central.

La entidad binacional cumplió un papel importante en el inicio del proceso de integración y para el manejo de proyectos en cuencas hidroeléctricas compartidas y hasta la fecha han cumplido con los objetivos de su creación, pero la propiedad de los Estados de la infraestructura de binacional de generación y transporte puede generar conflictos, sobre todo cuando se trata de países con capacidad y poder económico muy diferentes (Paraguay-Brasil, Paraguay-Argentina o Argentina-Uruguay).

Las entidades regionales son posibles en contextos más amplios de integración económica pero aún así son pocas en el mundo. Una de ellas es el SAPP en el marco de la *South African Development Community* (SADC), más recientemente en la UE y América Central con la creación de las instituciones de nivel regionales antes mencionadas (CRIE, EOR y EPR) en el marco del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)²⁵. La experiencia demuestra que contar con una entidad supranacional no es una condición necesaria para iniciar un la integración, pero cuando se avanza en el proceso se hará necesario.

En el marco de procesos de integración más avanzados, como la UE, los países miembros están comprometidos a cumplir con las directrices de la UE en materia energética. Esto requiere la subordinación de los intereses nacionales a los de la región. La Secretaría Comunitaria de Energía supervisa el cumplimiento de sus directivas por los países miembros, impone sanciones y tiene facultad para dirimir conflictos.

Las instituciones que acompañan el proceso de integración son cruciales, pero como se aprecia es difícil establecer reglas generales para el diseño de las instituciones debido a las distintas trayectorias de la historia institucional. Idealmente, las instituciones evolucionan para acompañar procesos de integración económica más amplios. Crear nuevas instituciones, sin un sustento en marcos de integración regionales ya establecidos, con atribuciones más allá de los compromisos acordados es una fórmula segura para el fracaso.

3) La valoración de los beneficios

La valoración de los beneficios potenciales de los proyectos de interconexión es, si se quiere, el punto de partida de todo el proceso de integración. La determinación cabal de los

²⁵ Hacen parte de SICA, Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá y posteriormente se adhirió la República Dominicana.

beneficios y de su distribución entre los países miembros de la iniciativa pone en perspectiva las ventajas de la coordinación de las inversiones a nivel regional respecto de las inversiones individuales de los países. Sin embargo, los casos de las inversiones coordinadas a nivel regional en materia de energía eléctrica son muy raros.

El prevalecer el criterio de las inversiones a nivel nacional, en perjuicio del criterio regional de las inversiones es deriva, en parte, por la poca atención o desconfianza que surge de las hipótesis de base EUAdas en los modelos de optimización que realizan los organismos regionales, porque no son suficientemente robustas. Este comportamiento es algo que se observa aún en procesos muy avanzados de integración como en la UE o zonas de América Latina y el Caribe donde el proceso de integración energético ha logrado avanzar más como en América Central.

Se debiera adoptar el uso de modelos comunes en el área para evaluar los beneficios los económicos de la integración, en base a hipótesis creíbles y con distintos grados de integración. Esta tarea podría ser encomendada a organismos regionales especializados como la OLADE o la CIER, que con criterios independientes de intereses nacionales determine, con procedimientos acordados los beneficios de los proyectos de integración. Este procedimiento de cálculo debe ser suficientemente comprensivo para valorar beneficios o perjuicios directos o indirectos del proyecto en otras áreas de la economía (empleo, dotación de servicios, afectación ambiental, etc.). Los resultados debieran ser adecuadamente respaldados, políticamente, en las reuniones de Ministros de Energía y afines.

La dificultad de determinar los beneficios de los proyectos de integración y de cómo estos se reparten entre los países miembros de la iniciativa es un asunto que los países tendrán que esforzarse en resolver de manera concertada. Por ejemplo, un primer paso sería la aprobación formal de las hipótesis de cálculo que serán utilizadas para las simulaciones y en acordar los métodos de medición de los beneficios y después, cuando las condiciones resulten las adecuadas, se deberían acordar compromisos firmes para el cumplimiento de los planes regionales de inversión, tarea por cierto muy difícil de lograr a corto plazo.

