

Proyecto CIER 15 Fase II

Resumen Ejecutivo – Informe Final



Preparado para

CIER

Financiado por



MERCADOS
ENERGÉTICOS
CONSULTORES

PSR

1 RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Antecedentes

La región latinoamericana posee los factores relevantes para hacer factible una integración energética mayor, tales como: (i) complementariedad de la oferta energética y de la demanda de energía y potencia; (ii) beneficios económicos claramente identificados; (iii) factibilidad técnica y ambiental; (iv) experiencia y capacidad de los organismos reguladores; y (v) experiencia de operación de mercados mayoristas. En el caso de América Central, la interconexión eléctrica entre todos los países es una realidad desde el año 2002. Además, la integración de los mercados nacionales se ha logrado con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual se verá fortalecido con la construcción del Proyecto SIEPAC. En lo que se refiere a Sudamérica, se tiene un proceso firme de integración en la Comunidad Andina (CAN), y en estado más incipiente en el MERCOSUR.

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) ha desarrollado estudios que han permitido estudiar, analizar e identificar las grandes oportunidades de integración eléctrica que ofrece la región, así como cuantificar los beneficios económicos que se tendrían. Estos estudios se ejecutan por medio de Grupos de Trabajo y consultorías contratadas con el apoyo de entidades financieras multilaterales, combinado con talleres y seminarios con la participación de todos los agentes y actores de la integración, con el objetivo de plasmar en resultados reales las oportunidades identificadas.

A pesar de estas perspectivas positivas, el proceso de integración regional se ha frenado en los últimos años debido a factores como las diferencias entre los esquemas de suministro de energía (hoy día, tenemos países con manejo estatal, con manejo de mercado y mixtos) y la pérdida de confianza entre algunos países en lo que se refiere a los acuerdos y contratos de intercambios de energía y gas, lo que ha llevado a políticas de autoabastecimiento.

El estudio CIER “Transacciones de energía entre los sistemas de las comunidad Andina, América Central y Cono Sur – Factibilidad de su Integración” (Proyecto CIER 15) tiene como objetivo mostrar que es posible plantear esquemas de interconexión que respeten las políticas propias de cada país; que no requieren armonizaciones regulatorias profundas en los mercados internos de los países involucrados; y que maximizan los beneficios para los consumidores de los países.

El estudio fue realizado dentro del área CIER de Generación & Transmisión, con la participación de todos los países de Sudamérica, América Central y México, representados en el Grupo de Trabajo de Operadores & Administradores de Mercados. Dada su magnitud, el estudio se ha realizado en dos fases. La Fase I, con financiación directa de la CIER y con los servicios de consultoría de Mercados Energéticos (Argentina) y PSR (Brasil), tuvo como objetivo el análisis histórico y crítico de las interconexiones (gas y electricidad) existentes, los mercados de

energía y su evolución en las tres regiones, desde el punto de vista de la operación técnica y comercial, regulatoria e institucional.

Con base en el anterior diagnóstico se plantearon directrices para el estudio de la Fase II, cuyos resultados se presentan en este Informe.

1.2 Objetivo y financiación de la Fase II del PR CIER 15

El objetivo de la Fase II fue el análisis a niveles estratégico, técnico, comercial y regulatorio sobre la factibilidad de la creación y/o incremento de transacciones de energía entre los sistemas de las regiones de América Central, Andina y Cono Sur, de tal forma que sus resultados permitan contribuir a la tomada de decisiones y acciones de los actores públicos y privados en torno a implementar entre los países intercambios de energía sostenibles en el tiempo, teniendo en cuenta las realidades del entorno político, económico, riesgos asociados, desarrollos diversos de los mercados y la diversidad del potencial energético de la región.

Los estudios de esta Fase fueron divididos en dos módulos. En el Módulo 1 se hizo un estudio del potencial energético en la región para el suministro de la demanda de electricidad y gas. Este módulo contó con la Financiación del Banco Mundial, por medio del *Public-Private Infrastructure Advisory Facility* – PPIAF.

Con base en los resultados del Módulo 1, se realizó en el Módulo 2 el análisis de oportunidades de transacciones internacionales para diferentes escenarios, lo cual permitió proponer alternativas con esquemas comerciales y criterios y reglas para viabilizar las transacciones. Este módulo fue financiado por la CAF y la CIER y contó con la consultoría de PSR (Brasil), Synex (Chile) y Mercados Energéticos (Argentina).

1.3 Alcance del estudio

El área total de los países de América Central y Sudamérica¹ es 18 millones de km², casi el doble de los Estados Unidos (9.6 millones de km²). Su población² es cerca de 400 millones de habitantes, comparable a la de la Unión Europea (500 millones). La capacidad instalada actual es 215 GW.

El estudio CIER 15 Fase II involucra 15 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay. No ha sido posible incluir Venezuela en el estudio debido a los límites de plazo para entrega de los datos. (Además, se representa la interconexión entre Guatemala y México, pero no se hacen estudios adicionales con este país.)

