



The World Bank



BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

PROYECTO CIER 03 – Fase I
INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS
INFORME GENERAL

Mercados Energéticos S.A.
Power Systems Research, Inc
Mercados de Energia S.A.
Power Technologies, Inc
Sigla S.A.

Junio del 2000

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se analizan las restricciones que existen al desarrollo eficiente de las interconexiones entre países de la región, especialmente las asociadas a estándares y normas técnicas, operacionales, y comerciales; que regulan las transacciones de electricidad entre fronteras y el desarrollo de las interconexiones. En función de ese análisis se presentan propuestas a desarrollar para la reducción o la eliminación de tales restricciones. Este estudio involucrará a diez países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay, y Venezuela.

Las interconexiones internacionales en la región son un medio para lograr que los consumidores accedan a un servicio eléctrico más eficiente en términos de la economía en el abastecimiento eléctrico, el incremento en la garantía de suministro, y la mejora en la calidad y seguridad del servicio.

El sector privado ha estado adquiriendo un rol cada vez más activo en el sector energético sudamericano por lo que se ha concentrado el esfuerzo del presente análisis y propuesta en los requerimientos para que las interconexiones se realicen impulsadas por la actividad privada. Para ello se debe dar señales económicas consistentes con el objetivo buscado y, además, definir con precisión la calidad y la confiabilidad del producto comercializado y los costos por su desvío.

La Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) desarrolló un programa, el CIER02, cuyos objetivos fueron establecer las proyecciones de demanda y oferta eléctrica para cada país y para el conjunto hasta el año horizonte 2010, realizando la simulación de la operación futura del equipamiento previsto, sobre corredores eléctricos seleccionados. El estudio concluye en que las interconexiones permiten un importante incremento de la eficiencia de la producción debido a la complementariedad hidro-eléctrica, la complementariedad hidro-térmica, las diferencias por diversidad horaria de las cargas y la complementariedad estacional.

El incremento de la eficiencia observado se obtiene por los ahorros obtenidos en el costo de la energía, la energía no despachable en años ricos, la eficiencia de centrales hidroeléctricas, la potencia requerida para asegurar el suministro ante situaciones de gran sequía, para asegurar el suministro de la demanda y ante situaciones de emergencia.

La reducción de costos, determinados en el estudio mencionado, en la mayor parte de los casos supera a los costos de la transmisión requerida. A nivel de referencia con los beneficios obtenidos se pueden abonar anualmente el canon de una línea de 500 KV y de una longitud de 23.000 Km para Argentina-Brasil, de 11.000 Km para Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela, de 2.200 Km para Brasil-Uruguay y de 2.100 Km para Chile-Perú. Estos números son por demás elocuentes en cuanto al beneficio que es posible obtener de tales interconexiones, a pesar de que su evaluación se limitó a los beneficios en la producción de energía

Se conformaría el subsistema Andino, con una interconexión de por lo menos 1000 MW entre Colombia y Venezuela y de por lo menos 400 MW en las interconexiones Colombia- Ecuador y Ecuador- Perú, el subsistema del Cono Sur, con una interconexión entre Brasil y Argentina que alcanzará por lo menos 4000 MW y con, alternativamente, una línea de 500 MW entre los sistemas brasileño y uruguayo y el corredor Chile - Perú, con una capacidad de transporte de por lo menos 200 MW que permitiría unir ambos subsistemas.

El desarrollo eficiente de los mercados eléctricos y las interconexiones internacionales

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

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

Analizando específicamente la interconexión, se requiere que la metodología de expansión de las interconexiones sea consistente con las señales regulatorias asignadas, que se permita la optimización del uso de los servicios auxiliares, y que se reconozca los compromisos de suministro firmes.

A su vez el producto transaccionado debe tener una homologación adecuada. El nivel de confiabilidad obtenido en cada país depende de los criterios de diseño, de planificación y de operación, del control de calidad operativa y de mantenimiento y del costo de la energía no suministrada. Este nivel es muy diferente entre los distintos países y no es posible lograr grados de uniformización como los obtenidos en regiones más desarrolladas.

Cuando los estados de calidad y confiabilidad son diversos se requiere que se llegue a soluciones económicas que compensen la diferencia de calidad o confiabilidad, reconociendo los costos de las fallas transferidas, los requerimientos de potencia, etc.

El análisis de los incentivos existentes a la realización de interconexiones internacionales

Existen varias alternativas de participación de los agentes privados en las expansiones de un sistema de transmisión, partiendo de aquellas en que sólo participan de la construcción hasta aquellas donde el inversor asume, a su riesgo, la eficiencia de la interconexión. Esta última alternativa requiere que las señales económicas que envían los precios de los mercados sean adecuadas

Si los precios en ambos lados reflejan correctamente los costos de la producción y de los servicios que se pueden transferir, tales como la energía, la capacidad de generación, los servicios de transmisión y los servicios complementarios resultantes de las diferentes opciones de inversión en la generación y transmisión, las decisiones que resulten de los inversores que participan del proceso competitivo serán iguales a las del proceso de planificación. En caso contrario, la realización de las interconexiones se desviarán de las óptimas, y habrá una pérdida en la eficiencia económica.

En la etapa inicial de integración, cuando existe diferencia entre los costos marginales de largo plazo, se pueden desarrollar interconexiones a partir de una gran diferencia entre ambos mercados o ante compromisos firmes y poco flexibles. Si no hay un mercado común, y por lo tanto los vínculos son débiles, el inversor tratará de reducir los riesgos del mercado integrado (que fija sus beneficios) por medio de contratos bilaterales que le garanticen la recuperación de las inversiones realizadas.

En esta etapa un buen inductor de las expansiones es la ausencia de limitaciones para la realización de contratos firmes, tales como la interrumpibilidad del suministro debido a razones ajenas a las partes del contrato, la inexistencia regulatoria de transmisión firme, la imposición de costos adicionales a los contratos de suministro, etc.

Cuando las interconexiones iniciales se han realizado, y existe confianza en el mercado común, se pueden desarrollar las interconexiones basadas en contratos firmes más complejos y la utilización de los beneficios de las transacciones de oportunidad, calidad y servicios complementarios. Aunque los costos marginales de largo plazo en ambos sistemas sean iguales, las complementariedades entre sistemas y las asimetrías estructurales hacen que sea muy rentable el incremento de la interconexión

Cuando se llega a esta etapa, o los contratos bilaterales firmes no son suficientes para justificar por sí misma a una interconexión, es necesario que se eliminen las limitaciones que se introducen las asociadas a la falta -o inadecuado reconocimiento- de la potencia y los servicios auxiliares, y la imposición de costos adicionales a los intercambios que dificultan la transacción.

Análisis crítico de las señales que reciben los inversores para el desarrollo de las interconexiones

Argentina: La falta de reconocimiento de las inversiones en el sistema de transmisión existente, la falta de aplicación efectiva del transporte firme en el país, así como la imposibilidad de expandir el mismo asociado a intercambios de oportunidad son condicionantes para la etapa de consolidación de las interconexiones. Si bien Argentina ha avanzado mucho en los temas asociados a la confiabilidad de servicio esta no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado.

Bolivia: En algunos temas se están desarrollando los detalles reglamentarios, entre ellos los asociados al reconocimiento de la potencia. El servicio de transmisión nacional tiene un sistema tarifario que asigna los cargos en función del uso determinado. El área asignada a la demanda se abona en forma estampillada pudiendo introducir restricciones a las interconexiones eficientes. Además el uso de las instalaciones de transmisión fuera del Sistema Troncal de Interconexión, destinadas a transportar electricidad para exportación, debe ser convenido entre el exportador y el transmisor introduciendo un tratamiento diferenciado. Respecto a la confiabilidad de servicios, se requiere un mayor desarrollo para alcanzar un nivel de confiabilidad homologable.

Brasil: Los compromisos firmes de exportación están sujetos a las mismas condiciones de racionamiento que el resto del sistema nacional. El reconocimiento de la potencia está en desarrollo y los servicios complementarios están restringidos al ámbito nacional. El servicio de transmisión tiene elementos en el diseño que deberían ser analizados en el marco de una integración eficiente regional, tales como el pago de una parte de los cargos de transmisión estampillados, el pago del cargo de transporte por exportación en función de su máximo requerimiento y el uso exclusivo y la necesidad de negociar el libre acceso que se le asigna a las interconexiones internacionales. Con relación a la confiabilidad, si bien Brasil tiene un sistema muy desarrollado no ha alcanzado un adecuado nivel de homologación, es decir, adaptado a los requerimientos del mercado.

Chile: Es un país cuyo mercado está muy desarrollado, pero cuyo diseño basado en la libre competencia en el uso de la transmisión con el acuerdo entre partes y arbitraje, -en caso de no llegar a un acuerdo-, dificulta la realización de interconexiones eficientes. La asignación del racionamiento de manera proporcional a la demanda, la falta de formalización de la función del comercializador -a pesar de que puede ser resuelto mediante la adquisición de una

pequeña unidad de generación-, la falta de definición de largo plazo en el reconocimiento de potencia, pueden verse como desincentivo especialmente para los intercambios que van en ambos sentidos. Chile no ha desarrollado ampliamente los temas asociados a la confiabilidad de servicio, tales como normas operativas, controles, etc., que defina un nivel de calidad homologable y los temas asociados a un mercado de servicios complementarios. El nivel de uso del sistema existente es uno de los puntos críticos, especialmente si se pretende su maximización en condiciones de emergencia.

Colombia: Es un país con un mercado muy desarrollado, aunque queden pendientes privatizaciones y la implementación del operador independiente y el administrador de intercambios comerciales. Ha desarrollado un conjunto de reglamentaciones que pretenden proteger el sistema nacional del efecto que pueden producir las interconexiones nacionales ante la falta de un acuerdo-marco que permita una mayor integración. El desarrollo de los contratos firmes con una duración superior a cinco años, está avalado en la regulación existente, aunque sometido al racionamiento del sistema colombiano. Aquellos firmados por menor plazo adquieren la característica de interrumpibles en condiciones de racionamiento. Los precios del mercado interno no son afectados por la exportación, definiendo dos mercados: el nacional y el internacional, decisión que amortigua el efecto de la exportación reduciendo las señales sobre los generadores nacionales y protege de ineficientes señales de largo plazo a los consumidores. La regulación reconoce los servicios de potencia para año seco. El servicio de transmisión tiene elementos en el diseño que deberían ser analizados en el marco de una integración regional, tales como el cargo de transmisión estampillado hacia la demanda y la negociación entre partes que se le asigna a las interconexiones internacionales. Colombia tiene un desarrollo avanzado en los temas asociados a la confiabilidad de servicio, no obstante no ha alcanzado el nivel de homologación requerido.

Ecuador: Es un país cuyo mercado está en desarrollo, y donde no se ha privatizado las empresas estatales

El enfoque regulatorio sobre exportación de energía que establece la Ley Marco es restrictivo, previendo autorizar exportación de los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. La exportación no determina precio en el mercado nacional. El criterio establecido (o en análisis, ya que parte de la regulación ésta en etapa de discusión) indica cierta discriminación entre la demanda local y la extranjera. Sin embargo, dada la falta de oferta en el mercado de Ecuador y los precios de la energía, esta restricción parece no ser relevante en el corto plazo.

Las funciones de comercialización están limitadas por no estar definido el comercializador y por impedir que los generadores contraten más que su potencia firme. La demanda no oferta precio.

La expansión del sistema de transmisión es planificada. El desarrollo normativo asociado a la confiabilidad es detallado, no obstante se requiere más desarrollo para obtener una calidad homologable.

Paraguay: Es un país en el que no existe mercado y debe convenirse con ANDE la realización de las interconexiones, dado que dispone del monopolio. No existe ninguna restricción legal a la realización de un convenio con ANDE para realizar una interconexión en su territorio que facilite el tránsito de energía

Perú: Es un país cuyo mercado está desarrollado, aunque no está detallada la regulación para exportación e importación. La expansión de la transmisión la deben realizar los agentes en función de sus requerimientos, pero no existe un procedimiento normado de acuerdos ante requerimientos múltiples. Existen algunas decisiones de expansión determinadas por el

estado, a cargo del usuario final. Los servicios auxiliares son suministrados por los generadores como obligación y no están establecidos para las interconexiones.

El pago de peajes esta asociado a la potencia firme que de ser aplicable a las interconexiones, puede ser un incentivo al uso de oportunidad. Perú ha avanzado poco en los temas asociados a la confiabilidad de servicio y ésta no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado.

Uruguay: Es un país cuyo mercado no está desarrollado y por lo tanto las interconexiones deben ser analizadas con UTE, la empresa monopólica. Tiene un pliego de transmisión donde se fijan los peajes por zona. Los importadores o exportadores con contratos de potencia firme, deberán abonar por la potencia máxima contratada para los siguientes 12 meses en el período representativo del uso de la etapa. Estas señales de transmisión, de confirmarse, desincentivan el uso de oportunidad de la transmisión.

Venezuela: En el sistema venezolano no se ha implementado el modelo de mercado. El desarrollo de las interconexiones en ambiente de mercado podrá analizarse cuando se implemente la regulación respectiva. En la nueva ley se prevén los comercializadores y se establece que los intercambios internacionales no deberán desmejorar la calidad y la continuidad del servicio, ni incrementar el precio de la energía o de la potencia eléctrica en el mercado nacional. La expansión del Sistema de Transmisión se realizará de acuerdo con el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional. El desarrollo específico de la regulación será el que establecerá los incentivos existentes.

Propuestas para incrementar la integración regional reduciendo las limitaciones a su desarrollo eficiente

Actualmente el desarrollo de los intercambios regionales se encuentra limitado en su alcance y eficiencia debido a que los servicios auxiliares no son compartidos, las señales económicas no siempre incentivan el uso eficiente de la potencia disponible, las transferencias spot, de oportunidad u ocasionales están restringidas, las normas de calidad no son generalmente homologables ni permiten una evaluación económica adecuada de las transferencias de calidad, el gas y la electricidad tienen asimetrías que introducen ineficiencias del sistema energético y no existe una adecuada reciprocidad entre los países para el tratamiento de la exportación e importación

Adicionalmente, en el área Norte el nivel de acuerdos entre gobiernos que existe no permite el desarrollo de interconexiones del tipo que hemos definido como de “Mercado único”. De existir un acuerdo como el mencionado en el Mercosur, sin desconocer las diferencias político-económicas que existen, seguramente se podrían desarrollar más rápidamente algunas interconexiones cuya eficiencia esta demostrada.

La eliminación de las restricciones generales que se han destacado y aquellas específicas de cada interconexión, exige un trabajo de detalle en la regulación de cada mercado y en los convenios de interconexión, que difícilmente se pueda realizar con la coordinación y la visión regional necesaria para asegurar el éxito del proceso si no se dispone de un plan general donde se establezca el objetivo de largo plazo. Éste no es otro que la creación de un mercado organizado con las mismas políticas con las que se han desarrollado los mercados de la región.

Es por ello que se propone desarrollar un Mercado Energético Regional (MEnR) que permite incrementar la eficiencia en el abastecimiento de la demanda regional, habilitar proyectos de mayor escala, incrementar la competencia, aumentar la liquidez de los mercados, disminuir los riesgos de abastecimiento -protegiendo a los consumidores de la región-, mejorar la calidad y seguridad de suministro y reducir las afectaciones al medio ambiente.

Un mercado regional organizado bajo reglas simples y estables no sólo permite fortalecer los intercambios por existir una mejor organización sino que además crea un ambiente regional que induce a la reducción de las ineficiencias y las asimetrías entre países, incentivando la comercialización regional.

Un mercado eficiente y sustentable, tal como lo indica la extensa experiencia en el desarrollo de los mercados nacionales, requiere un conjunto de reglas que permitan las transacciones y la transmisión de la energía, instituciones que aseguren la confiabilidad del sistema y la administración del mercado, la separación de actividades para favorecer la competencia y asegurar la independencia de la transmisión y un sistema de información adecuado.

Esta experiencia es plenamente trasladable a nivel regional: sólo se logrará la máxima eficiencia cuando se forme un mercado regional que cumpla con los mismos lineamientos de organización que los mercados nacionales.

La situación regional induce las premisas necesarias para el desarrollo del mercado: el desarrollo regional se realizará sobre la base de la inversión privada, el modelo sectorial regional será un modelo de mercado, las instituciones regionales requeridas deberán ser las mínimas necesarias en función de las disponibilidades tecnológicas, las regulaciones regionales deberán tener una institucionalización adecuada.

Con respecto a la confiabilidad que es la base del desarrollo de un mercado es necesario alcanzar un nivel que cumpla con criterios de calidad de producto, al igual que cualquier otro servicio y se le puedan asociar costos por desvíos.

Las premisas de desarrollo de la calidad son: la confiabilidad en cada país será diferente y asociada a los requerimientos del mismo, y es necesario cumplir con los preceptos de las normas de calidad (programar, hacer y controlar la confiabilidad) y realizar transacciones por los desvíos.