Es de esperar, que la demostración reiterada por los estudios, de que mayores beneficios individuales se podrán percibir con el cumplimiento de planes de inversión regionales en vez de nacionales, logre convencer a los países de la conveniencia de su adopción; sin embargo para alcanzar estos niveles de integración se deberá recorrer todavía un largo camino. En tal sentido, los organismos regionales tienen una responsabilidad insoslayable.

4) La reforma del sector eléctrico

No es realista pensar que los actuales cambios políticos que se registraron en la América Latina y el Caribe en la última década, que reorientaron la participación del Estado en el sector eléctrico y de su rol en los procesos de integración sectorial, puedan eliminar o revertir totalmente la reestructuración que se realizó en los últimos 20. Es más realista pensar que muchas de ellas se mantendrán, pero ciertamente con una mayor injerencia del Estado más en materia de la fijación de políticas, en la regulación que como inversionista directo, tal como pasaba antes de las reformas.

La apertura de los mercados eléctricos introdujo mayor cantidad de actores y en la mayor parte de los casos, mayor competencia. En este sentido las interconexiones eléctricas aumentan aún más la competencia al incorporar agentes internacionales en los mercados nacionales y más agentes mejoran las perspectivas de la integración. Pero es posible que las reformas hayan producido barreras al proceso de integración y/o creando asimetrías entre los países. Por ejemplo los monopolios estatales, que permanecen en algunos países, ejercen suficiente poder para bloquear la competencia extranjera traída por la integración mediante todo tipo de acciones (reglas técnicas hasta acciones legales y legislativas).

A nivel de país, los monopolios se reservan el derecho exclusivo de importar y/o exportar energía reduciendo o eliminando la competencia de generadores independientes en el comercio internacional de energía como en el caso de Costa Rica. Por otra parte los organismos reguladores en los países donde existe mercado, que conviven en mercados regionales con monopolios públicos, están tentados en tomar medidas de represalia para responder a la competencia desleal que éstos ejercen sobre sus agentes exportadores. No se puede excluir tampoco que grupos de generadores se opongan concertadamente a la apertura de los mercados nacionales a las importaciones, porque ponen en peligro sus inversiones existentes o futuras.

Sin embargo la experiencia demuestra que la existencia de mercados competitivos o la ausencia de monopolios no es un prerequisite para la integración eléctrica regional. La diversidad de modelos de organización sectorial (monopolio estatal o distintos esquemas de mercado) en una misma región pueden ser manejada si el proceso de integración está bien diseñado, por lo menos en sus primeras fases. No obstante en la medida en que el proceso de integración se profundice será necesario lograr algún nivel de homogeneidad.

5) El papel de las energías renovables en el proceso de integración

Los cambios en la matriz energética mundial que se avizoran en los próximos 40 ó 50 años conducirán a un uso más intenso de las fuentes energéticas renovables, más por razones de los límites que se imponen a la emisión de GEI, para controlar el cambio climático, que por el anunciado agotamiento de los recursos energéticos convencionales (petróleo, gas y

carbón). Las fuentes energéticas renovables contribuyen además a aumentar el grado de seguridad del abastecimiento energético. Por esta razón, cualquier proceso de integración energética tiene que contemplar este aspecto.

Las nuevas fuentes energéticas renovables²⁶, como la energía solar y la eólica, ofrecen un suministro intermitente de electricidad derivada de su dependencia de los ciclos naturales. La energía eólica, cuyo crecimiento en la última década ha sido espectacular, ofrece en muchas zonas posibilidades de competir con medios convencionales de generación, pero en mucho menos grado la energía solar. La región de América Latina y el Caribe está dotada además de petróleo, gas y carbón de vastas zonas con excelentes niveles de radiación solar y de buenos regímenes de viento.

La incorporación de formas intermitentes de generación, como la energía eólica y en menor medida la solar, que por su naturaleza no son “despachables” y simplemente se ponen en línea de acuerdo con la disponibilidad instantánea del recurso. La gran variabilidad de la generación eólica y solar puede crear problemas de confiabilidad y de estabilidad a los sistemas integrados cuando la participación de este tipo de generación alcanza porcentajes importantes de la generación total²⁷ porque requieren de capacidad de reserva adicional para mitigar variaciones súbitas de generación, agregando costos adicionales al sistema.