Por facilidad de presentación de los resultados, los países fueron clasificados en tres “regiones”: (i) Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá;

¹ Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_and_outlying_territories_by_total_area.

² Fuente: <http://unstats.un.org/unsd/demographic/products/socind/population.htm>.

(ii) Comunidad Andina: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú; y (iii) Mercosur: Argentina, Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay.³

La figura a continuación muestra los países involucrados y las regiones.

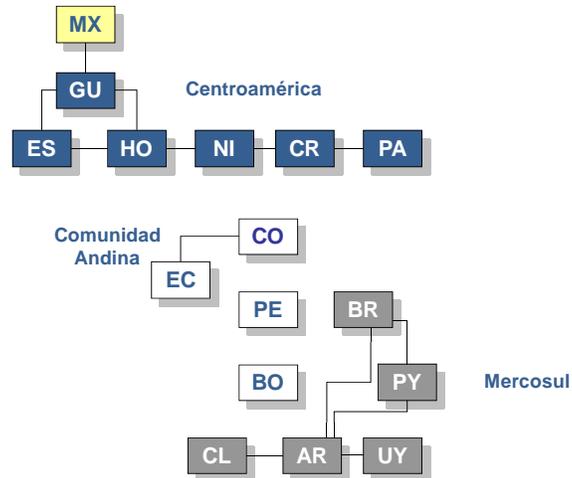


Figura 1.1 – Países involucrados en el estudio CIER 15 Fase II

1.4 Principales resultados del Módulo 1

Como mencionado, el objetivo del Módulo 1 es hacer un inventario de los recursos energéticos disponibles para el suministro del aumento de la demanda de electricidad y gas natural.

1.4.1 Demanda y capacidad instalada

La figura a continuación presenta la demanda de punta del año 2010 para cada una de las tres regiones del estudio.⁴ Se observa que la demanda de punta total es 122 GW.

³ Se observa que los países que participan de los grupos Mercosur y Comunidad Andina no son necesariamente miembros de las uniones comerciales homónimas.

⁴ Como mencionado, estos datos no incluyen Venezuela

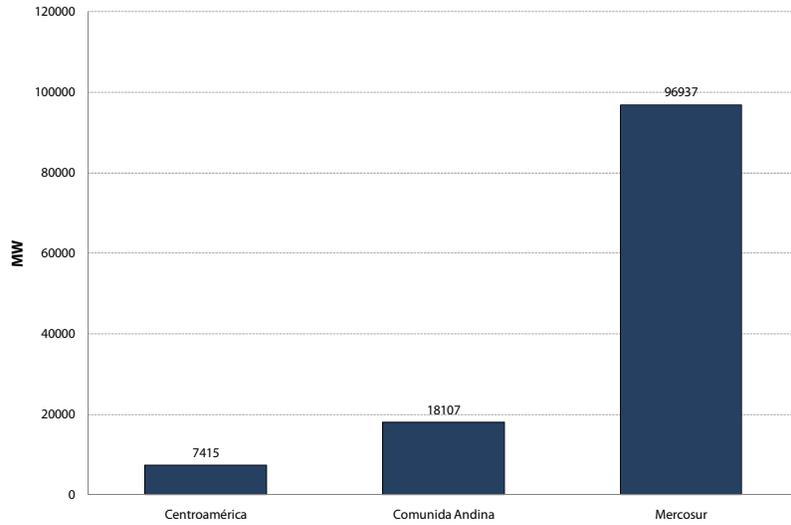


Figura 1.2 – Demanda máxima por región (2010)

La figura a continuación muestra la capacidad instalada en cada región para el mismo año.

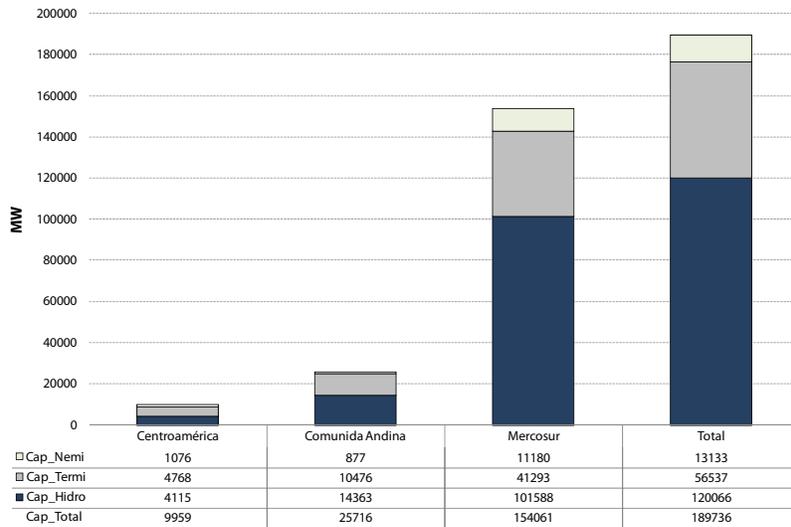


Figura 1.3 – Capacidad instalada por región (2010)

La capacidad instalada total es casi 190 GW. De este monto, como muestra la figura a continuación, 120 GW (63%) corresponden a las centrales hidroeléctricas; 13 GW (7%) a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 57 GW (30%) a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón y óleo).

