



**LA INTEGRACION ENERGETICA EN EL PACTO
ANDINO**

Preparado para:



**INTER-AMERICAN DEVELOPMENT
BANK**

Buenos Aires, 15 de Junio de aa

LA INTEGRACION ENERGETICA EN EL PACTO ANDINO

INDICE

INTRODUCCIÓN	4
OBJETO DEL INFORME	5
CARACTERIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD NACIONALES	7
1.1. Sector gasífero.....	7
1.2. El sector eléctrico.....	11
2. ESTADO DE LA REGULACIÓN E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO Y GAS EN LA REGIÓN	15
2.1. Gas	15
2.2. Electricidad	19
LOS INTERCAMBIOS	25
1. ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS ESPERADOS DE LA INTEGRACIÓN	25
1.1. Electricidad.....	25
A) Beneficios económicos cuantitativos.....	25
B) Beneficios en la calidad del mercado.....	26
C) Mejores señales económicas evitando subsidios cruzados por el mismo motivo.	27
D) El impacto sobre los precios	27
1.2. Gas	28
2. INTERCONEXIONES DE GAS	28
3. INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS	30
3.1. Estudios para la interconexión eléctrica –Colombia - Ecuador a 230 kV.....	30
3.2. Estudios para la interconexión eléctrica Perú - Ecuador a 230 kV.....	31
3.3. Analisis sobre los estudios realizados de las interconexiones Ecuador con Colombia y Perú.....	32
3.3.1. Evaluaciones económicas:.....	32
3.3.2. Evaluaciones técnicas:.....	34
3.4. Interconexiones Colombia – Venezuela.	34
3.5. PROPUESTA REGULATORIA REGIONAL.....	35
3.5.1. ACUERDO COMPLEMENTARIO AL DE INTERCONEXIÓN REGIONAL	35
3.5.2. ACUERDO-PROPUESTA DE ARMONIZACIÓN DE MARCOS NORMATIVOS de Noviembre, 2001	37
LAS BARRERAS REGULATORIAS	40
1. SUBSECTOR GAS	40
A) Bolivia.....	42
B) Colombia	42
C) Perú	43
D) Venezuela.....	43
2. SUBSECTOR ELÉCTRICO	43
A) La participación del sector privado y su control.....	43
B) Los problemas regulatorios y la evolución esperada.....	45
C) La integración.....	48
PROPUESTA ESTRATÉGICA PARA UNA MAYOR Y MÁS EFICIENTE INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS	51
1. EL OBJETIVO	51
2. EL ENTORNO	51
3. LAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO PROPUESTAS.	52
4. RIESGOS.....	55

LA INTEGRACION ENERGETICA EN EL PACTO ANDINO

INTRODUCCIÓN

Los países de la región han venido modernizando sus sectores energéticos y han adoptado enfoques similares en cuanto a objetivos generales como la búsqueda de la eficiencia mediante mecanismos de mercado donde ello sea posible; la tendencia al alejamiento del Estado de actividades puramente empresariales y su focalización en los temas de regulación y control; la puesta en marcha de políticas transparentes que promuevan la competencia; y la participación de inversionistas privados, etc. No obstante las similitudes, también existen importantes diferencias que inciden en la gestación y puesta en marcha de proyectos de integración energética, entre las cuales se destacan los distintos criterios de optimización del despacho económico de la producción eléctrica, las diferentes formas de remuneración de los servicios de generación, transmisión eléctrica o de transporte de combustibles y diferencias en tarifas, impuestos y subsidios aplicables a los bienes, productos y servicios energéticos finales.

Los proyectos de integración energética obedecen a múltiples razones entre las cuales se destacan la desigual distribución de recursos energéticos entre los distintos países, su desigual nivel de explotación, la diferente valoración económica o tarificación de los recursos energéticos, desbalances entre oferta y demanda dentro de cada país, diferencias temporales tanto en las demandas como en las ofertas de los distintos países que pueden ser relativamente permanentes, estacionales o incluso instantáneas, diferencias en las disposiciones de protección ambiental, diferencias en las políticas de desarrollo, etc. En general, los proyectos de integración energética buscan un mejor manejo de los recursos que obedece a políticas de desarrollo, a las posibilidades tecnológicas y a objetivos de carácter económico, financiero, ambiental y social.