Un sistema regional integrado ofrece la posibilidad de aumentar la contribución de la generación eólica porque el sistema interconectado dispone de mayor capacidad de reserva del sistema aislado (nacional); además en una zona geográfica ampliada a varios países la diversidad del régimen de viento de las distintas zonas puede mejorar el perfil de generación de la energía eólica. En Dinamarca el país con mayor contribución porcentual de energía eólica, al punto que en ciertas horas del año podría suministrar hasta el 100% de la demanda nacional, la estabilidad del sistema eléctrico está asegurada por las interconexiones internacionales que este país tiene con Alemania y con los países que forman el *Nordpool*.

El aumento de la contribución de las fuentes renovables pone además otros problemas a los sistemas eléctricos. El primero de estos problemas está relacionado con el hecho de que los sitios más atractivos para el desarrollo de la energía solar y eólica están generalmente situados en zonas remotas, lejos de los centros de consumo y requieren por consiguiente de importantes inversiones en líneas de transmisión (Madrigal y Stoft, 2012). La asignación

²⁶ Se excluirá de este grupo las hidroeléctricas por considerarse su uso como convencional en la América Latina y el Caribe.

²⁷ Se estima que a partir de un 30% del total de la generación de un sistema la generación eólica puede presentar problemas de estabilidad y confiabilidad al sistema.

justa y eficiente de estos costos de transmisión entre consumidores y generadores es un tema crucial para el desarrollo de dichas fuentes de energía.

Un segundo problema que corre en sentido contrario al anterior es el de la generación distribuida ya que su participación reduciría las necesidades de ampliar las redes de transmisión (y de distribución). La posibilidad de que la generación individual, de miles o millones de casas o establecimientos, con sistemas fotovoltaicos reduzcan la necesidad de agregar nuevas líneas de transmisión (y de nueva generación), cuando su contribución alcance porcentajes significativos del consumo residencial es un asunto que los países y los organismos de integración deben estudiar.

Los cambios tecnológicos que se han producido en la informática y las en telecomunicaciones tendrán repercusiones dramáticas en el sector eléctrico. Los progresos y el abaratamiento de los costos de los equipos para la generación distribuida (p.e paneles fotovoltaicos y celdas de combustible), el interés por el manejo de la demanda (*Demand Response Resources*), la reducción en los costos de los equipos de medición y de comunicación de energía en tiempo real (*Smart grids*), así como los cambios regulatorios que implican una mayor libertad de los clientes finales y finalmente, las políticas de subsidios e incentivos a para las fuentes renovables y el uso eficiente de energía producirán cambios radicales en la estructura y en la composición del sector eléctrico (Kind, P., 2013).

En este momento, no está claro con la velocidad se producirían estos cambios ni tampoco cual será su impacto en los procesos de integración eléctrica regional pero se trata justamente de llamar la atención para que éstos puedan ser evaluados con tiempo. Los períodos de recuperación de capital para líneas de transmisión, normalmente de 20 a 30 años, son tiempos suficientemente largos como para que comiencen a percibirse cambios importantes en la matriz de consumo energético.

Finalmente, los beneficios de una integración regional sobre la disminución de los GEI no es significativa debido a la gran participación de la energía hidroeléctrica y a la exiguo uso del carbón en la generación regional y a que casi todos los escenarios de generación apuntan a seguir desarrollando la hidroenergía y el gas natural para la generación de electricidad antes que el carbón y el petróleo. Sin embargo por modestos que sean siempre representan un beneficio para el medio ambiente global.

VI. CONCLUSIONES

El proceso de integración eléctrica en América Latina y el Caribe ha avanzado en todas las regiones. Sin embargo, en este momento, se encuentra atravesando un período de *impasse* a la espera de que se redefina el rol que asumirá el Estado en la promoción de las inversiones necesarias para elevar el nivel actual de integración de los sistemas eléctricos para aumentar así los beneficios comprobados que de él se derivan. Los cambios geopolíticos recientes ocurridos en ALC y los modestos resultados de los procesos de reforma sectorial de fines de los años noventa del siglo XX se han conjugado para cuestionar el rumbo de la integración regional.