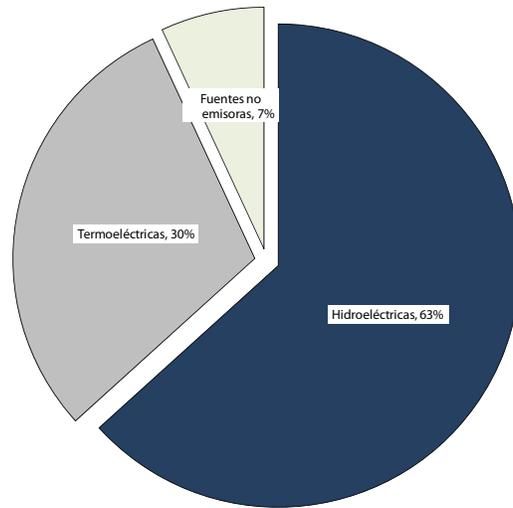


Figura 1.4 – Capacidad instalada por tipo de generación

La figura a continuación muestra la evolución prevista del consumo de electricidad (MW promedio) del 2010 hasta el 2017 (horizonte del estudio). Se observa un aumento de casi 40% (de 94.3 para 132 GW promedio), lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual de 5%.

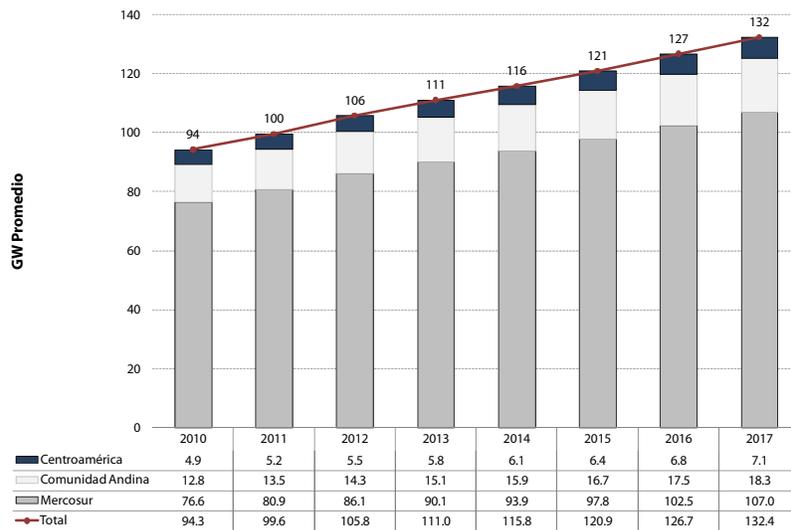


Figura 1.5 – Crecimiento del consumo (GW promedio) en el período 2010-2017

1.4.2 Fuentes para expansión de la generación

1.4.2.1 Hidroelectricidad

Como indicado en la figura 1.3, la hidroelectricidad es la fuente predominante en la región, con 120 GW de potencia instalada, casi 2/3 de la potencia total de 190 GW. Si se consideran

Venezuela y México, la capacidad hidroeléctrica actual sube para 147 GW (ver cuadro a continuación).

Como muestra el Cuadro a continuación, la potencia hidroeléctrica instalada en el 2010 corresponde solamente a 25% del potencial inventariado, de casi 600 GW. Por lo tanto, el potencial para nuevas centrales hidroeléctricas es muy significativo, 447 GW.

Cuadro 1.1 – Potencial hidroeléctrico total y % desarrollo

	Potencial Inventariado (GW)	% desarrollado	Instalada (GW)
Argentina	45	21%	9.3
Bolivia	40	1%	0.5
Brasil	185	41%	76.3
Chile	25	23%	5.7
Colombia	93	9%	8.8
Costa Rica	7	22%	1.5
El Salvador	2	24%	0.5
Ecuador	23	9%	2.0
Guatemala	5	15%	0.8
Honduras	5	8%	0.4
México	53	24%	12.7
Nicaragua	2	5%	0.1
Panamá	4	22%	0.9
Paraguay	13	67%	8.7
Perú	62	5%	3.0
Uruguay	2	93%	1.5
Venezuela	28	52%	14.6
Total	594	25%	147

Fuente: OLADE (potencial) e información de los países para el proyecto CIER 15 Fase II.

La figura a continuación muestra el potencial hidroeléctrico a desarrollar para cada región.