En el continente americano se han llevado a cabo una serie de interconexiones eléctricas y gasoductos transnacionales. Las interconexiones eléctricas Canadá-Estados Unidos-México, el Sistema Interconectado Eléctrico para América Central (SIEPAC), las integraciones binacionales situadas en América del Sur y el gasoducto de Bolivia a Brasil, son manifestaciones de las estrategias de los países para satisfacer sus necesidades energéticas.

Los países andinos, cuentan con recursos energéticos abundantes y variados que incluyen petróleo, gas natural, carbón y otras fuentes renovables de energía, así como un gran potencial hidroeléctrico. Sin embargo, la distribución de estos recursos no es uniforme entre los países, lo cual trae como resultado un gran potencial para que se desarrollen importantes flujos de comercio de energía entre ellos. Actualmente predomina, en estos países, la exportación de petróleo crudo y derivados, pero con perspectivas muy importantes para la integración de mercados de energéticos en redes como el gas natural y la electricidad, hasta el momento en proceso de despegue.

En el caso particular de los países andinos, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, las siguientes interconexiones eléctricas se encuentran en operación: 1) tres líneas entre Colombia y Venezuela: Cuestecita-Cuatricentenario, 230 kV; Tibú-La fría, 115 kV; San Mateo-Corozo, 230 kV; 2) Ipiales-Tulcán/Ibarra, 115/138 kV, entre Colombia y Ecuador; 3) Miraflores-El Alamor, entre Ecuador y Perú; 4) Arica - Tacna, 66 kV, entre Chile y Perú. La línea Boa Vista-El Guri, 230/400 kV, entre Brasil y Venezuela, está en construcción

actualmente. Se encuentran en proceso de estudio las líneas de interconexión entre Pasto (Colombia) y Quito (Ecuador) y entre Piura (Perú) y Guayaquil (Ecuador) así como la factibilidad de interconexión adicional entre Colombia y Venezuela, bajo el patrocinio del Grupo de Interconexión Eléctrica (GTIE).

La estrategia del Banco Interamericano de Desarrollo (Banco, BID) en el sector de energía considera la modernización e integración de los mercados eléctricos como elemento clave de los procesos de integración económica de los países. Actualmente, la División de Finanzas e Infraestructura Básica 3 del Banco está realizando un estudio sectorial con miras a compendiar, en un listado relativamente exhaustivo, el conjunto de temas que debe considerar en su diálogo de país, para que así pueda otorgar un tratamiento completo, uniforme y coherente a los distintos proyectos de integración energética que pongan a su consideración los países interesados de la Región 3. El listado de temas debe tomar en cuenta la justificación teórica y amplia de los proyectos de integración energética desde los puntos de vista de política de desarrollo de los países involucrados, institucional, económico, financiero, ambiental o social y debe ser aplicable a las distintas etapas de maduración que pueden haber alcanzado los proyectos. Asimismo, el Banco conjuntamente con la CAF y FONPLATA viene apoyando el desarrollo de un Plan de Acción para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA) cuya prioridad fue establecida al más alto nivel en diciembre de 2000. Asimismo, existen varios proyectos de integración energética que están en distintos grados de madurez y afrontan diferentes barreras para su puesta en marcha. Uno de estos proyectos es el orientado a armonizar los marcos legales y regulatorios para la integración energética de Colombia, Ecuador y Perú. Países con diversos niveles de desarrollo institucional y regulatorio. Probablemente existen muchas otras posibilidades que aún no se han identificado o desarrollado por ausencia de mecanismos motivadores o por incidencia negativa de factores institucionales, reglamentarios o de otra índole que pueden haber afectado la confianza o la conveniencia económica, financiera, ambiental, social o de política de desarrollo de los países involucrados.

OBJETO DEL INFORME

El objeto del presente informe es el de analizar las características físicas, reglamentarias y de precios del sector electricidad y gas que se aplican en el área Andina para las interconexiones internacionales y realizar una propuesta para crear las condiciones que permitan una mayor integración de los mercados en esta zona.

En ese marco se:

- ✓ Evalúa la oferta y la demanda energética nacional y regional de los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) mostrando las potencialidades de comercio eficiente de los recursos energéticos (gas natural y electricidad).
- ✓ Analiza los beneficios, costos e impacto que podría introducir una mayor integración, y la relación que existiría entre la integración vía gasoductos y electroductos.
- ✓ Evalúa las reglamentaciones para el comercio internacional de energía que se aplican en el área andina y realizar una propuesta para crear las condiciones que permitan una mayor integración de los mercados en esta zona y en otras de la región (MERCOSUR ampliado).