A partir de esas premisas y con la visión de largo plazo de un mercado regional, con dos submercados en diferente estadio (el submercado Norte y el submercado del área Mercosur) se desarrollarán las siguientes tareas:

- ★ Tarea 1. - Mercado eléctrico regional - Diseño conceptual
- ★ Tarea 2. - Mercado eléctrico regional.- Plan de desarrollo
- ★ Tarea 3. - El sistema de transmisión regional
- ★ Tema 4. - La homologación de la confiabilidad y las transacciones de calidad

INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS

INFORME GENERAL

INDICE

INFORME GENERAL SOBRE LAS INTERCONEXIONES ELECTRICAS EN SUDAMERICA

I.	OBJETIVO.....	9
II.	INTRODUCCIÓN.....	9
III.	EL CIER 02 Y SUS CONCLUSIONES.....	11
	1. <i>Extracto de los aspectos relevantes del proyecto CIER02.....</i>	<i>11</i>
	2. <i>Las interconexiones regionales. Su conveniencia.....</i>	<i>13</i>
IV.	IMPACTOS DE LAS INTERCONEXIONES SOBRE EL SECTOR ELECTRICO NACIONAL.....	14
	1. <i>IMPACTO EN LOS PRECIOS MEDIOS NACIONALES</i>	<i>15</i>
	2. <i>IMPACTO EN LA VOLATILIDAD</i>	<i>17</i>
V.	EL DESARROLLO EFICIENTE DE LOS MERCADOS ELECTRICOS Y LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	17
	1. <i>Los requerimientos para su desarrollo.....</i>	<i>17</i>
	2. <i>Los requerimientos de confiabilidad y seguridad de suministro</i>	<i>19</i>
VI.	EL ANALISIS DE LOS INCENTIVOS EXISTENTES A LA REALIZACIÓN DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	20
	1. <i>Alternativas de participación del sector privado.....</i>	<i>20</i>
	2. <i>La planificación de las interconexiones o las señales tarifarias que deben emitir los mercados.....</i>	<i>21</i>
	3. <i>Los productos y servicios que se comercializan en una interconexión.....</i>	<i>23</i>
	4. <i>Características de las interconexiones internacionales</i>	<i>24</i>
	5. <i>Metodología de evaluación de los incentivos existentes a la realización de interconexiones</i>	<i>24</i>
VII.	ANALISIS CRITICO DE LAS SEÑALES QUE RECIBEN LOS INVERSORES PARA EL DESARROLLO DE LAS INTERCONEXIONES	27
	2. <i>Análisis comparativo general</i>	<i>36</i>
	3. <i>Análisis de las restricciones a la realización de interconexiones.....</i>	<i>38</i>
VIII.	PROPUESTAS PARA INCREMENTAR LA INTEGRACIÓN REGIONAL REDUCIENDO LAS LIMITACIONES A SU DESARROLLO EFICIENTE.....	41
IX.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45

INFORME GENERAL SOBRE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN SUDAMERICA

I. OBJETIVO

El objeto del presente estudio es detectar y analizar las restricciones al desarrollo de las interconexiones entre países los países de Sudamérica, especialmente los asociados a estándares y normas técnicas, operacionales, y comerciales que regulan las transacciones de electricidad, el despacho y las ampliaciones de la transmisión.

En ese marco se presenta:

a) En el aspecto institucional-regulatorio

- ◆ Un análisis de los procedimientos y acuerdos que existen actualmente para el comercio de electricidad entre dos o más países.
- ◆ Una comparación de los procedimientos.
- ◆ Una propuesta regulatoria -viable en el nivel regional-, para incentivar el desarrollo de un mercado competitivo regional.

b) En el aspecto técnico:

- ◆ El análisis de las reglas y procedimientos destinados a lograr la confiabilidad de servicio.
- ◆ Los requerimientos de compatibilización de las diferentes reglas.
- ◆ Una propuesta técnica que permita un desarrollo más eficiente y seguro de las interconexiones.

En resumen, se analiza la situación del sector eléctrico en Sudamérica y se presenta una propuesta para incentivar el desarrollo de aquellas interconexiones que incrementan la eficiencia regional.

II. INTRODUCCIÓN

La CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional) en cooperación con el Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) del World Bank , y el Departamento de Energía de Estados Unidos (United State Department of Energy USDOE), contrató el estudio de identificación, comparación y análisis crítico de los temas técnicos, institucionales y regulatorios relacionados con las interconexiones de Mercados Eléctricos de Sudamérica con el objetivo de detectar aquellos elementos que limitan su desarrollo.

El presente estudio forma parte de un conjunto de proyectos en los la CIER está trabajando, en un nuevo rol cuyo objetivo es apoyar el desarrollo de la integración eléctrica en la región.

Esta integración es altamente beneficiosa porque permite que los consumidores de la región obtengan:

- ✱ Mejoras en la eficiencia de inversión y operativa derivadas de la diversidad de características de la demanda y la generación en la región.
- ✱ Economías de escala y una mejor operación de grandes proyectos concebidos con escala regional y no para servir a un único país.

- ✦ Incremento del tamaño de los mercados facilitando la participación de los inversores privados.
- ✦ El uso complementario de las fuentes primarias de energía, superando con menos dificultad los períodos de sequía.
- ✦ La reducción de los riesgos que asumen en cada mercado los inversores privados.
- ✦ La reducción de los impactos ambientales por mejor uso y ubicación de la generación.
- ✦ La reducción de los precios de la energía eléctrica y un incremento de la competencia.

La integración permite a los consumidores de la región mejorar sus objetivos prioritarios, en términos de:

- ◆ la economía en el abastecimiento eléctrico;
- ◆ el incremento en la garantía de suministro;
- ◆ la mejora en la calidad y seguridad del servicio.

El proyecto CIER 02 *Mercados Mayoristas e Interconexiones*, que antecede al presente proyecto, ha obtenido los beneficios potenciales de tal integración mediante simulaciones, y ha demostrado que son de un orden de magnitud muy superior a los costos de implementación de tales conexiones. A partir de esa información es que se desarrollan las propuestas contenidas en el actual informe.

Un mercado regional eficiente sólo podrá lograrse si existe una estructura de transmisión que lo viabilice. Si bien los países sudamericanos han iniciado la integración eléctrica, tanto a partir del aprovechamiento de recursos hidroeléctricos compartidos como a interconexiones entre sistemas, el comercio de electricidad en la Región es muy restringido en comparación con las oportunidades disponibles. Los impedimentos para lograr una mayor integración han sido las grandes distancias involucradas, la falta de conformación de redes nacionales lo suficientemente malladas, así como razones estratégicas de autoabastecimiento.

Partiendo de la base de una voluntad política de integrar países, el análisis técnico regulatorio e institucional, permite detectar aquellos elementos instrumentales que introducen barreras a la integración. En el presente análisis se harán las evaluaciones de esos instrumentos teniendo en cuenta el marco político existente.

En la región se han realizado, en la última década, importantes transformaciones institucionales regulatorias y un gran avance de los procesos de privatización en las actividades del sector. No obstante existen varios países donde la expansión de las interconexiones debe ser motorizada por el estado o empresas asociadas, en cuyo caso la existencia de importantes beneficios, como los detallados por el CIER02, debería ser un medio suficiente para poder producir las interconexiones necesarias, de no existir algún otro elemento exógeno, al propio sector que lo impida.

En cambio, en aquellos casos en los que el sector privado es el impulsor de las inversiones necesarias para las interconexiones, requiere verificar que ese conjunto instituciones-regulación comercial-técnica esté adecuadamente diseñado para no malograr la realización de integraciones eficientes.

Es por ello que el presente proyecto debió *concentrar su esfuerzo en el análisis y la elaboración de propuestas para que se puedan impulsar las interconexiones realizadas e impulsadas por la actividad privada.*

Podría interpretarse que la confiabilidad del sistema, no corresponde al orden comercial, sin embargo, adquiere tal carácter y es un condicionante de la realización de interconexiones debido a que puede introducir restricciones al empleo de la capacidad de transmisión construída, o a la prestación de servicios posibles y por consecuencia, a los beneficios comerciales obtenibles.

Con la anterior organización sectorial integrada este tema era exclusivamente técnico y se resolvía estableciendo una base de costos que generalmente no estaba sujeta a una valorización económica adecuada.

La existencia de actores privados motorizadores de la realización de ampliaciones de transmisión hace que la confiabilidad de servicio y las diferentes características de los mercados nacionales se puedan visualizar como una fuente de oportunidades para el desarrollo de negocios, que debe ser incentivada con una adecuada regulación y una precisa definición del producto energía en cada país.

La confiabilidad en cada país debe ser previsible y debe haber un adecuado reconocimiento de los costos de los desvíos respecto del valor de referencia.

El presente estudio es la primera fase de dos, e involucra el análisis de diez países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

La primera de ellas, objeto de este informe, tiene como objetivo identificar, comparar y analizar los diferentes temas técnicos, institucionales y regulatorios que limitarán el desarrollo de un mercado regional.

La segunda fase del proyecto, deberá proponer alternativas para superar las limitaciones existentes, tanto las referidas a temas técnicos como institucionales y regulatorios.

III. EL CIER 02 Y SUS CONCLUSIONES

Para una mejor comprensión del proyecto CIER03 se extraen, en letra inclinada, alguna de las conclusiones del proyecto CIER02.

1. Extracto de los aspectos relevantes del proyecto CIER02

La Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) desarrolló un programa, el CIER02, cuyos objetivos fueron establecer las proyecciones de demanda y oferta eléctrica para cada país y para el conjunto hasta el año horizonte 2010, realizando la simulación de la operación futura del equipamiento previsto, sobre corredores eléctricos seleccionados.

En síntesis, los principales alcances, resultados y conclusiones extraídos del CIER 02 que establecen un marco de referencia para el proyecto son:

- ★ Existe una reducción de costos operativos en la Región por:*
 - Complementariedad hidroeléctrica entre países con características y cuencas hidrográficas distintas, disminuyendo el vertido de agua y la optimización de su almacenamiento.*
 - Complementariedad hidro-térmica entre sistemas nacionales, disminuyendo riesgos hidrológicos y aprovechando la diversidad de disponibilidades y costos de combustibles, principalmente del gas.*
 - No simultaneidad de las demandas máximas debido a sensibles diferencias de diversidad horaria de cargas, entre los sistemas, así como de complementariedad estacional.*

- ★ *La demanda eléctrica en Sudamérica crecería a una tasa promedio del 4.7% anual acumulativo en el período 1996/2010, lo cual incrementaría el consumo de los 545 TWh registrados en 1996 a 1030 TWh en el año 2010, previéndose alrededor de 95 GW en nuevas centrales con una participación hidroeléctrica que oscilaría alrededor del 68% de la oferta total.*
- ★ *Las interconexiones seleccionadas y los flujos resultantes fueron:*
 - *Pacto Andino: Perú – Ecuador – Colombia - Venezuela.: Preponderantemente exportaciones de Venezuela y Perú hacia Colombia y Ecuador.*
 - *Mercosur conjunto y tramos particulares, principalmente Argentina-Brasil, Argentina - Uruguay; Brasil - Uruguay. Exportaciones de energía secundaria desde Brasil y de energía térmica desde Argentina y Uruguay, en períodos brasileños hidrológicamente magros.*
 - *Chile - Perú. Exportaciones de Chile a Perú.*
 - *Chile - Argentina. Exportaciones de Argentina a Chile.*
 - *Bolivia - Brasil Exportaciones de Bolivia hacia Brasil.*
- ★ *Para cada conjunto de sistemas considerado, se calcularon las reducciones de costos operativos resultantes de su funcionamiento integrado, respecto a su funcionamiento aislado. En todos los casos las interconexiones arrojaron ahorros de Costos Operativos sensiblemente favorables. Los ahorros anuales más significativos fueron:*
 - *Argentina -Brasil: 652,9 millones US\$/año*
 - *Perú- Ecuador- Colombia- Venezuela: 310,6 millones US\$/año*
 - *Brasil- Uruguay: 63,1 millones US\$/año*
 - *Chile- Perú: 60,5 millones US\$/año*
- ★ *El gas natural, ya sea con recursos propios o importado, será la fuente energética con mayor dinamismo entre las usadas en centrales eléctricas. Se prevé que el uso del gas se concentre en centrales turbogas, fundamentalmente de ciclo combinado. La potencia instalada en centrales turbogas (ciclo abierto y combinado) pasaría del 7,4% del total en 1996 (9025 MW) al 21,2% en el 2010 (45993 MW). Ello implica un aumento en el período del 410%, lo que representa un ritmo anual del 12,3% acumulativo en el lapso 1996/2010.*
- ★ *Los estudios realizados afirman que existen grandes oportunidades de reducir los costos operativos de los sistemas eléctricos mediante una mayor y más fuerte interconexión entre los sistemas nacionales conformándose los siguientes corredores de interconexión:*
 - **Corredor Andino**, conformado por Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú (vinculando el sistema Centro Norte peruano al sistema ecuatoriano). Hasta el momento sólo Venezuela y Colombia están interconectados con limitaciones en la capacidad de intercambio. Los ahorros de costos operativos en este corredor alcanzarían al 21% de los costos previstos en el año 2000. Para mantener los ahorros en el entorno del 25% de los costos operativos durante la próxima década se requeriría llevar la capacidad de transmisión a 1000 MW entre Colombia y Venezuela y a 400 MW en las interconexiones Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú).
 - **Corredor Chile - Perú**, interconectando el sistema Sur peruano con el sistema Norte Grande chileno. Una capacidad de transmisión de 200 MW entre ambos sistemas permitiría reducir en un 12% los costos operativos conjuntos estimados para el año 2000, con un ahorro cercano a los 18 millones de dólares anuales. Si se duplicara la capacidad de transmisión de la línea, los ahorros de costos operativos subirían a 40 millones de dólares en el año 2005 y a 60 millones de dólares en el 2010, representando el 7% y el 9% de los costos operativos previstos, respectivamente.
 - **Area MERCOSUR**, integrando especialmente el mercado brasileño con el sistema argentino y el uruguayo. Debe destacarse que la existencia de centrales hidroeléctricas compartidas

entre Brasil y Paraguay, Argentina y Paraguay y Argentina y Uruguay ya produjo interconexiones fuertes entre los países condóminos y favoreció el comercio de electricidad entre ellos, aunque limitado por la asimetría de tamaño entre los sistemas. Actualmente se encuentra en construcción una primera vinculación entre los sistemas brasileño y argentino de 1000 MW de capacidad de transporte. La ampliación de la capacidad de transporte de esta interconexión a 3000 MW permitiría reducir los costos operativos conjuntos en un 41%, con un ahorro cercano a los 500 millones de dólares en ese año. Los ahorros operativos podrían incrementarse en alrededor de 160 millones de dólares anuales en la próxima década si la capacidad de transporte alcanzara los 4000 MW (entre un 15% y un 13% de los costos operativos totales). Alternativamente, una línea de 500 MW de capacidad de transporte entre los sistemas brasileño y Uruguayo permitiría ahorros adicionales cercanos a los 60 millones de dólares anuales.

- ★ *Se analizó el impacto de la integración eléctrica sobre la volatilidad de precios en cada mercado. En términos generales, puede concluirse que los efectos dependen de la situación particular de cada sistema y de las bases sobre las que se sustenta el intercambio de electricidad. El efecto es benéfico sobre los mercados que enfrentan riesgo de no abastecer su demanda y recibirían el auxilio de países interconectados (Venezuela en el año 2005 y Brasil en el año 2000). También disminuiría la volatilidad en aquellos sistemas que se beneficien con flujos permanentes de importación, como es el caso de Ecuador y el sistema Sur peruano. Por el contrario, los sistemas que aporten mercado para el aprovechamiento de energía hidroeléctrica secundaria verían incrementada la volatilidad de sus precios tanto más acentuadamente cuanto mayor sea la asimetría de tamaño del sistema importador respecto del exportador. Esta es la situación que enfrentarían Argentina y Uruguay en su integración con Brasil, agravada en aquellos casos en que exista riesgo de no poder abastecer la demanda en el sistema brasileño. Ello puede apreciarse, en principio, en los Gráficos N° 6 y N° 7, pudiendo ampliarse la explicación en el Estudio completo.*
- ★ *Aspectos Ambientales: En la actualidad, y gracias a la alta participación de la hidroelectricidad en la generación total (78% en 1996), las centrales eléctricas contribuyen con sólo el 9.4% de las emisiones totales de gases termoactivos. Los ahorros de combustibles propiciados por la integración eléctrica permitirían reducir las emisiones acumuladas de gases termoactivos de las centrales eléctricas sudamericanas entre un 10% y un 12%, dependiendo de la capacidad de las interconexiones. Por lo tanto, la integración de los sistemas eléctricos podría considerarse como un potencial aporte más de la Región a la mitigación del cambio climático. En caso de ratificarse el Protocolo de Kioto, los países de la Región podrían participar de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (CDM), los que podrían transformarse en una de las fuentes de financiamiento de proyectos de expansión no contaminantes o de emisión “0”, en particular proyectos de interconexiones eléctricas*

2. Las interconexiones regionales. Su conveniencia

A partir del estudio realizado se puede concluir que las interconexiones en Latinoamérica pueden producir un importante incremento de la eficiencia de la producción debido a la complementariedad hidroeléctrica, la complementariedad hidro-térmica, las diferencias por diversidad horaria de las cargas y la complementariedad estacional.

El estudio realizado evaluó el incremento de la eficiencia que se obtendrá por los ahorros obtenidos en el costo de la energía. A los mismos se le pueden adicionar aquellos que están asociados al reconocimiento de la potencia requerida para asegurar el suministro ante una gran sequía, la variabilidad de la demanda y la oferta, o situaciones de emergencia, que pueden llegar tener la misma magnitud de los ya calculados.

La reducción de costos, determinados en el estudio mencionado, es en la mayor parte de los casos muy superior a los costos de la construcción de las instalaciones de transmisión. A nivel de referencia con los beneficios obtenidos en el proyecto CIER02, se puede abonar anualmente el canon de una línea de 500 KV y de una longitud de 23.000 Km para Argentina-Brasil, de 11.000 Km para Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela, de 2.200 Km para Brasil-Uruguay y de 2.100 Km para Chile-Perú. Estos números son por demás elocuentes en cuanto al beneficio que es posible obtener de las mismas.