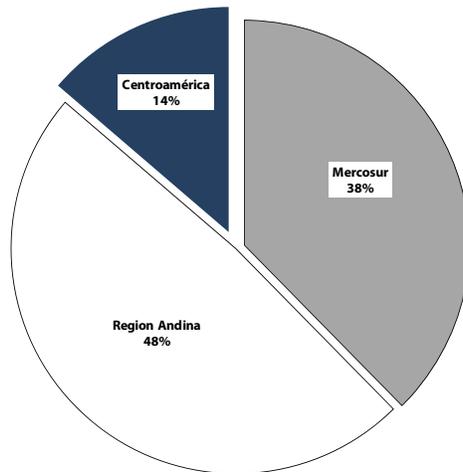


Figura 1.6 – Potencial hidroeléctrico a desarrollar por región

Se observa que casi mitad del potencial está en la Comunidad Andina. La figura a continuación muestra la distribución del potencial entre los países de esta región.

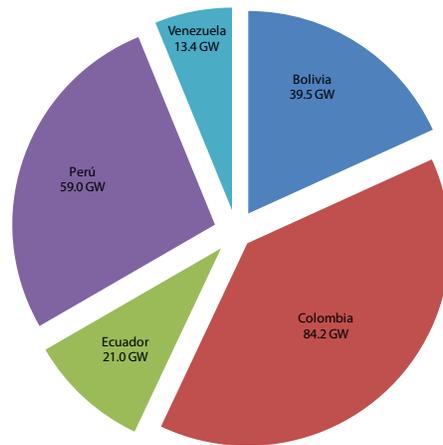


Figura 1.7 – Comunidad Andina – Potencial hidroeléctrico a desarrollar por país

1.4.2.2 Otras fuentes no-emisoras

La hidroelectricidad hace con que la región tenga una de las matrices eléctricas con menos emisiones de CO₂ del mundo. Debido al potencial significativo y económicamente favorable de otras fuentes renovables, tales como eólica y biomasa (y, en el futuro, la energía solar), esta característica “limpia” de la matriz debe mantenerse en el futuro.

De la biomasa, se destaca la producción de energía utilizando el bagazo de la caña de azúcar, con importantes desarrollos en Brasil, Colombia, Guatemala, Nicaragua y otros países.

En lo que se refiere a energía eólica, la figura a continuación muestra el potencial de las regiones (países) con mayor potencial. Se observa que el potencial estimado actual excede 300 GW. Con el seguimiento de los inventarios eólicos, tomando en cuenta los vientos con elevaciones mayores y *off-shore*, es probable que este valor aumente sustancialmente.

Cuadro 1.2 – Potencial eólico

	Potencial (GW)
México	40
Centroamérica	100
Colombia	20
Perú	10
Chile	5
Argentina	10
Uruguay	2
Brasil	140
Total	327

A estas fuentes renovables, se suma el potencial de dos otras fuentes no emisoras: geotérmica (concentrado en Centroamérica) y nuclear, con las reservas más significativas ubicadas en Brasil.

1.4.2.3 Gas natural

El gas natural es otro vector de gran importancia en la región. Como muestra la figura a continuación, las reservas probadas en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil podrán suministrar las necesidades de la región por varios años.

Cuadro 1.3 – Reservas probadas de gas natural ⁵

	Potencial (TFC)
Argentina	16
Bolivia	27
Brasil	20
Chile	3
Colombia	4
Cuba	3
México	13
Perú	12
Trinidad y Tobago	19
Venezuela	171
Total	288

1.4.2.4 Otros combustibles fósiles

Como muestran los cuadros a continuación, la región posee importantes reservas de carbón y petróleo, con destaque para Colombia, en el carbón; y Venezuela y Brasil (post Pré-Sal), para el petróleo.

Cuadro 1.4 – Reservas probadas de carbón ⁶

	Potencial (Millones de Toneladas)
México	1211
Argentina	424
Bolivia	1
Brasil	7068
Chile	1181
Colombia	6959
Ecuador	24
Perú	140
Venezuela	479
Total	17487

Cuadro 1.5 – Reservas probadas de petróleo

	Potencial (Mil Millones Barriles)
Argentina	3
Brasil	14
Colombia	1
Ecuador	5
México	11
Trinidad y Tobago	1
Venezuela	99
Total	134

1.4.3 Conclusiones del Módulo 1

Los temas energéticos más importantes a nivel mundial son la *seguridad de suministro* y los *cambios climáticos*. La región latinoamericana tiene perspectivas muy positivas con respecto a ambos temas. En lo que se refiere a la seguridad de suministro, las reservas abundantes de pe-

⁵ Las reservas de gas natural de Brasil, estimadas en 20 TFC no consideran las últimas descubiertas del Pre Sal. Estimase que con las reservas del Pre Sal, las reservas de gas natural de Brasil sea no menores de 50 TFC.