En los siguientes anexos se detalla información general sobre los sectores eléctricos y gásíferos del Area del Pacto Andino.

- ◆ Anexo I Caracterización de los mercados de gas

- ◆ Anexo II Caracterización de los mercados eléctricos
- ◆ Anexo III La regulación de la energía
- ◆ Anexo IV Evaluación de las Interconexiones

CARACTERIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD NACIONALES

1.1. SECTOR GASÍFERO

A pesar de que *todos los países de la región cuentan en mayor o menor medida con reservas de gas*, muchos de ellos no han creado incentivos suficientes, tanto desde el punto de vista de la regulación como desde el punto de vista del tamaño de mercado, para fomentar el aumento de la explotación de esas reservas e incrementar la producción en forma sostenida. Además, solamente Bolivia tiene exportaciones –que por otra parte, no corresponden a un intercambio dentro del área del Pacto Andino porque los destinos de esas exportaciones son Brasil y Argentina–.

Esto implica que un desarrollo sostenido de esta industria debe comenzar –en cada caso– por el necesario *aumento en la penetración del gas* en la matriz energética del país, generando un incremento en la demanda y particularmente en aquellos sectores que tengan mayor impacto sobre el crecimiento del consumo. En términos generales se puede decir que *el crecimiento más rápido se produce a través del sector industrial y de la generación termoeléctrica*. Por su parte los sectores residenciales y comerciales pueden ser impulsores de demanda a largo plazo. No obstante, la incursión del gas en esos grupos requiere, por un lado, de la adquisición de una cultura propia y, por otro, de condiciones climáticas que favorezcan su utilización; aunque en la región del Pacto Andino, las condiciones climáticas son muy moderadas lo que no es un agente de gran movilización sobre la demanda.

Con respecto a las interconexiones regionales, la condición básica es que exista una demanda localizada que pueda ser satisfecha en forma más adecuada (en tiempo, forma y costos) por una fuente ubicada en otro país de la región. Esto significa que para que existan intercambios de gas se debe dar una de las siguientes condiciones:

- desbalances específicos de oferta y demanda que permitan la complementariedad,
- adecuada competitividad de los precios de cada fuente (como regla general, el gas que fluye hacia un mercado es aquel cuyo costo total en el city-gate es el más competitivo comparado con otras fuentes y también contra otros recursos).
- desfases temporales, entre la producción y el consumo, de volúmenes que puedan ser permanente o transitoriamente abastecidos por otra fuente.

En el caso de la región Andina, la primera de las características mencionadas arriba es difícil que se verifique ya que cualquiera de estos países (probablemente con excepción de Ecuador) no tendría inconvenientes aún a partir de un crecimiento explosivo de su demanda (en caso de que lo promuevan) en balancear los consumos con la explotación de sus propios recursos.

La segunda condición es la que no permite que se realicen interconexiones desde Perú con sus países vecinos y hacia Ecuador.

La condición más probable *para que se produzca una interconexión en esta región entre Colombia y Venezuela estará dada por situaciones de oportunidad* producidas por desfases temporales del equilibrio entre oferta y demanda debidos a:

- crecimientos rápidos –explosivos– de la demanda de algún sector, o
- inadecuados marcos regulatorios, legales o políticos que impidan el desarrollo de la infraestructura necesaria a la par del crecimiento de la demanda.

Un análisis pormenorizado de cada uno de los países muestra cual es su condición, en términos de demanda, de posibilidades de desarrollo de infraestructura que permita la interconexión:

Bolivia

Este país cuenta con abundantes reservas, las más importantes de la región, después de Venezuela. El capital privado juega un rol fundamental en el sector y la regulación favorece las inversiones. Sin embargo, el principal problema que enfrentan los productores bolivianos es la falta de un mercado para monetizar sus reservas y el consumo interno es muy bajo. Hasta el momento, Bolivia ha encontrado una promesa de solución en los contratos firmados con Petrobras en Brasil. No obstante, la implementación de esos contratos se ha demorado debido a las inconsistencias regulatorias de Brasil.

Por otra parte, la infraestructura de transporte existente resulta muy limitada, sobre todo si se la compara con la oferta potencial. Por lo tanto, para incrementar las exportaciones, será necesario llevar a cabo importantes inversiones en infraestructura de transporte y procesamiento, tanto a nivel interno como en la construcción de nuevos gasoductos de interconexión.