Estos beneficios se pueden obtener si previamente existe un acuerdo de compartir los recursos energéticos. La evaluación de los ahorros en el reconocimiento de potencia se debe a que se está aceptando que las instalaciones de generación sirven a la demanda integrada sin restricciones y con independencia de su ubicación y que la seguridad de suministro de un país puede ser lograda con equipamiento fuera de su frontera.

El régimen tarifario que se le puede asignar a una integración u otra, depende especialmente de los compromisos asumidos por los países que se integran, dado que si el nivel de integración no es pleno, manteniéndose en cada uno de ellos la autosuficiencia de suministro, seguramente se deberán introducir herramientas regulatorias que amortigüen los impactos que introducen los intercambios en el corto plazo, estableciendo límites a los intercambios, y modificando la asignación de la renta. De no existir este grado de compromiso político es imposible que los mecanismos regulatorios, técnicos o instrumentales puedan salvar esa restricción.

Existen grandes oportunidades de producir una mayor y más fuerte interconexión entre los sistemas nacionales que permitiría conformar los siguientes subsistemas:

- ***El subsistema Andino***, con una interconexión mínima de 1000 MW entre Colombia y Venezuela y mínima de 400 MW en las interconexiones Colombia- Ecuador y Ecuador- Perú).
- ***El subsistema del Cono Sur***, con una interconexión entre Brasil y Argentina que alcanzará como mínimo 4000 MW y con, alternativamente, una línea de 500 MW entre los sistemas brasileño y uruguayo.
- ***El corredor Chile - Perú***, con una capacidad de transporte mínima de 200 MW que permitiría unir ambos subsistemas.

El gas natural, ya sea con recursos propios o importado, será la fuente energética con mayor dinamismo entre las empleadas en centrales eléctricas, siendo el motorizador de la transferencia de energía en el Subsistema Andino y en el Mercosur.

Otro motorizador que no debe ser desconocido en el largo plazo es el relacionado con los aspectos ambientales.

En ese marco se deben analizar los incentivos para que se desarrollen las interconexiones requeridas

IV. IMPACTOS DE LAS INTERCONEXIONES SOBRE EL SECTOR ELECTRICO NACIONAL

Una interconexión eléctrica entre dos países impacta en :

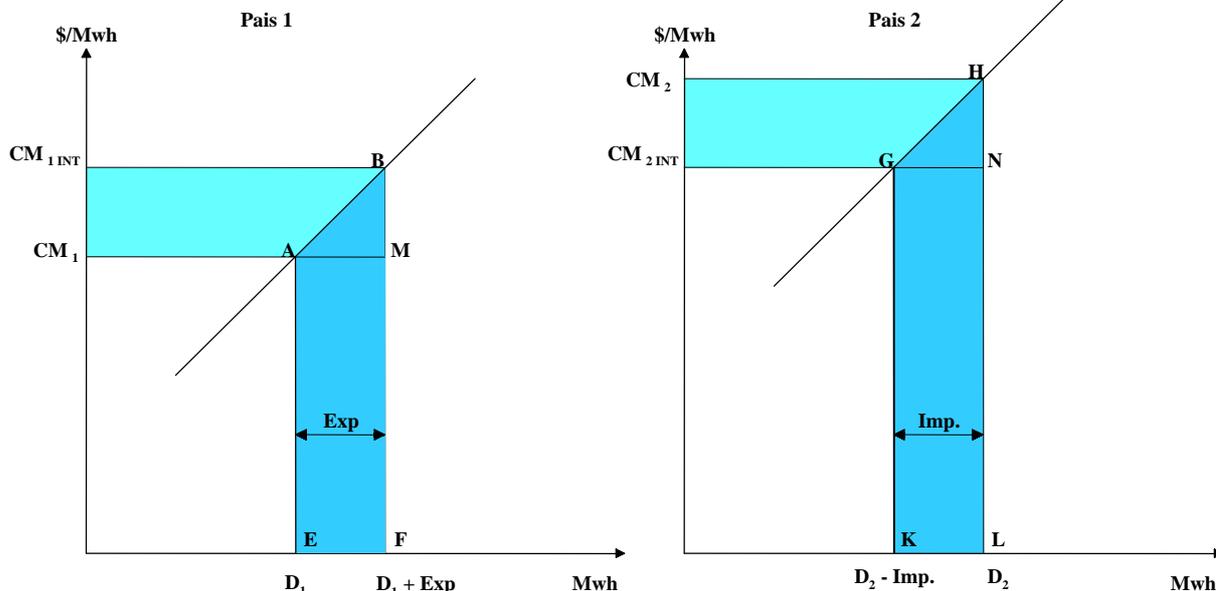
- los precios medios de ambos países tanto en el corto plazo como en el largo plazo
- la volatilidad de los precios

1. Impacto en los precios medios nacionales

Se puede evaluar el efecto de las interconexiones desde una perspectiva de corto y largo plazo.

a) Efectos de corto plazo

Analizaremos los impactos en el corto plazo cuando las inversiones no se modifican. En el gráfico siguiente se detalla el efecto en los sistemas importador y exportador.



Para el sistema importador: El precio de compra de los consumidores se determina con el nuevo costo marginal nacional, tanto para la demanda comprada localmente como para la electricidad importada. Por lo tanto, el efecto de la importación sobre los consumidores está dado por:

$$\text{Beneficio Consumidores}_{\text{Imp}} = (CM_2 - CM_{2\text{int}}) D_2.$$

El subíndice “int” indica que el precio es con un intercambio de potencia “Imp” en la interconexión.

Por su parte, el perjuicio causado a los generadores del sistema importador está dado por la pérdida de ingresos asociado al precio marginal menos el ahorro de costos por reducir el nivel de generación local. Por tanto, el perjuicio a los generadores es:

$$\text{Pérdida Generadores}_{\text{Imp}} = (CM_2 - CM_{2\text{int}}) (D_2 - 1/2 \text{ Imp})$$

En consecuencia, el balance neto sobre el sistema importador se compone de una pérdida de ingreso de los generadores y de una apropiación por parte de los consumidores locales de los beneficios de la interconexión. Esto es la diferencia de ambas expresiones

$$\text{Balance Sistema}_{\text{Imp}} = (CM_2 - CM_{2\text{int}}) * \text{Imp}/2$$

Para el sistema exportador: Por el contrario, la situación en el sistema exportador. Es que los precios internos de la electricidad subirán hasta alcanzar el nuevo costo marginal del sistema correspondiente a la nueva demanda total (local más exportación), produciendo una pérdida a los consumidores locales dada por:

$$\text{Pérdida Consumidores}_{Exp} = (CM_{Int} - CM_1) D_1$$

Los generadores del sistema exportador tienen una ganancia derivada de la suba del costo marginal menos el costo de producción. En consecuencia, el impacto total sobre los generadores locales puede calcularse como:

$$\text{Ganancia Generadores}_{Exp} = (CM_{Int} - CM_1) (D_2 + 1/2 Exp)$$

El balance neto del efecto del flujo de exportación $Exp = Imp$ por la interconexión sobre el sistema exportador, suma de los impactos sobre consumidores y generadores con su signo, resulta:

$$\text{Balance Sistema}_{Exp} = (CM_{Int} - CM_1) 1/2 Exp$$

En el corto plazo se obtiene un balance neto positivo para ambos sistemas, pero con una distribución de ingresos que puede ser ineficiente en el largo plazo y afectar consecuentemente a los consumidores.

b) Efectos de largo plazo

Los efectos de los intercambios en el largo plazo están asociados al grado de integración de sistema y a la disponibilidad de recursos.

Si el grado de integración entre dos mercados es pleno, es decir que existe un “Mercado Integrado” en cuanto a garantías de suministro y al libre juego de las ofertas y demandas entre sistemas, se llegaría a obtener un solo costo marginal de largo plazo si los costos de transmisión no introducen diferencias.

En ese caso el costo marginal de largo plazo se vería reducido en la medida del incremento de eficiencia operativa, y en el uso de las inversiones que produce la integración.

Para que sea un “Mercado Integrado” debe existir un acuerdo marco de uso indistinto de los recursos existentes que permita que los requerimientos de corto plazo se traduzcan en señales del mercado que incentivan la inversión en aquel país donde es más conveniente. Con este criterio no existen autoabastecimiento y discriminación entre la demanda o la producción de ambos países. Estos principios fueron los que sustentaron la regulación aplicada en Brasil, Argentina, Chile y Bolivia.

Cuando no existe un acuerdo de integración pleno que permita compartir sin restricciones los recursos integrados se está ante “Intercambios de energía” ocasionales. La Demanda Internacional para el país exportador, si bien existe en el corto plazo, no es una demanda firme o permanente en el mediano y largo plazo. Al no estar incluida como demanda permanente en el mercado del país exportador, se constituye en una demanda de excedentes. Si las transacciones en el país exportador se efectúan a un precio que incluyera la demanda externa, se pueden distorsionar los requerimientos de expansión reales del país, dado que tal mercado incrementaría su capacidad de producción (respuesta a la señal de precios) por una demanda que puede desaparecer sin asumir ningún compromiso de largo plazo.

En estas condiciones, la discriminación de precios en el mercado spot permite que la señal de expansión que proporcione el mercado sea consistente con los requerimientos de abastecimiento de su demanda firme. Estos principios son los que adoptó la regulación aplicada en Colombia.

2. Impacto en la volatilidad

La volatilidad de los precios spot está asociada a las fluctuaciones que presentan las demandas y las ofertas en cada sistema nacional, incluidas las interconexiones. Es definida como la desviación estándar de las diferencias logarítmicas interdiaria de precios para una hora o banda determinada.

Los costos marginales de cada sistema son una función de los costos de producción, que constituyen una variable estocástica cuya distribución de probabilidad se puede deducir de la serie hidrológica utilizada y de la disponibilidad de combustibles.

Las volatilidades llegan al orden del 600 %, fundamentalmente en sistema hidráulicos intensivos con declaración de precios de corto plazo, y son mucho más altas que otros commodities o activos financieros. Esto hace difícil su estimación, y a su vez, dificulta la valuación de los instrumentos financieros requeridos.

Los generadores ingresan en un mercado ante un precio de largo plazo que permite una ganancia adecuada. El incremento en la volatilidad del precio induce a una reducción del precio de futuro para un dado precio spot debido al incremento de las primas de riesgo asociadas.

Los países sujetos a más volatilidad incrementan la correspondiente a los países con los que se interconectan.

En este caso las características regulatorias empiezan a ser de alta importancia en el desarrollo de mercado. Por ejemplo sistemas regulatorios como el de Brasil que sostienen el funcionamiento del mercado en el largo plazo mediante contratos obligados administrativamente, y no mediante el funcionamiento del mercado spot tienen una mayor fortaleza ante los efectos de la volatilidad. En Brasil la influencia de ésta sobre la oferta y la demanda ha sido reducida mediante la “socialización” de los recursos hidráulicos y la obligación de tener contratos de largo plazo respectivamente.

La regulación de Chile y Perú hace que la volatilidad sólo pueda afectar a la generación en el corto plazo.

En cambio en el otro extremo está Argentina, cuyo mercado spot es en los hechos el motor del mercado y donde un incremento de su volatilidad afectaría su funcionamiento de no lograrse previamente una mayor participación de los contratos de largo plazo.

V. EL DESARROLLO EFICIENTE DE LOS MERCADOS ELECTRICOS Y LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

1. Los requerimientos para su desarrollo

Las interconexiones internacionales, que se justifican desde el punto de vista de una optimización del conjunto, *pueden ser realizadas por la actividad privada a su riesgo, si se puede captar adecuadamente parte de la renta que las mismas introducen* en la producción de energía, en los requerimientos de potencia, en la reserva, en los servicios auxiliares y en la confiabilidad. Tanto en este caso como en el que el país decida asumir públicamente los riesgos de una interconexión se deben poder evaluar adecuadamente los beneficios y encuadrarlos con convenios de largo plazo que aseguren el objetivo buscado.

El desarrollo de mercados regionales eficientes en un marco político de “Mercado Integrado”, requiere ciertas características de los mercados nacionales tales como :

- Permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia: La estructura y organización comercial del sector eléctrico en cada país, debe estar abierta a los intercambios internacionales de energía eléctrica, sin impedimentos o condiciones que dificulten las compras y ventas de energía eléctrica entre empresas ubicadas en distintos países. Asimismo debe incentivar la eficiencia operativa y asignativa, de forma tal de promover la compra de la energía eléctrica más barata disponible, independientemente de la localización de dicha generación.
- No discriminación y reciprocidad: Se debe permitir la compra y venta sin discriminación. Las restricciones que sea necesario imponer a las transacciones regionales deben basarse exclusivamente en criterios de calidad y seguridad previamente acordados.
- Respetar los contratos: Los contratos deben ser administrados cuando corresponda como un compromiso firme con prioridad de tratamiento. En consecuencia, los compromisos que surjan de acuerdos libres entre un agente de un país y una empresa de otro país, deben ser respetados en ambos países.
- Respetar los criterios generales de confiabilidad que se acuerden en las interconexiones: Se deben establecer normas y procedimientos operativos y técnicos para definir los valores de desempeño mínimo (tensión, frecuencia, etc.) y las reglas de coordinación de la operación para mantener los criterios acordados. Los procedimientos y normas de operación técnica deben incorporar estos requisitos técnicos en la interconexión internacional como de cumplimiento obligatorio
- Acceso abierto a la transmisión: Permitir el acceso abierto a la capacidad remanente de la red de transmisión del país. Cada país debe contar con una metodología de peajes transparente, objetiva y no discriminatoria, basada en costos económicos que permita que la energía de la transacción internacional fluya entre los puntos de generación y consumo.
- Acceso abierto a la información: El acceso a la información relevante del sistema (características y restricciones) y del Mercado debe estar garantizado en las reglamentaciones, que deben establecer el conjunto de información mínima que se debe poner a disposición del mercado.
- Seguridad jurídica (respetar los conceptos establecidos en los marcos regulatorios): Las inversiones de largo plazo por inversores privados demandan la estabilidad de ciertos principios básicos o deben ser realizadas con esquemas donde el riesgo sea transferido directa o indirectamente al usuario final. La institución que ajusta las regulaciones, el encargado de la operación y de las transacciones comerciales deben garantizar la transparencia, la eficiencia y el respeto de las reglas establecidas en tales acuerdos.

A su vez, y analizando específicamente la interconexión, se requiere que los acuerdos entre países cumplan ciertos requerimientos en los aspectos regulatorios, institucionales e instrumentales del sector:

- Metodología de expansión de las interconexiones: debe ser consistente con las señales regulatorias asignadas. Si se deja en las fuerzas de mercado la realización de las interconexiones, debe haber una adecuada apropiación de beneficios y libertad para el desarrollo de los negocios.
- Servicios auxiliares: permitir la utilización de los equipamientos disponibles en cada país, optimizando su uso en el mercado regional.

- Aspectos comerciales y legales: la existencia de un mercado eficiente requiere que la cadena de pagos y cobros de exportación e importación se cumpla indefectiblemente. La regulación que establece la forma en que éstas se analizan y garantizan que deben brindar las seguridades requeridas. La existencia de impuestos a la importación o exportación son en muchos casos barreras que afectan el desarrollo eficiente de un mercado integrado.
- Modelos de Simulación de Despacho: deben representar razonablemente los requerimientos de modelado de un sistema integrado y permitir prever los precios y el comportamiento de los agentes. En muchos casos los modelos responden a requerimientos nacionales que difieren de las características de los sistemas regionales integrados.
- Coordinación: contar con los sistemas de medición y enlaces de comunicación necesarios para realizar la tarea de administración de los intercambios, coordinación de la interconexión, y para mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad y calidad acordados.

2. Los requerimientos de confiabilidad y seguridad de suministro

En muchos países la falta de acuerdos en términos de calidad y confiabilidad ha hecho que las interconexiones operen perdiendo una parte de los beneficios que pueden brindar.

Para fortalecer el desarrollo de las interconexiones es necesario acordar la confiabilidad requerida y las tarifas de las transacciones que se efectúen.

Para ello se deben establecer normas y procedimientos operativos y técnicos para definir los valores de desempeño mínimo (tensión, frecuencia, etc.) y las reglas de coordinación de la operación para mantener los criterios acordados.

La calidad y la confiabilidad pueden ser vistas desde sus aspectos técnicos, regulatorios y económicos.

Desde el punto de vista técnico se pueden hacer los siguientes comentarios:

- ✦ El nivel obtenido depende de los criterios de diseño, de planificación y operación, del control de calidad operativa y de mantenimiento.
- ✦ Una interconexión entre dos países tiende a uniformizar el nivel de confiabilidad de ambos sistemas.
- ✦ La confiabilidad y la calidad del servicio pueden verse mejoradas como consecuencia del aporte que el otro sistema puede realizar para sostener las condiciones de emergencia o transitorias logrando una mayor eficiencia del sistema conjunto.
- ✦ En muchos de los sistemas eléctricos de América del Sud no existen criterios de desempeño mínimo explícitos y respetados que permitan preservar la seguridad y calidad del servicio eléctrico dentro de límites acotados.

Con referencia al aspecto económico asociado a la confiabilidad se pueden hacer los siguientes comentarios:

- ✦ Los parámetros que definen el desempeño del sistema, es decir que determinan la calidad del servicio ofrecida por el sistema eléctrico, deben ser elegidos teniendo en cuenta la relación entre el costo de la calidad o confiabilidad y el costo de la no calidad o no confiabilidad.