⁶ Mientras las reservas de Carbón de Brasil sean más abundantes que las reservas de Colombia, se destaca que el carbón Colombiano tiene mucho más poder calórico que el carbón que se encuentra en Brasil.

tróleo y gas hacen que la región sea una exportadora neta de estos combustibles. Con respecto a los cambios climáticos, la principal fuente de producción de electricidad, la energía hidráulica, es renovable. Además, otras fuentes renovables como la biomasa y la eólica se muestran competitivas debido a las características geográficas y climáticas de la región.

Otra observación importante es que la predominancia de la hidroelectricidad facilita la inserción de otras fuentes renovables. La razón es que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como “almacenes energéticos”, que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica.

Finalmente, se observa que hay una *complementariedad* de los potenciales, con reservas de gas mayores en algunos países, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos. Con esto, hay amplias posibilidades de interconexión entre países, lo cual es el tema del Módulo 2 del estudio, cuyos resultados se presentan a continuación.

1.5 Tareas del Módulo 2

1.5.1 Base de datos y escenario de referencia

La primera tarea del Módulo 2 fue la preparación de una *base de datos* con informaciones detalladas sobre la situación actual de la generación y de la red de transporte de energía y sobre el potencial energético de cada país (fuentes hidroeléctricas, renovables, combustibles fósiles etc.).

A partir de esta base de datos y de discusiones con los representantes de cada país, se definió un *escenario de referencia*⁷ para los años 2010 hasta 2017, incluyendo las proyecciones de demanda y los cronogramas de entrada de nuevos generadores y refuerzos en las redes de transporte.

1.5.2 Cálculo de los atributos del escenario de referencia

Con base en este escenario de referencia, se calculó un conjunto de *atributos* (costos operativos, confiabilidad de suministro y emisiones de CO₂) que, a su vez, sirven como referencia para la determinación de los *beneficios incrementales* resultantes de cada proyecto de interconexión.

Los atributos se calcularon a través de simulaciones probabilísticas detalladas de la operación de los países, involucrando 730 plantas hidroeléctricas, 1900 plantas termoeléctricas y un gran número de proyectos de energía renovable, tales como biomasa y eólica.

⁷ Este escenario de referencia corresponde al *escenario de integración limitada* de los términos de referencia del estudio.

1.5.3 Proyectos de interconexión candidatos

A continuación, se identificaron las *oportunidades de interconexión*. En los estudios tradicionales, esto se hacía a través de un *análisis marginal*, o de sensibilidad, de los beneficios potenciales de una interconexión entre todas las combinaciones de países vecinos.⁸ En el presente estudio, estas oportunidades fueron seleccionadas a partir de *proyectos específicos* (con ubicación, capacidad y características técnicas definidas) propuestos por los representantes de los países.

El nuevo procedimiento para la identificación de los proyectos candidatos fue un primer aspecto diferenciado del presente estudio: trabajar con proyectos definidos, con posibilidad de transformarse en interconexiones reales.

1.5.4 Análisis beneficio/costo

El próximo paso del estudio fue hacer un *análisis beneficio/costo* para cada proyecto identificado. Los beneficios fueron calculados incorporando el proyecto al escenario de referencia; simulando la operación del mismo; y estimando la *variación* de los atributos mencionados arriba, esto es: (i) reducción de los costos operativos; (ii) aumento de la confiabilidad de suministro; y (iii) reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.⁹

1.5.5 Requerimientos institucionales, regulatorios y comerciales

Una vez confirmado que el proyecto era atractivo en términos económicos, se hizo un análisis detallado de los requerimientos institucionales, regulatorios, comerciales y operativos para la implantación exitosa del mismo, con énfasis en la creación de mecanismos para la repartición de los beneficios entre los consumidores de ambos los países y del desarrollo de instrumentos financieros y legales que contribuyen para la confianza de los países involucrados.

Este análisis integrado de los aspectos económicos, comerciales e institucionales fue el segundo aspecto diferenciado del presente estudio.

1.5.6 Lineamientos generales para las interconexiones

La actividad final del estudio fue la de extraer de los instrumentos comerciales e institucionales propuestos para cada proyecto *específico* un conjunto *general* de lineamientos que contribuya para la construcción de un “mapa del camino” en el desarrollo real de los mismos por parte de los gobiernos y agentes involucrados.

⁸ De una manera simplificada, se estima el beneficio marginal de una interconexión a través del cálculo de la diferencia de los costos marginales de corto plazo de ambos países a lo largo de las etapas del periodo de estudio, y para los diferentes escenarios de hidrología.

⁹ En lo que se refiere a los términos de referencia del estudio, estos escenarios incluyendo los refuerzos corresponden al *escenario de fuerte integración*.