Son varios los acontecimientos que en los últimos diez años han debilitado el proceso de integración regional poniendo en duda su futuro. Las crisis de abastecimiento en Brasil y Argentina y la renacionalización del sector energético en Bolivia han complicado grandemente el panorama de la integración energética de electricidad y de gas natural. Sin embargo, los procesos de integración energética, o económica, son muy complejos y por eso suelen ser lentos. En este proceso no se pueden excluir la ocurrencia de períodos de *impasse* o inclusive de retrocesos. Por el momento, a excepción de la situación del Paraguay, los niveles del comercio internacional de electricidad se han mantenido a niveles muy modestos en comparación con las expectativas regionales originales.

La experiencia internacional ayuda a entender la complejidad del proceso y ofrece una información valiosa sobre aciertos y errores. Basta revisar el camino de la integración europea, que lleva más de cincuenta años, en una zona geográfica que es la mitad de ALC y con altos niveles de ingresos, además con una alta voluntad política fraguada en su historia común. A pesar de ello la UE no ha logrado cumplir con la creación de un mercado energético europeo integrado.

En la ALC se han registrados también avances importantes con la creación del MER donde los países de América Central, agrupados alrededor del proyecto SIEPAC, han logrado crear una serie de instituciones: como un regulador regional (CRIE), un operador regional (EOR) y una empresa de transmisión, también regional (EPR); que permiten la operación de un mercado eléctrico supranacional con reglas diferentes de las reglas nacionales de sus países miembros. En la CAN y el MERCOSUR también se trabaja con miras a levantar el consenso necesario para aumentar el comercio internacional de electricidad.

Todo el edificio de la integración descansa sobre la voluntad política de las naciones que hacen parte del proceso de integración. Pero la voluntad política es también algo que se construye con la confianza depositada en el proceso de integración por las partes, porque de

él obtendrán beneficios tangibles que mejoraran el nivel de vida sus habitantes. De allí que la adecuada valoración de los beneficios y de su distribución, debe ser un tema crucial para cimentar la confianza en el proceso de integración. La voluntad política es también algo que se sustenta en el grado de cohesión social interno de cada país de frente al proyecto de integración. Si no se logra un consenso social interno entre los distintos sectores de la sociedad la voluntad política se puede convertir en un asunto meramente retórico y vacío, sin mayor fuerza real. La construcción del consenso social es una muestra también de la voluntad de impulsar el proceso de integración.

Pero además de la voluntad política, un proceso de integración energética debe constar de instituciones sólidas y eficientes que acompañen y dirijan el proceso. Adicionalmente es necesario contar con la infraestructura adecuada para realizar el comercio internacional de energía para lo cual existen conocidos y variados esquemas de inversión (pública, privada o mixtas en sus diferentes modalidades) que permiten abordar el asunto adaptándose al modelo regulatorio vigente y a las exigencias del variado panorama geopolítico regional.

Precisamente la variedad de los esquemas de regulación es uno de los aspectos que tiene más incidencia en la integración de los mercados energéticos regionales. A partir de las reformas sectoriales de las últimas décadas se produjeron cambios en los esquemas de organización sectorial, que crearon una gran complejidad comparada con lo la forma y el estilo con que se realizaban las operaciones de los sistemas con monopolios verticalmente integrados. La segregación de las actividades, antes de dominio único del monopolio estatal, y la aparición de la inversión privada imprimió un nuevo dinamismo al sector eléctrico para lo cual fue necesario estructurar nuevas reglas de operación, técnicas y de carácter comercial que permitieran gobernar la complejidad del sistema.

Cada país adoptó las reglas, entre ellas para el comercio internacional de energía, que mejor acomodaban a sus intereses y creó nuevos organismos para velar para su cumplimiento. La gran diversidad de reglas agrega sin duda una mayor complejidad al proceso de integración regional y hace necesario un proceso de armonización regulatoria para resolver de manera acordada asuntos técnicos y comerciales que las regulaciones regulatorias nacionales tratan, sobre un mismo tema, de forma diferente.