- ✦ Si los países tienen diferentes disposición al pago de los usuarios por una determinada confiabilidad o seguridad de suministro, se debe llegar a soluciones económicas que compensen la diferencia de calidad o confiabilidad reconociendo los costos de las fallas transferidas, los requerimientos de potencia, etc.
- ✦ Los costos asociados a los parámetros de desempeño, son de corto plazo y también de largo plazo. Los primeros corresponden a costos de operación fuera del “óptimo” del parque generador, para respetar las restricciones que imponen los parámetros de desempeño mínimo, satisfacer criterios de seguridad, y a los costos de falla o racionamiento incurridos por los usuarios frente a las indisponibilidades. Los costos de largo plazo consideran además los costos de inversión asociados a remover aquellas restricciones que sean económicamente rentables.
- ✦ La valorización de la energía no suministrada que se suele establecer regulatoriamente no es suficientemente representativa para fallas de corto plazo. Es así que de adoptarse solo el criterio del óptimo económico con los valores vigentes de energía no suministrada puede llegarse al convencimiento que en la mayoría de los países es posible apostar a una operación con riesgo de colapso, o difícilmente se puedan hacer las inversiones que requiriera una confiabilidad estándar. Las grandes fallas que existieron en Argentina, Brasil y Chile son un ejemplo adecuado para el análisis del significado económico de la calidad.

En relación al aspecto normativo se puede destacar lo siguiente:

- ✦ En un mercado desregulado la calidad y la confiabilidad del servicio son resultado de las obligaciones establecidas a los agentes y su efectivo control o de la inducción de comportamiento que pueden realizar las señales económicas tales como penalidades o premios.
- ✦ Las regulaciones de pago de capacidad, del reconocimiento a las reservas, del pago de la regulación de frecuencia, del reconocimiento o compensación por la energía no suministrada establecerán el nivel de calidad que se obtendrá. Las obligaciones de diseño u operativas o las penalidades asociadas fijarán la confiabilidad obtenida.
- ✦ La experiencia internacional en mercados desregulados es incipiente, no obstante se puede observar que se requiere de un conjunto de regulaciones y de políticas de control que den la consistencia a los requerimientos que se realizan a los diferentes actores. Estas necesariamente deben considerar la historia y los comportamientos de cada mercado.

VI. EL ANÁLISIS DE LOS INCENTIVOS EXISTENTES A LA REALIZACIÓN DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Tal como fuera mencionado se concentró el esfuerzo del presente análisis y propuesta en los requerimientos para que las interconexiones se realicen impulsadas por la actividad privada.

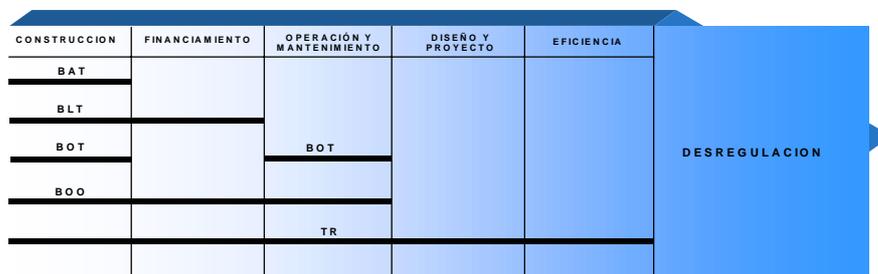
Se analizarán las alternativas de participación del sector privado y las metodologías de decisión de las ampliaciones.

1. Alternativas de participación del sector privado

Existen varias alternativas de participación de los agentes privados en las expansiones de un sistema de transmisión, que son:

BAT (Build and Transfer): Contrato por construir y transferir la instalación de transmisión a la compañía de transporte.

BLT (Build, Lease, Transfer): contrato por construir, arrendar por la vigencia del contrato y transferir la instalación a la compañía de transporte.



BOT (Build, Operate, Transfer): Contrato por construir, operar durante la vigencia del contrato y transferir la instalación a la compañía de transporte.

BOO (Build, Operate, Own); contrato por construir, operar durante la vigencia del contrato, y conservar la propiedad de la instalación a su vencimiento.

TR transmisor de riesgo: El inversor decide la inversión en transmisión en función de los peajes que espera obtener o de los contratos de suministro realizados. Es un BOO pero no bajo un contrato sino a riesgo del propio inversor.

El ingreso de la competencia en los mercados afectó también al sector de transmisión y la participación del sector privado fue evolucionando a nuevas formas donde la asignación de riesgo fue modificándose.

Así en Argentina, en Perú, en Colombia y en Brasil se estableció un sistema de expansión donde la contratación incluye el proyecto, el financiamiento la construcción y la operación del sistema de transmisión (BOO).

Actualmente se ha producido un avance adicional en esta dirección que es la del inversor de riesgo, tal como se introdujo en Argentina y en Brasil para las interconexiones. Esta metodología proviene de esquemas similares realizados en gas donde el inversor es responsable de la eficiencia económica de la expansión además de su construcción, operación y financiamiento. Es en definitiva el equivalente de las centrales generadoras que ingresan en un mercado competitivo.

La participación del sector privado requerida es muy diferente en los distintos casos y debe ser definida y está asociada con el tipo de empresa de transmisión existente, de planificación de señales económicas, etc. Los esquemas de menor participación tipo BAT están asociados a empresas de transmisión monopólicas y a planificación centralizada, en cambio aquellos de mayor participación están asociados a esquemas más liberales donde el estado participa sólo en regulación y control.

2. La planificación de las interconexiones y las señales tarifarias que deben emitir los mercados

a) Interconexión planificada

La expansión óptima de una interconexión en un ambiente integrado puede ser definida realizando evaluaciones conjuntas, tales como las que efectuaron oportunamente muchos países de la región, tratando de minimizar el costo de expansión y operación del sistema de cada país

Cuando en cambio existen mercados en cada país con desintegración vertical es más complejo realizar esa optimización conjunta. Los agentes de cada país tienen su propia planificación de expansión que no siempre puede ser conocida con precisión por el organismo planificador, en aquellos países en el que éste existe.

No obstante en países donde esa planificación existe o donde el sector está en manos del estado las restricciones al desarrollo eficiente de interconexiones están dados por:

- Falta de acuerdos bilaterales o la existencia de una decisión política de mantener dentro de las fronteras del país la producción que asegura el suministro de la demanda nacional.
- Evaluaciones parciales o estáticas de los beneficios que produciría una interconexión, lo que indicaría una inadecuada planificación conjunta.

Parece entonces conveniente que se incentive la eliminación de las barreras impuestas en estos casos, mediante una amplia difusión de los beneficios que podría brindar un acuerdo político de integración.

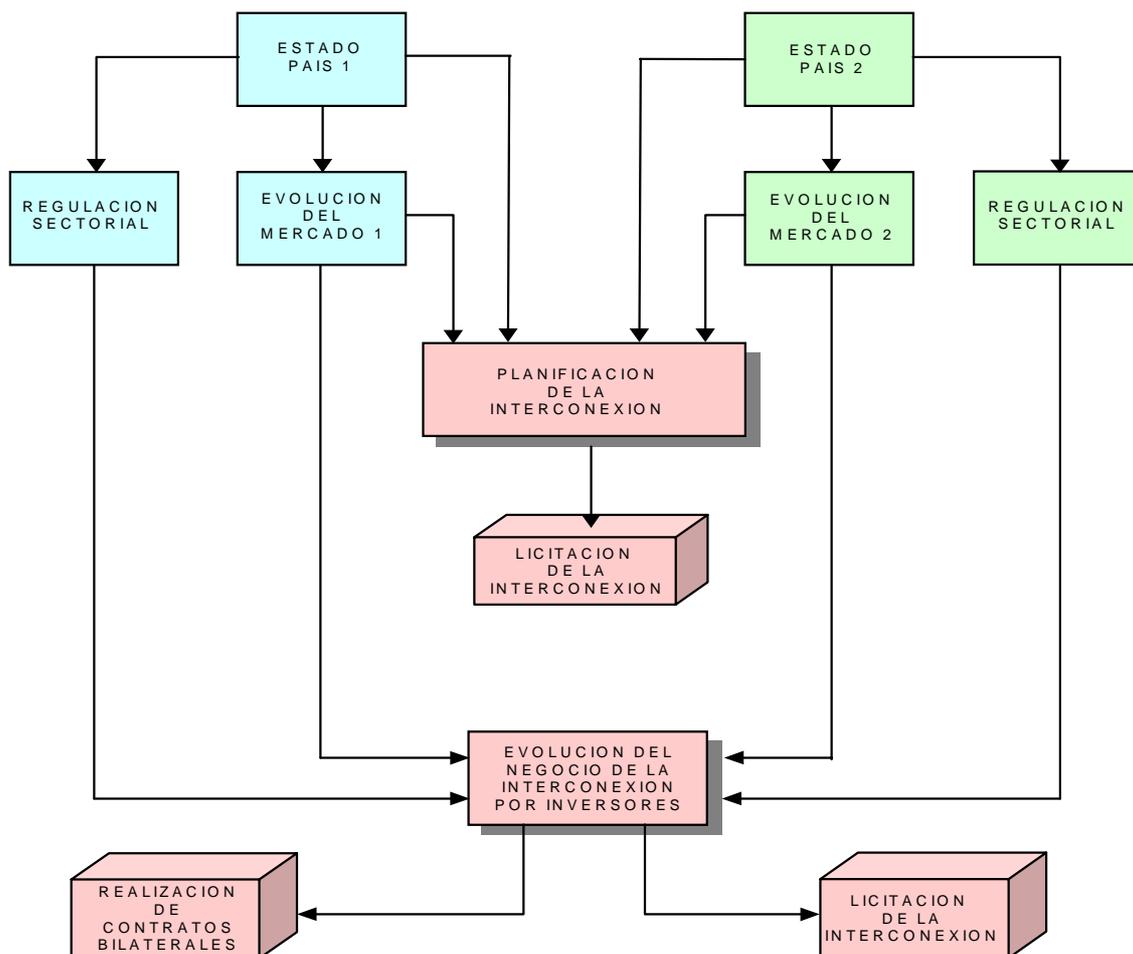
Si bien es posible incentivar el desarrollo de las interconexiones planificadas por el estado cuando las condiciones existentes lo permiten, parece poco factible que este modelo sea el motorizador de las interconexiones en un sector regional que está virando a una mayor participación del sector privado.

Es por ello que en el resto de este informe nos dedicaremos a analizar el tema de la ejecución de las interconexiones por decisión de los agentes privados que vean una oportunidad comercial en su ejecución.

b) Interconexión desarrollada por los inversores a riesgo

Ningún sistema de transporte debería ser visualizado como la suma lineal de un conjunto de interconexiones dado su carácter sistémico, es decir que la función que ejerce el sistema en su conjunto es más que la suma de cada elemento individual. Este es un argumento que puede cuestionar la lógica de la realización de expansiones vinculadas a interconexiones sin una planificación sectorial, dado que esto podría parecer muy ineficiente. No obstante lo indicado, existe por el otro lado, dificultades en realizar planificaciones del sistema debido a que las mismas están asociadas a un futuro incierto, ya que está sujeto a la acción de muchos agentes, las cuales no siempre son predecibles.

METODOLOGIA DE PLANIFICACION



El planificador debe asumir ciertos criterios o decisiones por las que no asume sus costos (si la planificación es incorrecta de todos modos los costos de la interconexión deben ser asumidos por el sector). Dado que las interconexiones afectan el negocio individual, su realización debe ser previsible para no afectar el desarrollo de los negocios en cada país. En este caso los inversores ya no “ven” el sistema físico, y la señal que reciben son los precios de ambos mercados y la posibilidad de hacer arbitraje entre ellos.

Si los precios en ambos lados reflejan correctamente los costos de la producción y de los servicios que se pueden transferir tales como la energía, la capacidad de generación, los servicios de transmisión y los servicios complementarios resultantes de las diferentes opciones de inversión en la generación y transmisión las decisiones que resulten de los inversores que participan del proceso competitivo serán iguales a las del proceso de planificación. En caso contrario, la realización de las interconexiones se desviarán de las óptimas, y habrá una pérdida en la eficiencia económica.

Consecuentemente, para evaluar si las interconexiones se realizaran motorizadas por las fuerzas del mercado, es necesario analizar las señales económicas, y la libertad de acceso y participación en dicho mercado.

3. Los productos y servicios que se comercializan en una interconexión

Los productos y servicios que se comercializan e intercambian en una interconexión son:

- **Energía:** de acuerdo al tipo de intercambio, puede tratarse de energía contratada en firme o de oportunidad.
- **Potencia:** a través de contratos de mediano o largo plazo (contratos de potencia firme), o transacciones de corto plazo, o como reserva fría.
- **Servicios complementarios:** son servicios relacionados con los requisitos de operación y calidad de servicio y garantía de suministro.

Existe además un **Servicio de transmisión** que se requiere para poder entregar los productos o servicios mencionados anteriormente.

4. Características de las interconexiones internacionales

Las interconexiones entre sistemas pueden ser de distintas características y requerir diferentes señales del mercado para ser construidas.

El costo de la interconexión debe ser recuperado con independencia del uso de la misma, por lo que se la puede asimilar a un pago de potencia por una vinculación puesta a disposición. En términos comerciales la manera más simple de obtener un reaseguro de recuperar los costos de esta inversión es realizar un acuerdo bilateral de venta de potencia firme. Esta etapa inicial de integración, generalmente está marcada por una diferencia de los costos marginales de largo plazo entre los países, lo que permite basar las mismas en acuerdos con bajo nivel de flexibilidad.

En esta etapa se requiere que no haya ninguna limitación a la realización de contratos firmes tales como:

- Interrumpibilidad del suministro debido a requerimientos ajenos a las partes del contrato.
- Falta de habilitación de la capacidad de transmisión firme.
- Imposición de costos adicionales a los contratos de suministro.

En la medida que exista mayor confianza y conocimiento del mercado conjunto se pueden desarrollar interconexiones basadas en el uso de las oportunidades que brindan ambos mercados, tales como transacciones de oportunidad, calidad y servicios complementarios.

Aunque los costos marginales de largo plazo en ambos sistemas se acerquen, las complementariedades entre sistemas y las asimetrías estructurales hacen que sea muy rentable el incremento de la interconexión.

Cuando se llega a esta etapa, los contratos bilaterales firmes no son suficientes para justificar por sí mismos una interconexión y es necesario que se eliminen las limitaciones que se introducen por:

- Falta o inadecuado reconocimiento de la potencia y los servicios complementarios.
- Imposición de costos adicionales a los intercambios que dificultan la transacción.

En este último punto, la necesidad de la prestación de servicios de operación del sistema y administración del mercado común es importante, en la misma medida que lo es para un sistema nacional.

5. Metodología de evaluación de los incentivos existentes a la realización de interconexiones

Tal como se ha expresado existen dos marcos políticos generales de integración:

Sistemas con acuerdos de integración plena “Mercados integrados”: En este grupo se inserta el Mercosur, cuyos miembros han firmado el “Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el Mercosur” que establece:

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

Este memorándum permite que las interconexiones se realicen basadas en un “Mercado Integrado” donde al tratar del mismo modo la oferta y demanda propia de un país que la del país vecino, es posible considerar los intercambios como compromisos de largo plazo, donde si no existiese el costo de transmisión y los límites de producción, se podría alcanzar un costo marginal de largo plazo único.

Este esquema comprende a Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay, y Uruguay

Sistemas con acuerdos de intercambio: El resto de los países, es decir aquellos del Sistema Norte (Ecuador, Perú, Colombia y Venezuela) no tienen éste tipo de acuerdo y en consecuencia su regulación trata de sostener su precio de largo plazo diferenciando las exportaciones de largo plazo de las de corto plazo.

En estos países, se puede ver además que existe una importante diferencia de costos marginales, lo que indicaría que la falta de expansión se debe a que no existe un acuerdo político global que lo sostenga .

La evaluación de los incentivos existentes para el desarrollo de interconexiones no puede dejar de considerar el marco político en el que está inserta cada interconexión, y quizás, ésta es la primera e importante evaluación: una plena integración sólo se logra si el acuerdo político existe.

En términos técnicos, y haciendo abstracción de los marcos políticos identificados, se procederá a realizar la evaluación de los incentivos al desarrollo de las interconexiones regionales considerando los beneficios para cada una de las transacciones que se describen a continuación:

- Contratos firmes
- Intercambios de oportunidad
- Intercambios de emergencia
- Servicios complementarios
- Transacciones de calidad
- Regulación de los peajes para transito de energía
- Confiabilidad

Cada uno de ellas tiene un valor que puede ser captado para la ejecución de la interconexiones.

Es necesario relativizar las evaluaciones dado que al hacerlas en forma genérica pueden no ser representativas del valor que cada uno de esos servicios tiene en cada caso. Por ejemplo la diferencia de precios entre Ecuador y Colombia justifica la realización de una interconexión con independencia de si se diferencia el precio local del precio de exportación en el Mercado Colombiano.

VII. ANALISIS CRITICO DE LAS SEÑALES QUE RECIBEN LOS INVERSORES PARA EL DESARROLLO DE LAS INTERCONEXIONES

a) ARGENTINA

Es un país cuyo mercado está desarrollado y en el cual los cambios reglamentarios que se suceden son debidos a la evolución natural del sistema.

Se pueden realizar los siguientes comentarios a las señales que reciben los inversores:

Los contratos firmes: La regulación existente, especialmente aquella asociada a contratos firmes y a transporte firme, permite el desarrollo de estos contratos y la transmisión asociada. Se ha permitido el acceso regulado a la capacidad remanente, que si bien reduce los incentivos que puede tener el inversor, por otro lado permite un uso más eficiente y el desarrollo de un mercado competitivo.

El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al libre acceso a la transmisión. La actividad de comercialización está habilitada regulatoriamente aunque limitada por la metodología de asignación de precios a los usuarios cautivos, que no facilita la realización de contratos.

El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia La regulación vigente no reconoce los distintos servicios que presta la potencia.