1.6 Principales resultados del Módulo 2

1.6.1 Proyectos de interconexión seleccionados

Los criterios para selección de los proyectos de interconexión fueron: (i) ser una propuesta concreta y con un interés declarado por lo menos uno de los representantes de los países involucrados; (ii) involucrar países de las tres regiones; y (iii) ilustrar la *diversidad* de oportunidades de interconexión.

El Cuadro a continuación muestra las características de los 12 proyectos seleccionados. Estos involucran todos los países del estudio, sumando más de 10 mil km de nuevas líneas de alta voltaje; cerca de 6500 MW de capacidad; y costos de inversión alrededor de US\$ 5 mil millones.

Cuadro 1.6 – Proyectos de interconexión seleccionados

Proyecto	Fecha (año)	Voltaje (kV)	longitud (km)	Capacidad (MW)	Costo ¹⁰ (MUS\$)
PE-BR	2015	500	3470	2200	2370
BO-BR	2015	500	2850	800	792
CO-PA	2014	400	614	300	207
BO-CH	2014	230	150	180	30
SIEPAC II (C. América)	2016	230	1800	300	500
BR-UY	2013	500	420	500	330
AR-PY-BR	2014	500	666	2000	610
BO-PE	2014	230	215	125	65
PE-EC	2010	220/230	107	100	–
CH-AR	2015	–	–	–	–
PY-AR-CH	2011	–	–	–	–
BR-AR	2010	500	490	2000	–
Total ³			10185	6405	4904

Estos proyectos ilustran cuatro tipos distintos de intercambio:

- **Economía de escala para proyectos hidroeléctricos:** Envío de parte de la energía de las plantas hidroeléctricas Inambari (2200 MW, Perú) y Cachuela Esperanza (800 MW, Bolivia) para Brasil (identificados como PE-BR y BO-BR en el Cuadro arriba). Un aspecto interesante de estos proyectos es que estas plantas están *aguas arriba* de las plantas hidroeléctricas Jirau y Santo Antonio, en Brasil (3500 MW cada). A pesar de su potencia elevada, las centrales brasileñas son “de pasada”, esto es, no tienen embalses. Como consecuencia, un beneficio adicional de Inambari es que la operación de su embalse *regulariza* los caudales afluentes a las plantas aguas abajo y, por lo tanto, aumenta su energía firme.

¹⁰ Se observa que los cuatro últimos proyectos en el Cuadro no tienen costos de inversión asociados. La razón es que ellos utilizan la infraestructura de transmisión existente. Sin embargo, en el cálculo de los índices beneficio costo se consideran los *costos de oportunidad* asociados a los mismos.

- **Seguridad operativa y exportación de energía:** Proyectos de interconexión donde uno de los países es un exportador neto: (i) Colombia→Panamá (CO-PA, en el Cuadro) y (ii) Bolivia→Chile (BO-CH).
- **Seguridad operativa e intercambios de oportunidad:** Proyectos de interconexión donde hay intercambios de oportunidad en ambas direcciones: (i) La nueva interconexión de Centroamérica (SIEPAC II); (ii) Brasil y Uruguay (BR-UY); (iii) Interconexión de las plantas hidroeléctricas Yacyretá e Itaipú a través del sistema paraguayo (AR-PY-BR); (iv) Bolivia y Perú (BO-PE); y (v) Perú y Ecuador (PE-EC).
- **Optimización del uso de la infraestructura existente** – Incluye los siguientes proyectos: (i) conexión de nuevos proyectos hidroeléctricos en el Sur de Chile hasta el centro de carga del país a través del sistema de transmisión argentino (BH-AR); (ii) Envío de energía hidroeléctrica de Paraguay hasta el sistema SING de Chile, donde predomina la generación termoeléctrica. Dado que Paraguay y Chile no están conectados, este envío se hace a través de un esquema de *swap* con Argentina: Paraguay inyecta energía en Argentina y Argentina envía el mismo monto a través de su conexión con el SING (PY-AR-CH); y (iii) *Swap* de energía estacional entre Argentina y Brasil: Brasil envía energía para Argentina en los meses de invierno, cuando la demanda en Argentina es más alta (calefacción), y Argentina devuelve la misma cantidad a Brasil en los meses de verano, cuando la demanda es más alta en este país (aire acondicionado) – (BR-AR).

1.6.2 Análisis económico de los proyectos

Como mencionado, el análisis del beneficio de los proyectos de interconexión se basa en los siguientes *atributos*: (i) costos operativos totales; (ii) confiabilidad de suministro; y (iii) emisiones de CO₂, que fueron calculados a través de simulaciones operativas para el escenario de referencia.¹¹

También como mencionado, el beneficio se estima a través de la incorporación de cada proyecto al escenario de referencia y de la ejecución de nuevas simulaciones operativas donde se estima la *mejora* de los atributos (esto es, la reducción de los costos operativos, de las emisiones etc.) con respecto a los valores del escenario de referencia. A su vez, el costo del proyecto refleja básicamente las inversiones en la construcción del sistema de transmisión. Finalmente, se calcula un *índice beneficio costo* (IBC) como la razón entre los valores arriba.¹²

El Cuadro a continuación muestra el beneficio conjunto operativo + confiabilidad¹³ y el beneficio de reducción de emisiones de cada proyecto, bien como el costo anualizado del mismo.