Las barreras que impiden en avance de la integración están identificadas pero las más importantes se refieren a: 1) el tratamiento y repartición de las rentas de congestión, 2) la remuneración de los cargos fijos y 3) y la necesidad que existan contratos firmes de largo plazo que permitan aumentar los intercambios de energía. Estos aspectos son las áreas que requieren la mayor atención inmediata de los países y de los organismos cómo la OLADE.

En perspectiva el progreso de la integración regional debe considerar, en primera instancia, la recuperación de los acuerdos de integración que por alguna razón han sido abandonados y sub-utilizados. Esto además de poner en operación las infraestructuras existentes haría recuperar la confianza en el proceso de integración regional. Pero son las condiciones actuales y la perspectiva futura del uso de estas instalaciones lo que podrá determinar la viabilidad de esta propuesta.

La construcción de instituciones sólidas que acompañen las distintas fases del proceso también un requisito para el crecimiento de la integración regional, algo que está íntimamente ligada a la voluntad política de los Estados. La creación de organismos supranacionales no es una necesidad inmediata de los procesos de integración pero en la medida que este se profundice será un requisito cada vez más necesario.

Queda por resolver el problema de compatibilizar las inversiones nacionales con la versión regional de las mismas. Existe una arraigada cultura en las empresas eléctricas y en el Estado de realizar el planeamiento de las inversiones, sean estas obligatorias o indicativas, para abastecer exclusivamente la demanda nacional, sin considerar los planes regionales mediante los cuales se aumentan los beneficios sobre aquellos planes puramente nacionales. Esto es visión que hay que superar presentando argumentos sólidos y creíbles que demuestren las bondades económicas de la integración con respecto de los sistemas nacionales aislados.

Para que aumente el grado de integración y aumenten los beneficios se hará necesario pensar en proyectos de generación con vocación de exportar. Grandes proyectos de generación que aprovechen economías de escala pueden ser viables gracias a la integración regional por la ampliación de los mercados, para los cuales habría que superar el paradigma de la planificación nacional aislada. Un proceso nada fácil, que pasa por convencer a las partes de la necesidad de comprometerse con este enfoque, porque adoptarlo genera más beneficios a los países individualmente, cediendo algo de su soberanía nacional.

Sin embargo, además de superar la planificación puramente nacional de las inversiones, los proyectos de generación regionales requieren de mecanismos comerciales que le permitan viabilidad financiera, para lo cual los contratos firmes de largo plazo representarían la herramienta idónea para la construcción de dichas obras; pero además se requiere de estabilidad regulatoria y de seguridad jurídica; sin lo cual sería difícil que esta idea prospere. Estos son retos importantes que tienen que discutirse ampliamente en las regiones y que debieran ser promovidos por los organismos regionales de integración energética, entre ellos la OLADE.

Otros aspecto no menos importante cuando se habla del futuro es el cambio de la matriz energética mundial (y regional) hacia un uso más intenso de las llamadas energía renovables y por sus efectos para controlar el cambio climático y el papel de la integración regional de frente a esta transición energética que ya está en marcha.

Finalmente queda por tratar el importante rol de los organismos de integración energética como la OLADE y CIER, en el acompañamiento de los procesos de integración en las distintas regiones de ALC. La valoración de los beneficios económicos, la preparación de modelos de contratación estándar y el apoyo a estas iniciativas en los altos niveles de decisión es una tarea que puede y debe ser abordada cuanto antes para superar este *impasse* del proceso de integración del que se habló al inicio.

BIBLIOGRAFÍA

Beder, S. “Power Play: The fight to Control the World’s Electricity”; The New Press; New York, 2007.

Bondorevsky, D., Petrecolla, D., “The Structure of Natural Gas Markets in Argentina and Antitrust Issues in Regional Energy Integration,” Inter-American Development Bank, Washington, D.C., EE.UU. 2001.

Castillo, I. “Análisis del mercado eléctrico regional de Centroamérica y acciones para impulsar proyectos de generación regional”, CEPAL, LC/MEX/L.1096, México, Marzo de 2013.

Comisión de Integración Energética Regional, *Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Central*, Colombia, Junio, 2012.

De Castro, N., da Silva, A., y Rosental, R., *Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul*; Revista GTD, São Paulo. Ano 8, No. 50, jul-ag 2012, pp 94.97.