Los intercambios de oportunidad: Las limitaciones que existen están asociadas a la falta de un mercado común con reglas coordinadas. Por ejemplo, el costo de la potencia en exportaciones spot, la expansión de la transmisión y el reconocimiento de los cargos de transmisión.

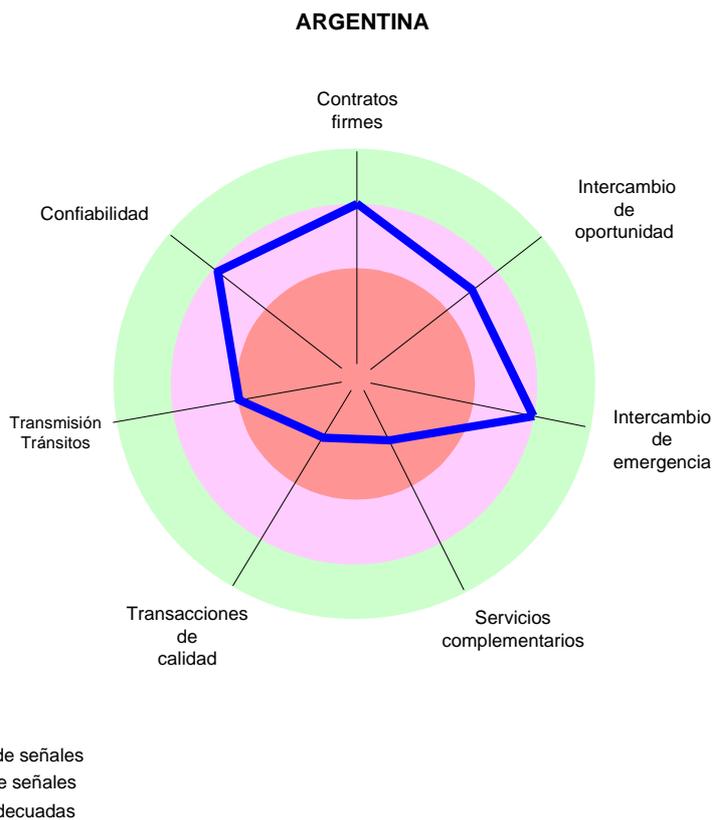
Los servicios complementarios: Están reconocidos exclusivamente dentro del ámbito nacional y se trasladan las responsabilidades asimilando la de los comercializadores internacionales a la de los agentes nacionales.

El servicio de transmisión nacional: El servicio de transmisión si bien es extremadamente abierto al ingreso de nuevos comercializadores, tiene elementos en el diseño que deberían ser analizados en el marco de una integración regional.

La falta de reconocimiento de las inversiones como se realiza al sistema existente, la falta de aplicación efectiva del transporte firme en el país, así como la imposibilidad de expandir el mismo asociado a intercambios de oportunidad son limitantes para la etapa de consolidación de las interconexiones.

La confiabilidad: Si bien Argentina ha avanzado mucho en los temas asociados a la confiabilidad de servicio, ésta no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado y el sistema permite transferencias de calidad sin una compensación adecuada.

El nivel de desconexión de generación es un tema sobre el que Argentina debería realizar un exhaustivo análisis.



b) BOLIVIA

Es un país cuyo mercado ya ha sido desarrollado. No obstante todavía tiene algunos aspectos regulatorios en profundización.

Los contratos firmes: El desarrollo de los contratos firmes está avalado por la regulación existente que los define. En cambio el transporte firme en la interconexión debe ser definido.

El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al acceso de la transmisión. Con respecto a las funciones de comercialización están limitadas por la magnitud de mercado y la ausencia de esa figura en términos formales.

El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia: La regulación asociada al reconocimiento de potencia está en análisis. No se reconoce los distintos servicios en los que se puede dividir la potencia puesta a disposición.

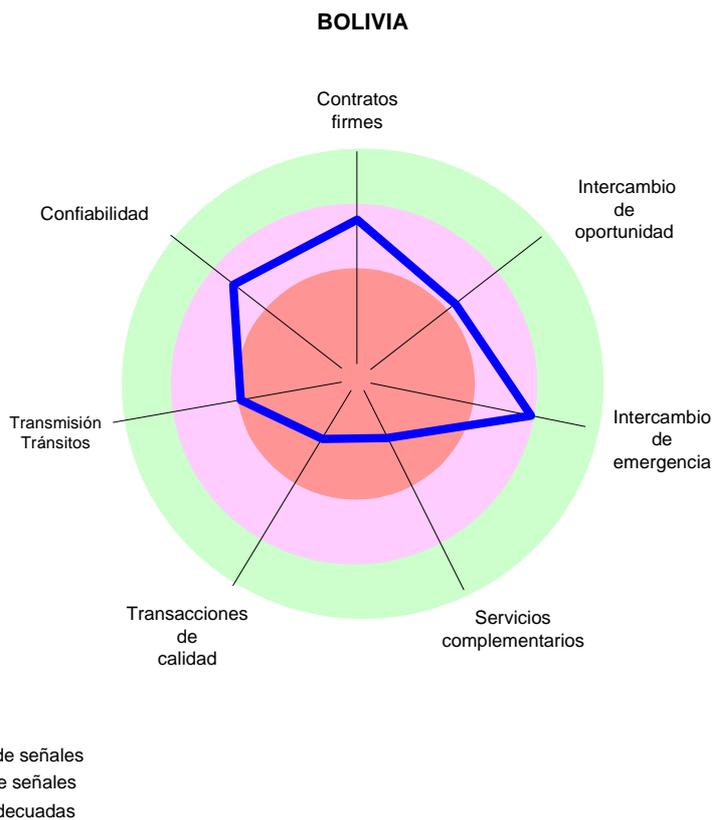
Los intercambios de oportunidad: No están desarrolladas las normas operativas asociadas.

Los servicios complementarios: No están desarrolladas las normas de detalle.

El servicio de transmisión nacional: El servicio de transmisión se abona aplicando una metodología de uso por área de influencia asignando así los cargos para los generadores y para la demanda. Cada demanda abona su participación en el uso del área asignada a la demanda en proporción a su requerimiento máximo.

El uso de las instalaciones de transporte fuera del Sistema Troncal de Interconexión, destinadas a transportar electricidad para exportación debe ser convenido entre el exportador y el Transmisor. Esto introduce un trato discriminatorio para la exportación con respecto al sistema nacional.

La confiabilidad: Están en desarrollo estudios para definir los niveles de desempeño mínimo requeridos aunque existen niveles provisorios. De todos modos se requiere mucho más desarrollo en el tema para disponer de una confiabilidad homologable.



Las restricciones mencionadas son sólo técnicas, dado que las interconexiones que se realizarán entre Brasil y Bolivia se pueden asemejar a la conexión de un generador aislado por la diferencia de tamaño relativo. Es más quizás exista algún sobreincentivo debido a que los cargos de transporte que aplica Brasil no son proporcionales a la distancia de transmisión.

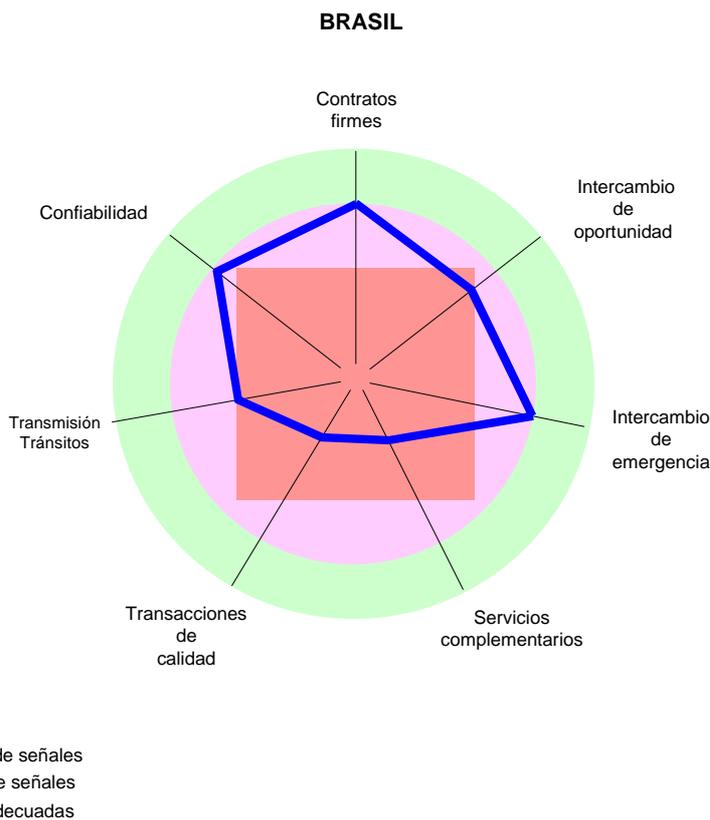
c) BRASIL

Es un país cuya regulación está desarrollada, pero que todavía está en estado de transición debido especialmente a las privatizaciones pendientes y a la existencia de contratos iniciales que desaparecerán a partir del año 2003.

Se pueden realizar los siguientes comentarios a las señales que reciben los inversores:

Los contratos firmes: El desarrollo de los contratos firmes está adecuadamente sostenido con la regulación existente que define los contratos firmes y el transporte de uso exclusivo. No obstante la asignación de los racionamientos del sistema de manera proporcional con independencia del contrato firme asociado representa un desincentivo a la realización de exportaciones.

El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al libre acceso a la transmisión, excepto aquellas producto del sistema de planificación impuesto que puede trabar la realización de una interconexión o indicar el punto más conveniente reduciendo la libertad del mercado. El uso exclusivo que se le asigna a la interconexión y la necesidad de negociar el libre acceso son una limitación al intercambio de oportunidad.



El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia: El reconocimiento del pago de potencia está siendo desarrollado y en proceso de aprobación.

Los intercambios de oportunidad: Los intercambios de oportunidad tienen las limitaciones mencionadas respecto a la transmisión y las correspondientes a la falta de un mercado regional.

Los servicios complementarios: Sólo son reconocidos dentro del ámbito nacional y no hay normas respecto a los intercambios internacionales.

El servicio de transmisión nacional: El servicio de transmisión tiene elementos en el diseño regulatorio que deberían ser analizados en el marco de una integración regional eficiente, tales como el pago de una proporción del cargo de transmisión estampillado, y el pago del cargo de transmisión por exportación en función de su máximo requerimiento.

La confiabilidad: Si bien Brasil tiene un sistema muy desarrollado no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado especialmente porque no está sometido plenamente a las fuerzas del mercado.

El nivel de desconexión de generación y el uso de la transmisión en condiciones de emergencia son temas en los que resultaría conveniente que exista una mayor precisión.

La magnitud del mercado brasileño comparada con la de sus vecinos y sus requerimientos de energía hace que sea el gran motorizador regional de las interconexiones regionales, por lo que sus políticas son críticas en ese desarrollo.

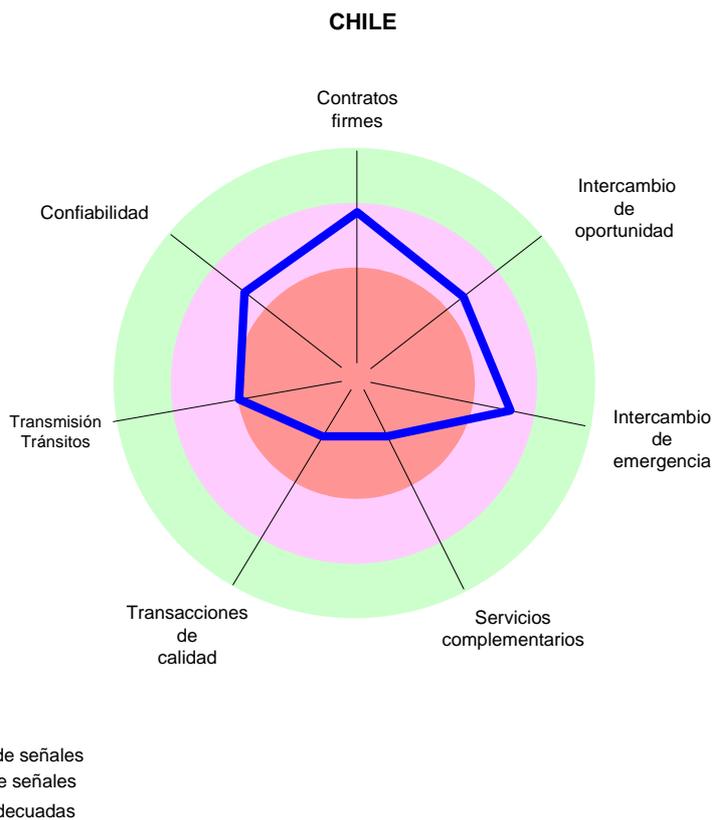
d) CHILE

Es un país cuyo mercado está desarrollado y en el cual los cambios reglamentarios que se suceden son debidos a la evolución natural del sistema.

Se pueden realizar los siguientes comentarios a las señales que reciben los inversores:

La regulación de exportación e importación no ha sido aprobada, elemento que dificulta la realización de interconexiones al existir interpretaciones diversas sobre el transporte firme, las restricciones a la exportación, el reconocimiento de la capacidad, los peajes firmes y de oportunidad, etc.

El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al acceso de la transmisión de existir capacidad remanente en el sistema nacional. Con respecto a las funciones de comercialización están limitadas por no existir esa figura en la regulación Chilena, pero puede ser resuelta mediante la adquisición de una pequeña unidad de generación.



El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia: La regulación del pago de potencia está en discusión especialmente sobre si el reconocimiento de la potencia es de corto o de largo plazo. Esta variación puede ser vista como un desincentivo para los intercambios que van en ambos sentidos.

Los intercambios de oportunidad: Se requiere se desarrolle la regulación de los intercambios de oportunidad .

Los servicios complementarios: Sólo son reconocidos dentro del ámbito nacional y están a cargo de los generadores.

El servicio de transmisión nacional: El servicio de transmisión si bien está abierto al ingreso de nuevos usuarios, tiene elementos en el diseño que deberían ser analizados en el marco de una integración regional, especialmente la necesidad de negociación con el agente transmisor y la eventual necesidad de arbitraje. El nivel de uso del sistema existente es uno de los puntos críticos, sobre todos, si se pretende su maximización en condiciones de emergencia.

La confiabilidad: Chile no ha avanzado mucho en los temas asociados a la confiabilidad de servicio tales como normas operativas, controles, etc. que defina un nivel de calidad homologable.

Particularmente críticos para la interconexión Argentina-Chile son algunos de los puntos mencionados dado que esta interconexión sólo es rentable en la medida que los intercambios en ambos sentidos puedan ser realizados libremente. La posible realización de interconexiones por necesidades de desarrollo nacional en Argentina también es otro elemento crítico que puede favorecer o retardar la realización de tales interconexiones por inversores privados a riesgo.

e) COLOMBIA

Es un país cuyo mercado está desarrollado y en el cual los cambios reglamentarios que se suceden, en general, son debidos a la evolución natural del sistema. De todos modos está en un proceso de cambio asociado a privatizaciones pendientes y a la instalación del operador independiente y el administrador de intercambios comerciales.

Se pueden realizar los siguientes comentarios a las señales que reciben los inversores:

Los contratos firmes: El desarrollo de los contratos firmes está avalado en la regulación existente cuando se realicen para más de cinco años de duración aunque sometido al racionamiento del sistema colombiano. Aquellos firmados por menor plazo adquieren la característica de prioritariamente interrumpibles en condiciones de racionamiento.

Los precios del mercado interno no son afectados por la exportación definiendo dos mercados el nacional y el internacional. Esta decisión amortigua el efecto de la exportación sobre los precios de mercado local reduciendo las señales sobre los generadores nacionales.

El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al acceso de la transmisión. En las interconexiones internacionales el acceso debe ser convenido entre las partes.

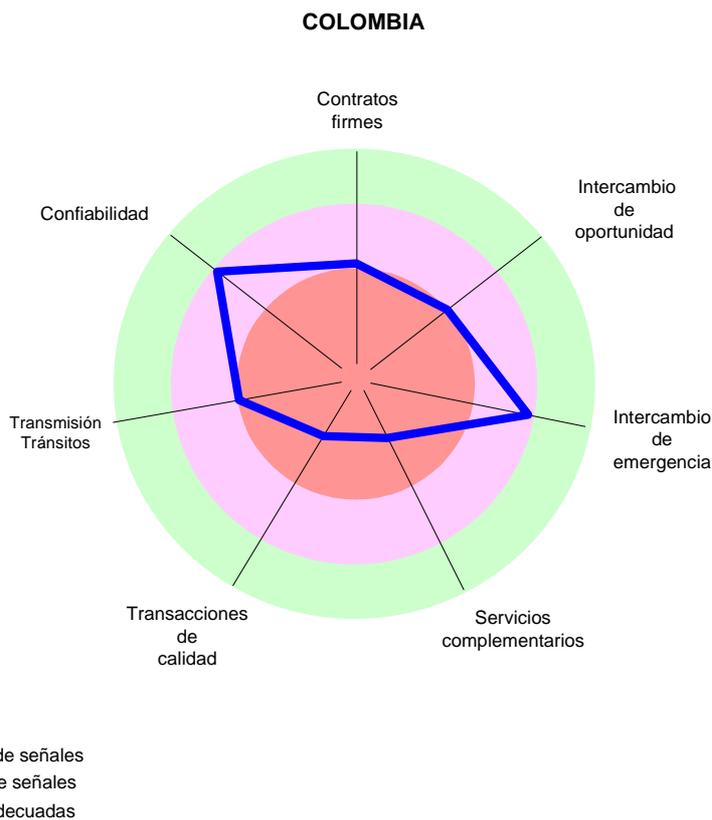
El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia: La regulación reconoce los servicios de potencia para año seco no valorizando el resto de los servicios.