¹¹ Definido por la evolución de la demanda y cronograma de entrada de nueva generación del 2010 hasta el 2017, pero que no incluye los proyectos de interconexión.

¹² En la práctica, se utilizan valores anualizados de los costos para hacerlos compatibles con los beneficios, que sólo calculan del año de entrada en operación del proyecto hasta el año horizonte, 2017.

¹³ El beneficio económico debido a la mejora de la confiabilidad de suministro se estimó multiplicándose la reducción de la energía no suministrada por el *costo unitario de la interrupción de suministro* (US\$/MWh), que es un parámetro económico del estudio.

Se observa en el Cuadro que el beneficio operativo total de los proyectos excedería US\$ 1.5 mil millones por año. El beneficio ambiental también sería significativo, con un ahorro de más de 4 millones de toneladas de CO₂ por año. A su vez, el índice IBC corresponde a la razón entre el beneficio operativo + confiabilidad y el costo; y el índice ICB+Amb agrega el beneficio por emisiones de CO₂.¹⁴

Cuadro 1.7 – Análisis económico de los proyectos de interconexión

Proyecto	Fecha (año)	Ben. Oper+C. (MUS\$/año)	Ben. Emis. (Mton CO ₂ /año)	Costo (MUS\$/año)	IBC (p.u.)	IBC+Amb (p.u.)
PE-BR	2015	342.0 ^a	N/C ^b	210.0	1.6	N/C
BO-BR	2015	102.0 ^a	N/C ^b	71.0	1.4	N/C
CO-PA	2014	20.5	0.23	18.4	1.1	1.3
BO-CH	2014	66.0	0.64	2.7	24.4	29.2
SIEPAC II	2016	42.0	0.22	44.4	0.95	1.05
BR-UY	2013	88.0	0.44	29.3	3.0	3.3
AR-PY-BR	2014	300.0	0.51	54.0	5.6	5.7
BO-PE	2014	7.7 ^c	N/C	5.8	1.3	N/C
PE-EC	2010	21.0	0.22	N/C ^d	N/C	N/C
CH-AR	2015	técnicamente inviable				
PY-AR-CH	2011	208.0	1.50	70.0	3.0	3.4
BR-AR	2010	340.0	0.51	220.0	1.5	1.6
Total		1537.2	4.27	726		

Observaciones: a - Beneficio calculado como la diferencia entre el costo de la planta hidroeléctrica y el costo marginal de largo plazo de generación de Brasil; b – Monto no calculado debido a la incertidumbre con respecto a la simulación de la planta hidroeléctrica para Brasil; c – Debido a la incertidumbre con respecto a la operación de los sistemas, se utilizó el ingreso por congestión en la interconexión como un “proxy” para la reducción de los costos operativos. d – Información sobre los refuerzos de transmisión no disponible;

Se observa en el Cuadro que 10 de los 12 proyectos tuvieron IBCs superiores a 1, lo que señala que serían económicamente atractivos, y confirma que hay oportunidades importantes para profundizar la integración energética de la región. (Las excepciones son el proyecto SIEPAC II, cuyo IBC es muy cerca de 1; y el *wheeling* de energía de Chile por Argentina, que resultó técnicamente no viable.)

Sin embargo, se mostró en el estudio que el IBC de algunos proyectos puede ser afectado por la construcción de otros. En particular, los proyectos de interconexión Brasil-Uruguay y Argentina-Paraguay-Brasil tienen sus IBC reducidos si se relajan las actuales restricciones operativas en la interconexión Argentina-Brasil (CIEN). A su vez, la implantación del esquema de “swap” entre Paraguay, Argentina y el sistema SING de Chile afecta el IBC de la interconexión entre Bolivia y el mismo SING.

¹⁴ El beneficio económico debido a la reducción de las emisiones multiplicándose la misma por un costo unitario arbitrado en 20 US\$/ton CO₂.