European Union; Eurostat Pocket Book, *Energy, transport and environment indicators*, Publication Office of the European Union; 2012.

Féola, V., “Síntesis informativa energética de los países de la CIER: Información del sector energético en países de América del Sur, Central y El Caribe,” Comisión de Integración Energética Regional, Montevideo, Uruguay, 2011.

Gadonneix, P., et al., “Regional energy integration in Latin America and the Caribbean,” World Energy Council, Londres, Reino Unido, 2008.

Grand, E., Veyrenc, T. *L’Europe de L’Électricité et du Gaz: Acteurs, marchés, régulations*. Economica, 2011.

Hammons, T.J., et al., “Energy market integration in South America,” en *Power and gas in Latin America: towards an integrated market*, 1997, pp. 6-14.

Helm, D. “The New Energy Paradigm”; Oxford University Press; UK; 2007

Hira, A., Amaya, L., “Does energy integrate?” *Energy Policy*, vol. 31, pp. 185 – 199, Enero 2003.

Kind, P. “Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business”, Edison Electric Institute, January 2013.

Lapointe, Alain; *Integration du Marché American de l'Énergie*; Cahier No. 02.07.32; CREDEN, Montpellier, 2002.

León, X., Bonilla, O., “Integración energética en Latinoamérica y conflictos socioambientales,” Friedrich Ebert Stiftung, Quito, Ecuador, 2008.

Madrigal, M. y Stoft, S. “Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-up: Emerging lessons and recommendations”, The World Bank, Washington, D.C., 2012.

Mares, D., Martin, J., “Regional energy integration in Latin America: lessons from Chile's experience with natural gas,” *Third World Quarterly*, Vol. 33, pp. 53 – 69, 2012.

Mercados Energéticos Consultores, *Estudio de Transacciones de Electricidad ente las Regiones Andina, América Central y Mercosur: Factibilidad de su Integración; Primera Fase, Informe Final*; MH 0938-PH 057-06; 2006.

Midttun A. *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*. Elsevier, 1997.

Moan, J. y Smith, Z; *Energy Use Worldwide; Contemporary World Issues: A reference Book*; Santa Barbara, California; 2007.

Organización Latinoamericana de Energía, *ENERLAC*, Edición 2012-Año IV-Vol 4, pp 64-81; Quito, Ecuador.

Pineau, P.-O., Hira, A., Froschauer, K., “Measuring international electricity integration: a comparative study of the power systems under the Nordic Council, MERCOSUR, and NAFTA,” *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1457 – 1475, Septiembre 2004.

Poletti, C., Cervigni, G., Creti, A, and Vignetti. S.; “Investments on transport infrastructure for natural gas and electricity: Towards a comprehensive conceptual framework to assess their impact on social welfare”; CERRE, Brussels, april 2011.

Pulit, F., Poli, A., “Gas and power head to head in the energy integration of the southern cone: shaping the future,” en *17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, Brazil, 2002.

Regional Energy Integration Strategies Program Staff, *Regional power sector integration: lessons from global case studies and a literature review*, Regional Energy Integration Strategies Program, 2010.

Rudnick, H., Zolezzi, J., “Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, pp. 180 – 184, Marzo 2001.

Ruíz-Caro; A. “Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe”. CEPAL, Santiago, 2006.

Rutledge, I. and Wriqth, P. “UK Energy Policy and the End of Market Fundamentalism” Oxford University Press, EUA, 2011.

Sauma, E., et al., “Electric-systems integration in the Andes community: Opportunities and threats,” *Energy Policy*, vol. 39, pp. 936 - 949, Febrero 2011.

Sierra, José. “Una Historia Atormentada: La Energía en Europa”; ICE; Julio-Agosto 2006 No.831.

Sohr, R. “Energía y seguridad en Sudamérica: más allá de las materias primas, Revista Nueva Sociedad, n. 204, pp. 150-158

World Energy Council Staff, *Regional energy integration in Africa*, World Energy Council, 2005.

Zanoni, J., “¿Qué pueden hacer las políticas energéticas por la integración?” *Nueva Sociedad*, vol. 204, pp. 176 – 185, 2006.