Los intercambios de oportunidad: Los intercambios de oportunidad tienen limitaciones asociadas al uso del sistema de transmisión y a los sobrecostos que se le asignan cuando se exporta.

Los servicios complementarios: Sólo son reconocidos dentro del ámbito nacional.

El servicio de transmisión nacional: El servicio de transmisión tiene elementos en el diseño que deberían ser analizados en el marco de una integración regional. Un cargo estampilla sobre la demanda puede introducir restricciones al desarrollo eficiente de las interconexiones.

La confiabilidad: Colombia tiene un desarrollo avanzado en los temas asociados a la confiabilidad de servicio, no obstante no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado.



La diferencia de precios entre los países vecinos indicaría que es posible incrementar el desarrollo de interconexiones con el marco regulatorio existente. Las restricciones a su desarrollo se deben fundamentalmente al proceso de transformación en que se encuentran los países vecinos y otros problemas ajenos al sector.

f) ECUADOR

Es un país cuyo mercado está en vías de desarrollo y donde aún no se han privatizado las empresas estatales.

Se pueden realizar los siguientes comentarios a las señales que reciben los inversores:

Los contratos firmes: El enfoque regulatorio sobre exportación de energía, que establece la Ley Marco, es restrictivo al prever que se autoriza sólo la exportación de los excedentes producidos luego de que se satisfaga la demanda nacional. La exportación no forma precio estableciendo discriminación entre la demanda local y la demanda extranjera.

Dada la falta de oferta en el mercado de Ecuador y los precios de la energía, esta restricción parece no ser relevante.

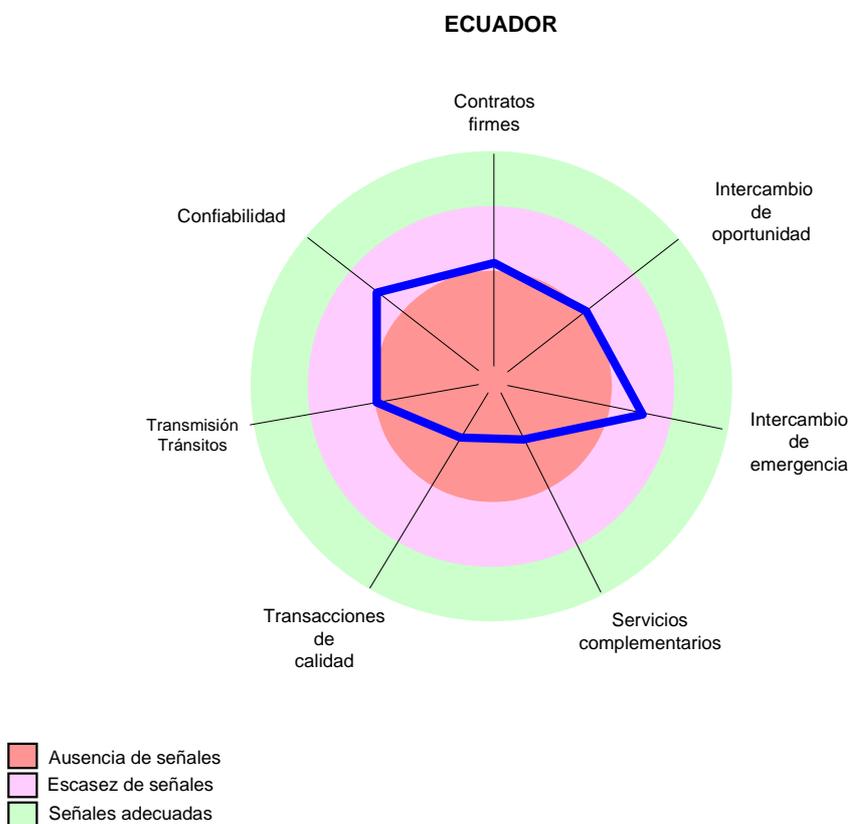
El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al acceso de la transmisión. Con respecto a las funciones de comercialización están limitadas por no estar autorizado el agente comercializador.

El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia: La regulación en vías de aplicación da una respuesta a las distintas valorizaciones de los servicios de potencia según sea el servicio para el que es requerido. No obstante no da participación a la demanda para suministrar esa reserva con su interrumpibilidad.

Los intercambios de oportunidad: Falta una regulación detallada que establezca las características de los intercambios de oportunidad.

Los servicios complementarios: Sólo son reconocidos dentro del ámbito nacional.

El servicio de transmisión nacional: el peaje es abonado por la demanda con una tarifa del estilo estampilla, introduciendo restricciones al desarrollo no planificado de ampliaciones.



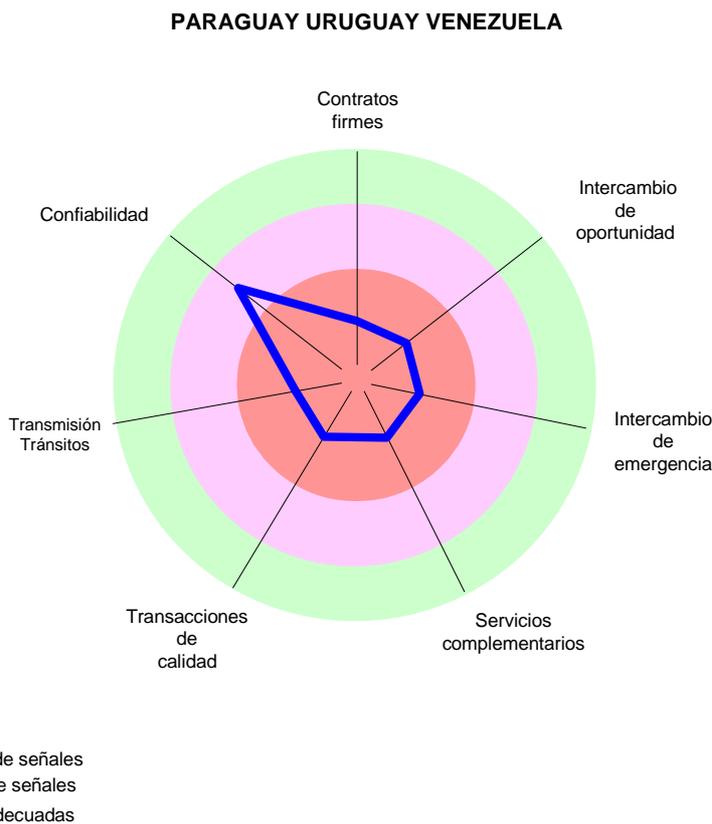
La confiabilidad: El sistema de sostenimiento de la confiabilidad en términos prácticos requiere un mayor desarrollo normativo.

g) PARAGUAY

Es un país en el que no existe mercado y debe convenirse con ANDE la realización de las interconexiones dado que es una empresa monopólica.

No existe ninguna restricción a la realización de un convenio con ANDE para realizar una interconexión en su territorio que facilite el tránsito de energía.

El sistema interconectado Paraguayo deberá mantenerse desconectado del sistema Argentino hasta que se desarrolle una interconexión de 500KV entre Yacyretá e Itaipú.



h) PERU

Es un país cuyo mercado está desarrollado y en el cual los cambios reglamentarios que se suceden son debido a la evolución natural del sistema.

Se pueden realizar los siguientes comentarios a las señales que reciben los inversores:

Deben desarrollarse las regulaciones asociadas a la exportación y a la importación.

El libre acceso y comercialización: No existen limitaciones al acceso a la transmisión. La expansión de la transmisión la deben realizar los agentes en función de sus requerimientos.

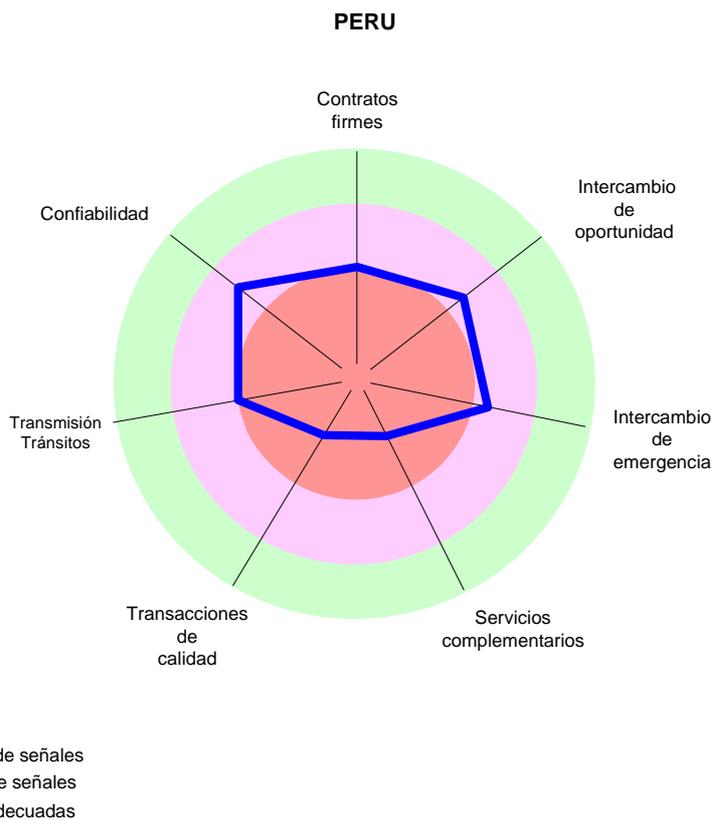
El reconocimiento de los distintos servicios de la potencia. La regulación asigna la potencia de una manera que ha tenido sucesivas modificaciones. No es representativa de los diferentes servicios que presta la potencia.

Los intercambios de oportunidad: No está establecida su regulación.

Los servicios complementarios: Son suministrados por los generadores como obligación y no está establecido su tratamiento para las interconexiones. No hay reserva operativa.

El servicio de transmisión nacional: El servicio de transmisión está a cargo de los generadores a partir de su potencia firme, con lo que puede ser visto como un incentivo al uso de oportunidad. El sistema principal lo abonan los generadores en función de la potencia retirada en sus contratos.

La confiabilidad: La confiabilidad de servicio no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado.



i) URUGUAY

Es un país cuyo mercado no está desarrollado y por lo tanto las interconexiones deben ser analizadas con UTE. Tiene un pliego de transmisión donde se fijan los peajes por zona, a la que debe adicionarse un cargo por uso en la zona central. Los importadores o exportadores con contratos de potencia firme, deberán abonar por la potencia máxima contratada para los siguientes 12 meses en el período representativo del uso de la etapa. Estas señales de transmisión, de confirmarse, desincentivan el uso de oportunidad de la transmisión.

j) VENEZUELA

En el sistema venezolano no se ha desarrollado el mercado. En la formulación de las tarifas, intervienen aspectos como son lineamientos y políticas del Ejecutivo enmarcadas dentro de la administración macroeconómica de las finanzas públicas. EDELCA, una de las empresas monopólicas del sector, participa de la bolsa de Colombia. El desarrollo de las interconexiones en ambiente de mercado podrá analizarse cuando se desarrolle la regulación respectiva. En la nueva ley se prevén los comercializadores y se establece que los intercambios internacionales de electricidad en alta tensión estarán sujetos a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas. Estos intercambios no deberán desmejorar la calidad y la continuidad del servicio, ni incrementar el precio de la energía o de la potencia eléctrica en el mercado nacional. La expansión del Sistema de Transmisión se realizará de acuerdo con el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional y estará abierta a todos los inversionistas.

2. Análisis comparativo general

En las planillas del adjunto A se presenta una comparación global de los mercados desde el punto de vista de las interconexiones y en los gráficos siguientes se indica los mismos calificando los desincentivos.

Características regulatorias e institucionales										
TEMA	PAISES									
	AR	BO	BR	CH	CO	EC	PA	PE	UR	VE
Mercado										
Estado de avance de la desregulación			■				■	■	■	■
Estado de avance de la privatización			■		■	■	■		■	■
Restricciones a la comercialización		■		■		■		■		
Grado de diversificación del mercado				■		■				
Despacho óptimo							■			
Acceso abierto a la información							■			
Nivel de modificaciones reglamentarias							■			
Cargo de capacidad en el mercado spot		■	■	■						
Servicios auxiliares		■	■	■				■		
Flexibilidad de contratos		■	■	■		■				
Transferencia precio mayorista	■		■	■		■				
Impulsor de la expansión de la generación						■	■			
Instrumentos financieros	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Institucional										
Transparencia del mercado							■	■	■	■
Organismo regulador (emisión de normas)							■	■	■	■
Organismo controlador de concesiones							■	■	■	■
Políticas sectoriales							■	■	■	■
Operador del sistema							■	■	■	■
Administrador del mercado							■	■	■	■
El organismo planificador/ prospectiva							■	■	■	■
Resolución de disputas							■	■	■	■
Participación del estado en el mercado			■			■				
Transporte nacional										
Características Generales	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Restricciones de transporte	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Acceso libre	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Metodología de expansión		■	■	■	■	■	■	■	■	■
Definición de peajes.			■	■	■	■	■	■	■	■
Remuneración del Transporte							■	■	■	■
Calidad de servicio (reg.económica)										
Sistema transaccional de la calidad	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Valorización económica de la calidad	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Penalidades y premios a los agentes	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Ausencia de señales	■
Escasez de señales	■
Señales adecuadas	■

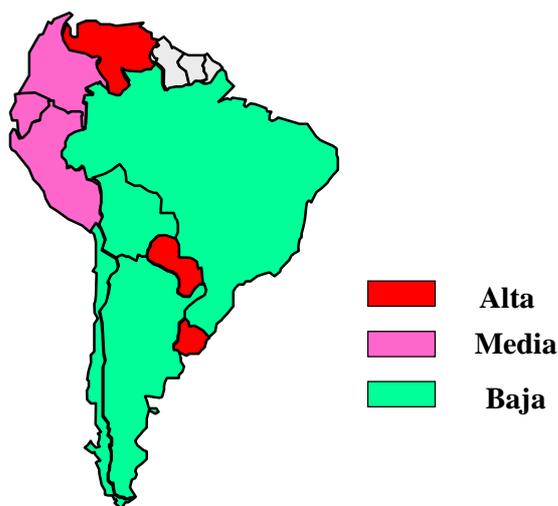
Características regulatorias e institucionales										
	PAISES									
TEMA	AR	BO	BR	CH	CO	EC	PA	PE	UR	VE
Importación /exportación										
Interc. internacionales firmes/oportunidad										
Transacciones de calidad										
Transacciones de Servicios auxiliares										
Marco legal										
Transporte internacional										
Libre acceso										
Sistema de expansión										
Transporte firme										
Calidad de servicio										
Criterios de desempeño mínimo										
Estado de los procedimientos operativos										

Ausencia de señales	
Escasez de señales	
Señales adecuadas	

3. Análisis de las restricciones a la realización de interconexiones

En los siguientes gráficos se indica el nivel de restricciones que se introducen al desarrollo de interconexiones.

a) Nivel de restricciones a la realización privada de interconexiones firmes



PAIS	COMENTARIOS
ARGENTINA	Están habilitadas
BOLIVIA	Están habilitadas
BRASIL	Están habilitadas
CHILE	Están habilitadas
COLOMBIA	Las interconexiones son para uso prioritario del que las construyó. Existen restricciones a la exportación y no forma precio.
ECUADOR	Existe cierto grado de firmeza asociado a la metodología de acceso Existen restricciones a la exportación y no forma precio.
PARAGUAY	No existe un mercado eléctrico
PERU	No esta detallada la regulación para la importación exportación.
URUGUAY	No existe un mercado eléctrico
VENEZUELA	No existe un mercado eléctrico

b) Nivel de restricciones a los requerimientos de tránsito



PAIS	COMENTARIOS
ARGENTINA	La regulación existente no analiza específicamente los requerimientos de tránsito.
BOLIVIA	La regulación nacional no tiene en cuenta específicamente los requerimientos de tránsito La necesidad de acuerdos entre partes en el transporte internacional es una restricción al uso en tránsito.
BRASIL	La existencia de pagos estampillados así como el uso exclusivo de las interconexiones internacionales son restricciones al uso en tránsito.
CHILE	El uso del sistema de transmisión requiere una negociación entre partes previa.
COLOMBIA	El pago del transporte nacional estampillado por la demanda y la necesidad de acuerdos entre partes en el transporte internacional son restricciones al uso en tránsito.
ECUADOR	La restricciones a la exportación y los peajes estampillados para la demanda son restricciones a la comercialización
PARAGUAY	Se debe acordar con ANDE
PERU	No existe una regulación específica de exportación e importación
URUGUAY	Se debe acordar con UTE
VENEZUELA	Se debe acordar con los propietarios

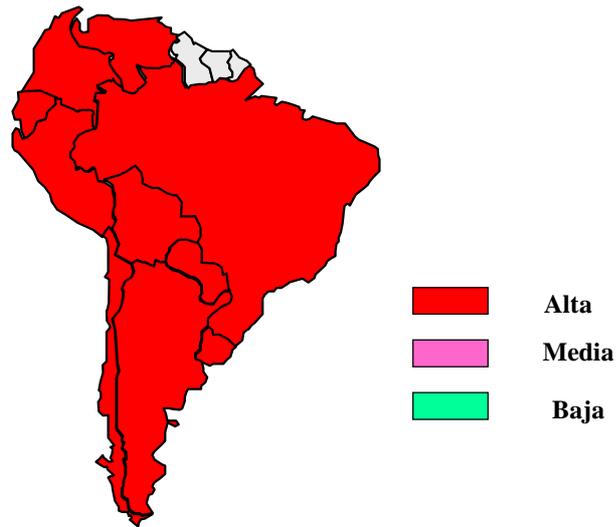
c) Nivel de restricciones a las transacciones de oportunidad

En los países que existe un mercado las Metodologías para la realización de ofertas y de cálculo de precio responden a sus propias características e introducen ciertas restricciones a la comercialización con otros países donde las características divergen. Ecuador y Colombia adicionalmente imponen ciertas restricciones a la exportación.



d) Nivel de restricciones a las transacciones de servicios auxiliares

Los servicios auxiliares en muchos países no se han desarrollado como servicio remunerado o con reglas claras de obligaciones o están en desarrollo (Brasil, Bolivia, Chile, Perú y en aquellos en los que no existe mercado). En ningún caso están habilitadas las transacciones internacionales de servicios complementarios.