1.6.3 Aspectos comerciales, regulatorios e institucionales

De la experiencia de los análisis de los doce proyectos de interconexión, se pueden extraer los siguientes principios:

1. *Autonomía de cada país* – Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único, y sí reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa.
2. *Respaldo institucional* – Los acuerdos de interconexión deben siempre estar respaldados por un Tratado entre los países involucrados.
3. *Seguridad operativa* – Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía. En caso de dificultades de suministro, la prioridad debe ser para el suministro local (esto es, se puede reducir la exportación), a excepción de los contratos *firmes* de exportación. En estos casos, los mismos deben reducirse en la misma proporción de las acciones locales. En otras palabras, si hay un racionamiento de 5% de la demanda en el país, los contratos firmes deberían ser reducidos en 5%.
4. *Formación de precios para el intercambio* – Cada país debe ofertar, a cada etapa, una curva de *disposición a exportar* (precio por cantidad) y otra *curva de disposición a importar*.¹⁵ Estas curvas pueden ser *diferentes*, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados”. Además, la energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa mencionadas en el ítem anterior.
5. *Repartición de los beneficios de los intercambios* - Cuando un país importa energía, su costo marginal de corto plazo (CMCP) se reduce, lo que proporciona beneficio a los consumidores locales. Sin embargo, el CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se mostró en el estudio una manera de garantizar que los consumidores locales nunca sean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en el caso de exportación en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho *sin la exportación*, esto es, solamente suministrando la demanda local, y se usa el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado de corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para suministrar un *incremento* de la “demanda” correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP “de exportación” resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podría reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.
6. *Remuneración de las interconexiones* – La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser *asegurada*, esto es, no depender de ingresos variables tales como rentas por congestión. Un ejemplo interesante es la reglamentación brasileña, que carga los costos anuales de las interconexiones a los consumidores y los generadores. En contrapartida, los

¹⁵ El esquema propuesto es semejante al del Mercado de Energía Regional (MER) de Centroamérica, que a su vez resulta de una propuesta del estudio CIER 3.

ingresos variables de las interconexiones deben beneficiar estos mismos consumidores y generadores a través, por ejemplo, de una reducción de los cargos por transmisión.

7. *Repartición de las rentas por congestión* – Estas rentas deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.¹⁶ Como mencionado en el ítem anterior, estos ingresos deben beneficiar los agentes (en general, los consumidores y los generadores) que remuneran la interconexión.
8. *Riesgo de retraso en la construcción de la interconexión* – El contrato de construcción de la interconexión debería hacerse por subasta, donde el inversionista oferta el pago fijo deseado. Este pago sólo se empezaría con la entrada en operación de la interconexión, y se cargarían multas expresivas por retraso. Dado que la interconexión tendría su remuneración asegurada (ver ítem 5), esta subasta sería atractiva para muchos inversionistas, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios para los consumidores. Además, sólo se subastaría el proyecto de interconexión con una licencia ambiental ya asegurada (los gobiernos de los países deberían estar encargados de obtener esta licencia), lo que reduciría sustancialmente la posibilidad de un retraso fuera del control del inversionista.
9. *Seguridad financiera para las transacciones* – Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. Esto significa que el “hedge” de los riesgos cambiales es de la responsabilidad de los agentes. (En el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.)

1.6.4 “Mapa del camino” para viabilizar las interconexiones

En la visión de los Consultores, los pasos principales para la implantación exitosa de una interconexión son:

1. Estudios preliminares de las reglas operativas de la interconexión entre los países, incluyendo restricciones de seguridad, como se harían los intercambios de oportunidad, etc. Estos estudios se pueden hacer con equipos de los agentes encargados de la operación de los países involucrados. Es importante hacerlos lo más temprano posible, por las siguientes razones: (i) los estudios de los beneficios económicos de la interconexión dependen de las reglas operativas de los intercambios; y (ii) un conocimiento detallado del funcionamiento de los respectivos sistemas energéticos y eléctricos de los países contribuye para reducir la posibilidad de equívocos en los estudios regulatorios y comerciales.
2. Análisis preliminar económico de la interconexión, utilizando por ejemplo los procedimientos de los estudios del Módulo 2. (Como mencionado, las simulaciones operativas

¹⁶ El esquema propuesto es semejante al esquema que los gobiernos están proponiendo para la interconexión Colombia-Panamá y el nuevo esquema entre Colombia y Ecuador.

deben incorporar los procedimientos definidos en el ítem 1.) Este análisis preliminar se debe hacer con los equipos de los agentes encargados de la planificación de los países involucrados, por las siguientes razones: (i) establecer en conjunto los escenarios de oferta y demanda que se utilizarán para los estudios de interconexión; (ii) permitir que los equipos conozcan con más detalles el sistema energético y eléctrico del vecino. Por supuesto, cada país hará, en separado, los estudios adicionales que considerará necesario, por ejemplo, un análisis de sensibilidad con respecto a los supuestos de la evolución de la oferta y/o demanda del vecino.

3. Una vez establecido que la interconexión es de interés para ambos países, preparar un Acuerdo entre los gobiernos que establezca reglas para construcción de la línea, repartición de los beneficios, contratos, pagos, resolución de conflictos y demás temas regulatorios y comerciales. Es fundamental que este Acuerdo detallado esté respaldado por un Tratado previo, más general, entre ambos países, aprobado por los respectivos Legislativos.
4. Estudio detallado de ingeniería de la interconexión, obtención de la licencia ambiental y definición de los reglamentos económicos y comerciales necesarios para la licitación de la misma.