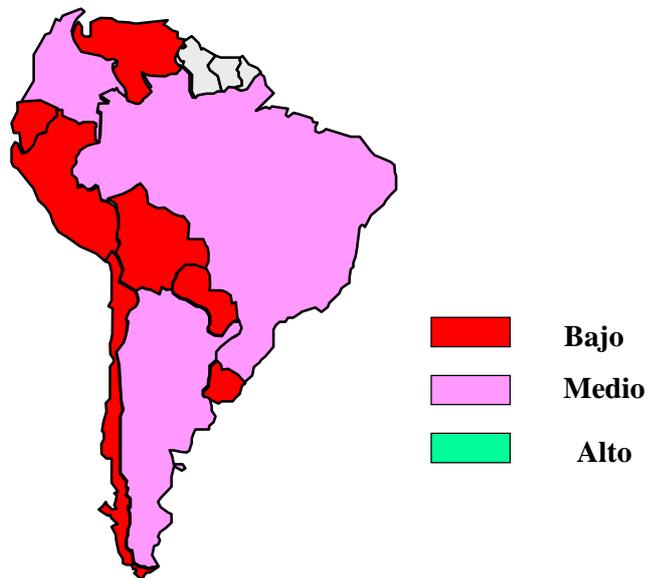


e) Nivel de restricciones a las transacciones de servicios complementarios

La calidad de servicio en los países de la región no ha alcanzado un nivel que permita su homologación.

Además existen países donde el nivel requerido debe ser establecido más detalladamente, tales como Bolivia, Chile, Perú, Ecuador.

No existen transacciones internacionales de calidad .



VIII. PROPUESTAS PARA INCREMENTAR LA INTEGRACIÓN REGIONAL REDUCIENDO LAS LIMITACIONES A SU DESARROLLO EFICIENTE

Si bien existen características específicas en cada país, y aún en cada interconexión, hay características generales de todos los mercados que introducen restricciones al desarrollo de los intercambios regionales de energía eléctrica. En términos generales éste desarrollo se encuentra limitado en su alcance y eficiencia porque:

- * Los servicios auxiliares no son compartidos.
- * Las señales económicas no siempre incentivan el uso eficiente de la potencia disponible.
- * Las transferencias spot están restringidas.
- * Las normas de calidad no son generalmente homologables, y no permiten una evaluación económica adecuada de las transferencias de calidad.
- * El gas y la electricidad tienen asimetrías que introducen ineficiencias del sistema energético.
- * No existe adecuada reciprocidad entre los países para el tratamiento de la exportación e importación.

Adicionalmente, en el área Norte de Sudamérica el nivel de acuerdos entre los gobiernos, no permite el desarrollo de interconexiones del tipo que hemos definido como de “Mercado único”. De existir un acuerdo como el mencionado en el Mercosur, sin desconocer las diferencias político - económicas que existen, seguramente se podrían desarrollar más rápidamente algunas interconexiones cuya eficiencia está demostrada.

En los acuerdos de interconexión existentes, en general, hay restricciones adicionales debidas a que en la mayoría de los casos fueron realizados bajo regímenes del sector distintos a los vigentes.

Para lograr mejorar la eficiencia y seguridad regional es necesario establecer los siguientes objetivos:

- * El logro de la máxima economía en los despachos con independencia del país en donde esté instalada la producción.
- * El fortalecer la comercialización intrafronteras.
- * Reducir al mínimo las interferencias al desarrollo comercial.
- * Mantener la confiabilidad de la red en niveles técnicamente factibles y económicamente sustentables.

El logro de esos objetivos requiere que se eliminen las restricciones generales que se han destacado y aquellas específicas de cada interconexión.

Esa eliminación exige un trabajo de detalle en la regulación de cada mercado y en los convenios de interconexión existente. No obstante, aunque se logre ese avance regulatorio en cada mercado difícilmente se pueda realizar con la coordinación y la visión regional necesaria para asegurar el éxito del proceso.

No parece factible que la organización de un mercado regional eficiente pueda ser realizada a través de una optimización de las restricciones de los mercados nacionales, sino a través de la creación de un mercado organizado con las mismas políticas con las que se han desarrollado los mercados de la región.

El organizar un Mercado Energético Regional (MEnR) permitiría:

- ✦ Incrementar la eficiencia en el abastecimiento de la demanda regional, por el mejor uso de los recursos existentes.
- ✦ Habilitar proyectos de mayor escala (especialmente en los países de menor demanda).
- ✦ Incrementar la competencia por la disminución de la participación de cada agente ante el incremento del mercado.
- ✦ Aumentar la liquidez de los mercados.
- ✦ Disminuir los riesgos de abastecimiento, protegiendo a los consumidores de la región.
- ✦ Mejorar la calidad y seguridad de suministro.
- ✦ Reducir las afectaciones al medio ambiente.

Un mercado regional organizado bajo reglas simples y estables no sólo permite fortalecer los intercambios al existir una mejor organización sino que además crea un ambiente regional que induce la reducción de las ineficiencias y las asimetrías entre países incentivando la comercialización regional.

Un mercado eficiente y sustentable, tal como lo indica la extensa experiencia en el desarrollo de los mercados nacionales, requiere:

- ✦ Un conjunto de reglas que permitan las transacciones y la transmisión de la energía.
- ✦ Instituciones que aseguren la confiabilidad del sistema y la administración del mercado.
- ✦ La separación de actividades para favorecer la competencia y asegurar la independencia de la transmisión.
- ✦ Un sistema de información adecuado.

Esta experiencia es plenamente trasladable a nivel regional: *sólo se logrará la máxima eficiencia cuando se forme un mercado regional que cumpla con las mismas lineamientos de organización que los mercados nacionales*

Para su desarrollo se requiere la elaboración de un plan estratégico que cuente con un modelo conceptual del mercado regional que sea abarcativo de todos los mercados competitivos nacionales y un plan de desarrollo que tenga en cuenta la realidad regional.

La característica actual de la región induce que las premisas necesarias para el desarrollo del mercado regional serían:

- Un modelo sectorial regional de mercado.
- Interconexiones e intercambios basados en la inversión privada.
- Instituciones regionales mínimas empleando a pleno las disponibilidades tecnológicas.
- Institucionalización adecuada de las reglamentaciones regionales.
- Diseño de un mercado regional que fortalezca los mercados nacionales, y no afecte las inversiones realizadas en ellos.

La realidad regional muestra que existen dos submercados regionales con característica diferenciada: el que corresponde a la zona Norte: Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú y el del cono Sur (Brasil, Argentina, Paraguay, Uruguay, Chile) y cada uno de ellos requiere un plan específico.

Respecto a la confiabilidad, que es un elemento básico para el desarrollo de un mercado, es necesario alcanzar un nivel tal, que se cumplan con criterios de calidad de producto, al igual que cualquier otro servicio, y se le pueda asociar los correspondientes costos por desvíos.

Es necesario partir de las siguientes premisas:

- ✦ La confiabilidad en cada país será diferente y asociada a los requerimientos del país.
- ✦ Para que exista una calidad homologable, es necesario cumplir con los preceptos de las normas de calidad (programar, hacer y controlar la confiabilidad).
- ✦ Cada país debe ser responsable de las transferencias de calidad (perturbaciones, cortes etc.), valorizando las mismas al costo de la calidad en el país receptor.

La elaboración en el presente estudio del diseño conceptual y del plan de desarrollo, teniendo en cuenta todos los requerimientos para su funcionamiento eficiente, permitirá a las autoridades nacionales de los países de la región disponer de los elementos necesarios para enmarcar y asegurar su implementación.

Con esas premisas y con la visión de largo plazo de un mercado regional se realizarán las siguientes tareas en la Fase II del presente proyecto:

- ✦ Tarea 1.- Mercado eléctrico regional Diseño conceptual
- ✦ Tarea 2.- Mercado eléctrico regional.- Plan de desarrollo
- ✦ Tarea 3.-El sistema de transmisión regional
- ✦ Tema 4 La homologación de la confiabilidad y las transacciones de calidad

a) Tarea 1 - Mercado eléctrico regional Diseño conceptual

El diseño conceptual del mercado es el primer estudio requerido. En él es necesario reconocer la realidad regional y proponer alternativas que permitan la creación de un mercado regional eficiente y sustentable.

Las tareas a desarrollar son:

- ✦ Diseño conceptual del MER.
- Análisis global de las características de los mercados subregionales y de las asimetrías existentes.
- Características básicas del mercado de energía requeridas: mercado de gas regional y mercado eléctrico regional.
- Requisitos básicos a cumplir por las regulaciones y sistemas nacionales.
- Premisas para el desarrollo del mercado regional.
- Decisiones claves de diseño de las instituciones, los participantes y las reglas requeridas.
- Lineamientos de las funciones requeridas de las instituciones:
 - Operación del sistema
 - Administración del mercado
 - Regulación y control
- Lineamientos generales del mercado eléctrico regional:
 - Productos y servicios que se comercializan
 - Participantes
 - Sistema de precios y metodología de ofertas
 - Sistema de transacciones económicas

- Mercado de contratos
- Mercado de oportunidad
- La transmisión y el mercado. Sus relaciones
- ★ Análisis de las políticas regulatorias necesarias para lograr un mercado de gas más competitivo y flexible a nivel regional
- ★ Lineamientos de los requerimientos para incrementar la comercialización y análisis del efecto que producirán el ingreso de los portales de comercialización en el sector regional

b) Tarea 2 - Mercado Eléctrico Regional.- Plan de desarrollo

El plan de desarrollo debe establecer y programar los requerimientos asociados a la evolución de los mercados o a los requerimientos políticos de desarrollo requeridos:

- ★ Caracterización del mercado regional. Definición de áreas características en función del nivel de desarrollo de los mercados y las restricciones existentes
- ★ Definición de etapas de desarrollo de un mercado regional. El proceso de transición
- ★ Area Norte:
 - Aspectos Institucionales. Organización básica
 - Identificación de los pasos requeridos para el desarrollo del mercado regional
 - Requerimientos regulatorios básicos para el desarrollo de interconexiones firmes y transacciones bilaterales que requieren el uso de sistemas de terceros países
 - Estudios necesarios y requerimientos de participación, capacitación o difusión
 - Modelos de simulación requeridos. Especificaciones generales
- ★ Area Mercosur:
 - Aspectos Institucionales. Organización básica del regulador y del operador
 - Requerimientos regulatorios básicos para el desarrollo del mercado regional
 - Definición del proceso de transición requerido
 - Estudios necesarios y requerimientos de participación, capacitación o difusión

c) Tarea 3 - El sistema de transmisión regional

Se deberán establecer los lineamientos generales del sistema de transmisión general:

- ★ Análisis de los requerimientos generales para cada etapa de desarrollo del mercado
- ★ Definición del sistema de transmisión regional
- ★ Acceso y capacidad remanente
- ★ Sistema remuneratorio, tarifario y de expansión de la red de transmisión regional
- ★ Prioridad de uso y derechos de transporte

d) TAREA 4 - La homologación de la confiabilidad y las transacciones de calidad

Se deberá realizar una propuesta de lineamientos para el desarrollo de una confiabilidad regional homologable y las transacciones económicas asociadas:

- ✦ Lineamientos para determinación de los costos de las transacciones de calidad
- ✦ Lineamientos para la determinación de los parámetros de desempeño mínimo
- ✦ Lineamientos para el reconocimiento de los servicios complementarios
- ✦ Lineamientos de políticas de maximización de las transferencias durante emergencias

IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El trabajo realizado presenta un conjunto de observaciones sobre las regulaciones nacionales visto desde la óptica de la eficiencia y seguridad obtenida de existir un mercado regional eficiente.

Estas regulaciones son naturalmente observables porque son el resultado de una organización basada en un mercado nacional, con intercambios bilaterales con los países vecinos.

En el análisis realizado se detallaron los elementos regulatorios que son críticos para el desarrollo de interconexiones por el sector privado. Se diferenció la situación en la región Norte de la correspondiente al Mercosur debido a los acuerdos políticos que existen en ésta última área.

La eliminación de las barreras requiere que el mercado regional sea el producto de un plan que establezca regulaciones, instituciones, requerimientos técnicos y que permita un desarrollo eficiente.

Se elaborará entonces la *organización de un mercado regional* basado en el desarrollo de:

- *La base conceptual de organización y regulación*
- *Un plan de implementación*
- *Lineamientos para el establecimiento de una red de transmisión regional*
- *Lineamientos para la homologación y mejora de la calidad regional*

Se establecerán los lineamientos requeridos para las transacciones de oportunidad, firmes, de servicios complementarios y de calidad.

ANEXO A TABLAS COMPARATIVAS

TEMA	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA
Características regulatorias e institucionales					
Mercado					
Estado de avance de la desregulación	En estado permanente. El marco regulatorio data de 1992	La ley marco data de diciembre de 1994. Esta prácticamente en estado permanente	La ley marco data de 1995. Se encuentra en estado de transición a un modelo de mercado	La ley marco data de junio de 1982. En estado permanente	En estado permanente. Existen privatizaciones pendientes y se esta organizando al operador y al administrador independiente
Estado de avance de la privatización	Prácticamente terminado	Terminado	En transición a un modelo de mercado	Terminado	Falta la privatización de las empresas de transmisión, de generación y de distribución
Restricciones a la comercialización	Existen GU a partir de los 30 KW. Existe la figura del comercializador. Faltan incentivos para que los distribuidores realicen contratos de largo plazo	No existe la figura del comercializador Existen grandes usuarios a partir de 1MW	Existen grandes usuarios a partir de 3MW. Existe la figura de comercializador	Existen grandes usuarios a partir de 2MW No existirían importantes restricciones a actuar como comercializador. Sólo participa la generación en el mercado spot	No existen restricciones a la actuación como comercializador
Grado de diversificación del mercado	Existe un alto grado de diversificación de la oferta y de la demanda.	Existe un período de exclusividad que vence a fin del presente año. El nivel de diversificación de la oferta es bajo	El nivel de competencia no es alto debido al proceso de transición. No obstante en el futuro existen límites definidos a la concentración en el mercado	La competencia se ve afectada por la presencia de tres empresas que poseen una parte importante del mercado	Existen normas que impiden la concentración vertical. Falta privatización de la generación
Restricciones del mercado	No existen barreras de acceso.	Faltan definiciones regulatorias en la expansión de la transmisión	Falta definiciones regulatorias en transmisión, en la evaluación de la potencia, y el precio de la energía y las interconexiones son de uso exclusivo	El acceso al sistema de transmisión requiere un arreglo entre partes, o acudir a un arbitraje El arbitraje suele ser lento e introduce restricciones al ingreso	No existen barreras de acceso
Despacho óptimo	Prácticamente oferta de precios, en proceso de liberalización Los distribuidores están sujetos a precios estacionales. La demanda no oferta	El despacho óptimo se realiza con costos La demanda no participa	El despacho óptimo se realiza con precios de generadores térmicos y el valor del agua y su despacho es fijado por el ONS.	El despacho óptimo se realiza con costos semestrales	Oferta de precios
Acceso abierto a la información	Esta disponible para todos los agentes y demás interesados	La información está disponible para todos los participantes	Esta disponible para todos los agentes y demás interesados	La información está disponible para los participantes	Esta disponible para todos los agentes y demás interesados
Nivel de modificaciones reglamentarias	Las normas se modifican luego de un proceso normalmente muy participativo lo que asegura una alta estabilidad regulatoria.	Las modificaciones reglamentarias son muy participativas	Las normas se modifican luego de un proceso normalmente muy participativo lo que asegurará una alta estabilidad regulatoria	Hace muchos años que se mantiene el modelo sectorial.	Las normas se modifican luego de un proceso normalmente muy participativo lo que parece asegurar la estabilidad regulatoria.

TEMA	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA
Cargo de capacidad en el mercado spot	Se remuneran múltiples conceptos en la nueva regulación tratando de reconocer los servicios requeridos en el largo plazo, mediano y corto plazo	Están en discusión modificaciones al reconocimiento de potencia El modelo conceptual reconoce la potencia firme eficiente utilizada en el año seco	Se reconocerá un pago de capacidad a los generadores disponibles, no despachados y no contratados	Está en discusión el reconocimiento de potencia No se definió si será de corto o largo plazo. El modelo conceptual parece requerir que la potencia se evalúe como de requerimientos de corto plazo	El reconocimiento de potencia es por energía media en año seco
Servicios auxiliares	RPF, reactiva, alivio de carga, reserva fría, RSF, arranque en negro e islas	Esta en desarrollo una profundización de lo indicado en los reglamentos generales Se reconoce reserva en general y reactivo	La regulación de frecuencia, el reactivo, los esquemas de alivio de carga son servicios que contrata el ONS.	No existen normas al respecto. Los servicios auxiliares no están establecidos como tal y a la fecha deben ser asumidos por los generadores	AGC, el resto se está analizando
Flexibilidad de contratos	Plazo mínimo 1 año	Los distribuidores están obligados tener contratos por no menos de tres años, obligación que no siempre ha podido cumplirse.	Deben ser firmados cómo mínimo por dos años para la demanda cautiva. El resto no tiene restricciones	Deben ser firmados cómo mínimo por dos años	Plazo mínimo 1 día
Libertad en la transferencia del precio de los contratos firmados con Distribuidores a los consumidores finales	Precio estacional determinado por la estimación del precio del mercado spot	Se traspasa el precio de nodo previsto a los usuarios sometidos a fijación de precios	A los usuarios sometidos a fijación de precios se les traspasa el precio determinado por la ANEEL como precio del mercado para cada fuente	A los usuarios sometidos a fijación de precios se les traspasa el precio de nodo limitado por el precio de contratos (+-10%)	Precio a usuarios finales determinado por los precios de los contratos firmados por el comercializador y limitado por los precios medio de los contratos firmados
Impulsor de la expansión de la generación	El mercado Spot	El mercado spot	Contratos a los distribuidores o grandes usuarios	Contratos a los distribuidores o grandes usuarios o mercado spot	El mercado Spot
Instrumentos financieros	No existen	No existen	No existen	No existen	No existen
Institucional					
Transparencia del mercado	La transparencia del mercado esta asegurada en toda su organización	La información del mercado está a disposición de todos los participantes	La información del mercado está a disposición de todos los participantes	La información del mercado está a disposición de todos los participantes dado que el CEDC estaba formado por los generadores disponen de todos los detalles del trabajo de administración	La transparencia del mercado esta asegurada en toda su organización

TEMA	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA
Organismo regulador (emisión de normas)	Autónomo ENRE	Vice-Ministerio de Energía e Hidrocarburos/ Superintendencia de Electricidad Autónoma	ANEEL autárquico	Ministerio de Economía	CREG autónoma
Organismo controlador de concesiones	ENRE.	Superintendencia de Electricidad Autárquica	ANEEL	SEC(superintendencia de electricidad y combustibles)	CREG
Políticas sectoriales	Secretaría de Energía	Ministerio de Hacienda y Desarrollo Económico	Ministerio de minas y energía	CNE	Ministerio de Minas y Energía
Operador del sistema	CAMMESA Sociedad anónima sin fines de lucro. Participa el estado en minoría	CNDC Participa la generación, la demanda y el estado	ONS Participan todos los agentes	CEDEC Sólo participa la generación	CON Participan todos los agentes
Administrador del mercado	CAMMESA Sociedad anónima sin fines de lucro	Idem	MAE Mercado mayorista de Energía	Idem	CND
El organismo planificador/prospectiva	SE sólo a nivel informativo	Vice-Ministerio de Energía e Hidrocarburos	CCPE cuyo director es el Secretario de Energía	CNE planificación indicativa	UPME unidad de planeamiento Minero Energética
Resolución de disputas	ENRE	Superintendencia de Electricidad	ANEEL	Es un proceso muy transparente pero tarda mucho tiempo en resolver y no siempre es predecible	Superintendencia de servicios públicos
Participación del estado	Regulación y control	Regulación y control	Planificación, regulación y control	Regulación y control	Planificación, regulación y control
Transporte nacional					
Características Generales	Las empresas de transmisión existentes no están a cargo de la expansión Esta la realizan los beneficiarios	Existe una tarifa regulada que reconoce los costos de capital de una empresa adaptada	El peaje es establecido en parte por las expansiones requeridas (metodología nodal) y en parte estampillado	Libre negociación de peajes y libre construcción de líneas	Las empresas de transmisión existentes no están a cargo de la expansión Esta se realiza de manera competitiva. La expansión es planificada

TEMA	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA
Restricciones de transporte	Existen precios locales y son importantes para la expansión	No existen precios locales Se paga generación forzada	Existen precios locales pero no ésta asignado sus excedentes	Existen precios locales y su excedente esta asignado, en principio al propietario de la transmisión Al ingreso tarifario van los precios de nudo y no los spot. No se asignó el propietario definitivamente	No hay precios locales sino sobrecostos
Acceso libre	El acceso es libre sin restricciones para la generación	El acceso es libre a la capacidad remanente	El acceso es libre a la capacidad de transporte remanente	El acceso es libre pero compleja y lenta la negociación. Los nuevos agentes asumen los costos de la expansión excepto que existan otros beneficiarios en cuyo caso se debe ir a una negociación	El acceso es libre sin restricciones para la generación
Metodología de expansión	Los beneficiarios deciden y aprueba el ENRE	La propone cada interesado o la empresa de transmisión	La define la ANEEL a pedido del ONS o el CCPE durante la transición	La realiza cada interesado	Existe un sistema de planificación
Definición de peajes.	Cargos de conexión y capacidad por uso en función de la distancia	Es por metodología de uso en función de la distancia El peaje para los consumidores es estampillado	Se realiza una parte estampillada y el resto en función del CMLP	Es por metodología de uso / potencia firme Esta indefinido	Cargos de conexión y estampillados para la demanda
Remuneración del Transporte	O%M y canon de obras nuevas más ingresos variables	Es el VNR+O&M de empresa adaptada	Es con reconocimiento de los costos para empresas existentes y canon para las nuevas	Se reconoce el VNR + AYOM	VNR+AYOM
Oportunidades de uso de la red	En todo aquel lugar donde se pueda ser muy competitivo o donde existan excedentes de transmisión	Sólo la capacidad remanente efectiva del sistema	Las que se negocien entre partes	Las que se negocien entre partes	Sólo la existencia de excedentes de transporte
Calidad de servicio (regulación económica)					

TEMA	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA
Sistema transaccional de la calidad	EL sistema existente asigna la responsabilidad final a los distribuidores sin compensación por las fallas de otros agentes. Los transportistas están penalizados por indisponibilidad de su equipamiento	Existe un sistema de penalizaciones anuales que administra la Superintendencia de Electricidad	Existen índices anuales asociados a penalidades, que son consistentes entre sí, para las distintas etapas del sistema	No existen Se definen en la planificación con estándares del sistema Las penalidades y los cortes se deben transferir	Hay un sistema de penalidades con objetivos anuales para los agentes
Valorización económica de la calidad para el Sistema de Transporte y Distribución	CENS=1500US\$/Mwh Para los relés de alivio de carga se asumió 3000US\$	CENS= 7 veces el precio de mercado	CENS: 500 US\$ / Mwh	Sólo está valorizada los cortes de largo plazo Los costos de corto plazo se asocian a penalidades CENS=150US\$/Mwh	Se imponen penalidades que compensan a los afectados CENS=150US\$/Mwh
Penalidades y premios a los agentes	Existe un sistema de penalidades a los transportistas en función de las salidas de servicio y a los distribuidores en función de la calidad de servicio	Existe un sistema de penalidades a los transportistas en función de las salidas de servicio y a los distribuidores en función de la calidad de servicio	Existe un sistema de penalidades a los transportistas en función de las salidas de servicio y a los distribuidores en función de la calidad de servicio	Existen pero su pago no esta regulado depende de la evaluación en cada caso	Hay un sistema de penalización para los transmisores y para los distribuidores
Importación /exportación					
Intercambios internacionales firmes/oportunidad	Por oportunidad y por contratos	Por oportunidad y por contratos	Por oportunidad y por contratos. Puede abonar los costos de peaje como generación y demanda. El racionamiento de la demanda se distribuye uniformemente	Se habilitarían ambos La exportación spot requiere su habilitación previa. El racionamiento de la demanda se distribuye uniformemente	Un contrato debe tener por lo menos cinco años para ser considerado firme
Transacciones de calidad	No se prevén	No se prevén	No se prevén	No se preven	No se preven
Transacciones de Servicios auxiliares	No se preven	No se preven	No se preven	No existen, vale la regulación Chilena en lo que a las afectaciones del mercado se refiere.	No esta definido
Marco legal	Esta aprobado	Está aprobado. Los detalles reglamentarios están en análisis	Está aprobado Los detalles reglamentarios están en análisis	Esta en análisis	Esta aprobado

TEMA	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA
Transporte internacional					
Libre acceso	A la capacidad remanente	Ver transporte nacional	Existe libre acceso No obstante las instalaciones internacionales son de uso exclusivo	Existe libre acceso a la capacidad excedente Pertenece a la red secundaria	Pertenece a la red de conexión
Sistema de expansión	Por requerimiento de los comercializadores	Ver transporte nacional	Por decisión de los comercializadores	Por decisión de los agentes	Por decisión de los agentes
Transporte firme	Se le asigna transporte firme a los que asumen el costo de la expansión	Ver transporte nacional	Existe el uso exclusivo	Es para uso primario del que lo construyó	Es para uso primario del que lo construyó
Características técnicas					
Calidad de servicio					
Criterios de desempeño mínimo (diseño y operación)	Están establecidos asociados a N-1 y utilización de DAG económico	Existen criterios generales. Los detalles están en análisis	Existen criterios detallados La operación de todos modos es decidida por el ONS	Esta establecido el criterio N-1, pero faltan normas de detalle	Esta establecido el criterio N-1,
Estado de los procedimientos operativos	Alto desarrollo	Adecuado desarrollo	Alto desarrollo	Bajo desarrollo	Alto desarrollo
Control de la operación	CAMMESA	DNC	ONS	CDEC	CON
Normas operativas de la interconexión	Están en desarrollo	No están desarrolladas	Están en desarrollo	No están desarrolladas	No están desarrolladas
Aspectos instrumentales					

TEMA	ECUADOR	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Características regulatorias e institucionales					
Mercado					
Estado de avance de la Desregulación	Avanzado en términos regulatorios, no en la práctica	Está en discusión la ley marco	En estado permanente. Las reglamentaciones se desarrollaron al inicio de la década del 90	Se ha desarrollado solamente la ley marco	Se ha desarrollado solamente la ley marco
Estado de avance de la privatización	No se han privatizado las empresas estatales	No se ha privatizado	La privatización esta prácticamente terminada	No se ha privatizado	No se ha privatizado
Restricciones a la comercialización	No se prevé el agente comercializador. Existen GU a partir de 1 MW	ANDE es el único comercializador	Sólo la generación participa del mercado spot. Existen GU a partir de 1 MW	Están definidos los GU pero no han realizado contratos fuera de UTE No se prevé el comercializador	Debe ser regulado
Grado de diversificación del mercado	En el futuro no se podrá controlar más del 25% de la generación	No existe el mercado	Se requiere autorización para participar en más del 15% del mercado	No existe el mercado	No existe el mercado
Restricciones del mercado	No es posible evaluarlo en este estado de desarrollo	Existe una posición dominante de ANDE que dificulta la presencia de otros inversores	No existen barreras.	Existe una posición dominante de UTE que dificulta la presencia de otros inversores	No existe libre acceso
Despacho óptimo	Oferta de costos Existe retiro voluntario de demanda en el 2do escalón	Despacho no sujeto a regulación	Oferta de costos La demanda no participa	Oferta de costos. La demanda no participa	El despacho está basado en los contratos bilaterales
Acceso abierto a la información	Esta disponible para todos los agentes y demás interesados	No está establecido	Esta disponible para todos los participantes del COES	No está establecido	Está sujeta a las políticas empresarias

TEMA	ECUADOR	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Nivel de modificaciones reglamentarias	No se puede evaluar actualmente	No se puede evaluar actualmente	Los procedimientos de cambio son transparentes	No se puede evaluar actualmente	No se puede evaluar actualmente
Cargo de capacidad en el mercado spot	Se remuneran múltiples conceptos	No está establecido	Se remunera la potencia firme de la generación con una metodología que ha sido objeto de discusiones	No está establecido	No existe mercado
Servicios auxiliares	RPF, reactiva	No están establecidos	Son suministrados por los generadores como obligación	No están establecidos	No existe definición
Flexibilidad de contratos	Plazo mínimo 1 año	No existe mercado	Plazo mínimo 1 año	Los contratos de importación transitoriamente están limitados a 1 año	No existe mercado
Libertad en la transferencia del precio de los contratos firmados con Distribuidores a los consumidores finales	Precio referencial de corto plazo	No está establecido	Se transfiere el precio medio de contratos de consumidores libres	No está establecido	No existe mercado
Impulsor de la expansión de la generación	Planificación a cargo de CONELEC	Decisión empresarial	La obligación de estar 100% contratado	Planificación a cargo de UTE	Decisión empresarial
Instrumentos financieros	No existen	No existen	No existen	No existen	No existen
Institucional					
Transparencia del mercado	No se puede evaluar actualmente	No existe	Es un mercado restringido a la generación	No existe	No se puede evaluar actualmente
Organismo regulador	Autónomo CONELEC	ANDE	Ministerio de Energía y Minas/CTE Autónomo	Esta prevista la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica	Comisión Nacional de Energía Eléctrica a ser creado
Organismo controlador de concesiones	CONELEC	Ministerio de Hacienda y ministerio de obras y servicios públicos	OSINERG Autónomo	UREE	Ministerio de Minas y Energía

TEMA	ECUADOR	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Políticas sectoriales	CONELEC	Ministerio de Hacienda y ministerio de obras y servicios públicos	Ministerio de Energía y Minas	Ministerio de Energía y Minería	Ministerio de Minas y Energía
Operador del sistema	CENACE Corporación privada sin fines de lucro	ANDE	COES SICN y COES SUR representa sólo a los generadores	Previsto ADME con participación del estado	Centro Nacional de gestión a ser creado
Administrador del mercado	CENACE Corporación privada sin fines de lucro	ANDE	COES	Previsto ADME con participación del estado	Centro Nacional de gestión a ser creado
El organismo planificador/prospectiva	CONELEC	ANDE	C Ministerio de Energía y Minas	No está establecido	A ser definido
Resolución de disputas	Ley de arbitraje y mediación	Reclamo legal	OSINERG	Procedimiento arbitral previsto	Reclamo legal
Participación del estado en el mercado	Planificación, regulación y control	Plena	Empresa de transmisión Regulación y control	No está establecido	Alta participación, a la fecha
Transporte nacional					
Características Generales	Planifica el transmisor y aprueba el CONELEC	No existe un sistema de servicios de transmisión	Lo desarrollan los agentes, diferenciándose el sistema principal de transmisión del secundario	Se prevé una planificación orientativa y una expansión por los interesados	No existe un sistema de servicios de transmisión
Restricciones de transmisión	No existen precios locales, la restricción la asume el transmisor	Idem	Las restricciones de transmisión se asignan según responsabilidad	No está establecido	Idem
Acceso libre	Reserva de capacidad	Idem	El acceso a la capacidad remanente del sistema principal es libre	Acceso libre a la capacidad excedentaria	Idem
Metodología de expansión	Planifica el transportista y aprueba el CONELEC	Idem	Planifican los interesados	No está establecido	Idem

TEMA	ECUADOR	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Definición de peajes.	Cargos de capacidad estampillados a la demanda y de conexión	Idem	Son por potencia firme en el sentido del flujo preponderante. En el sistema principal lo abonan los generadores en función del consumo que tiene contratado	Peajes asignados por zona	Idem
Remuneración del Transporte	Incluye la expansión óptima y la depreciación y O&M de 10 años	Idem	Incluye la expansión óptima y la depreciación y O&M de 10 años	Costos erogados	Idem
Oportunidades de uso de la red	Sólo aquellas donde existen excedentes	Idem	Sólo aquellas donde existen excedentes	Sólo aquellas donde existen excedentes	Idem
Calidad de servicio (regulación económica)					
Sistema transaccional de la calidad	No está desarrollado	No está desarrollado	Los generadores asumen la responsabilidad de las fallas y el transportista lo compensa	No está desarrollado	No está desarrollado
Valorización económica de la calidad para el Sistema de Transporte y Distribución	CENS= 350U\$S	No está desarrollado	CENS= 250U\$S	CENS= 450U\$S	No está desarrollado
Penalizaciones y premios a los agentes	No está desarrollado	No está desarrollado	No hay casos preestablecidos Se penaliza en función del perjuicio a la generación	No está desarrollado	No está desarrollado
Importación /exportación					
Intercambios internacionales firmes/oportunidad	Ambos están habilitados	No está desarrollado	No está desarrollado	Ambos están habilitados	No está desarrollado
Transacciones de calidad	No se preven	No está desarrollado	No está desarrollado	No se preven	No está desarrollado
Transacciones de Servicios auxiliares	No se preven	No está desarrollado	No está desarrollado	No se preven	No está desarrollado
Marco legal	Esta en aprobación		No está desarrollado	Esta en aprobación	

TEMA	ECUADOR	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Transporte internacional					
Libre acceso	Vale reglas transporte nacional	No está desarrollado	No está desarrollado	No está desarrollado	No está desarrollado
Sistema de expansión	Vale reglas transporte nacional	No está desarrollado	No está desarrollado	No está establecido	No está desarrollado
Transporte firme	Vale reglas transporte nacional	No está desarrollado	No está desarrollado	Existe transporte firme a nivel nacional	No está desarrollado
Características técnicas					
Calidad de servicio					
Criterios de desempeño mínimo (diseño y operación)	Están establecidos asociados a N-1	No está desarrollado	No están establecidos	Son los establecidos por UTE	No están desarrollados para el mercado
Estado de los procedimientos operativos	Alto desarrollo		Desarrollo medio	Alto desarrollo para empresa integrada	Alto grado de desarrollo
Control de la operación	CENACE	ANDE	ETECEN	DNC	OPSIS
Normas operativas de la interconexión	No están desarrolladas	No están desarrolladas	No están establecidos	No están desarrolladas	No están desarrolladas
Aspectos instrumentales					
Modelos de simulación	Restringidos al ámbito local	Restringidos al ámbito local	Restringidos al ámbito local	Restringidos al ámbito local	Restringidos al ámbito local