Actualmente Bolivia está analizando la posibilidad de enviar importantes volúmenes a los Estados Unidos y México en forma de GNL. Debido a que el país no cuenta con salida al Océano, necesariamente deberá buscar un acuerdo con Chile o con Perú. Si este proyecto sigue adelante, Bolivia incrementará sus conexiones internacionales – hasta ahora cuenta con gasoductos que lo conectan con Argentina y con Brasil–.

Colombia

En la actualidad existen reservas de gas, aunque la producción actual alcanza tan sólo para el consumo interno. Estudios realizados por ECOPETROL indican que Colombia dispone de un importante potencial de hidrocarburos aún inexplorados por lo que podría incrementarse la exploración y producción, de existir los incentivos suficientes. En caso que estos estudios sean correctos y una vez que se disponga de la infraestructura de interconexión adecuada, sería factible realizar exportaciones, aunque no en el mediano plazo.

Durante los últimos diez años el consumo interno se ha incrementado debido a los importantes esfuerzos por parte del gobierno nacional de incentivar el consumo de gas, para lo cual se ha construido una red de gasoductos bastante amplia, en comparación con otros países de la región, y luego de realizar un importante esfuerzo de inversión y financiamiento. No obstante, el sector aún requiere de mayores cambios y más liberalización de las normas. Si bien el gobierno planea seguir incrementado el consumo nacional, para ello debe paralelamente promover el desarrollo de una mayor producción.

Además de ser productor y consumidor, Colombia tiene una particularidad logística interesante como vínculo entre Venezuela y los dos potenciales mercados de exportación: Centroamérica y Sudamérica. Actualmente tiene una producción suficiente para abastecer su mercado interno, y resulta potencialmente superavitaria, con posibilidades de exportación inmediata, si se presentan los incentivos necesarios para explotar las reservas existentes. En el futuro, sin embargo, si no se realizan nuevos descubrimientos de reservas se podrían enfrentar situaciones de déficit.

Estas diferencias generan oportunidades de conexiones entre Colombia y Venezuela.

Dada la potencial situación de excedente inmediato de gas en Colombia, y la situación deficitaria en la región Occidental de Venezuela, podría resultar factible la construcción de un gasoducto de interconexión entre ambos países que tenga flujos iniciales con sentido desde Colombia a Venezuela y que en el futuro, una vez que Venezuela integre físicamente las dos regiones y balancee sus mercados, el flujo se revierta.

Perú

Hoy día en Perú no existe un mercado de gas importante. Sin embargo el descubrimiento del yacimiento Camisea promete incrementar su participación en la matriz energética, particularmente para su consumo en el sector industrial y en la generación de electricidad. Si el gas de Camisea encuentra otros mercados para monetizar sus reservas y justificar el desarrollo de mayor infraestructura, el yacimiento tendrá un mayor desarrollo, lo que a su vez podría favorecer el desarrollo de interconexiones. Los mayores problemas radican en que la infraestructura es prácticamente inexistente y en que existen dificultades geográficas para acceder a los principales mercados de consumo, tanto dentro de Perú como hacia otros lugares de Sudamérica. La distancia y las características geofísicas resultan variables importantes para la estimación de los costos de transporte.

Ecuador

En este país no existe aún un mercado de gas. Hace algunos años, se comenzó a explotar Campo Amistad, el primer yacimiento gasífero del país localizado en el Golfo de Guayaquil, que será destinado a abastecer una central eléctrica alimentada con gas, a ser construida. Se estima que el sector eléctrico sería el que mayor participación tendría en el consumo, seguido por el transporte y la industria, quedando bastante atrás el consumo en el sector residencial. Quito y Guayaquil aparecen como los potenciales consumidores. En la medida que la demanda de gas no tenga un crecimiento explosivo (y no parece que sea así), Ecuador será capaz de balancear la demanda que pueda surgir con su propia producción y por lo tanto no se prevé la necesidad de interconexiones con otras fuentes de suministro.

Venezuela

Cuenta con un cuantioso volumen de gas natural. Sin embargo, dado que un 91% de esas reservas de gas son asociadas al petróleo (al contrario de lo que sucede con el gas de Bolivia, que es libre), en la actualidad son utilizadas por PDVSA para mejorar el rendimiento de producción de petróleo. Si bien el Gobierno ha planteado fomentar el incremento de la exploración y producción de las reservas de gas libre por parte de empresas privadas, hasta la fecha dicho proceso ha ido postergándose. En lo que respecta al consumo interno, es el más alto de los países del Pacto Andino.

El otro inconveniente de Venezuela es la dispar distribución de oferta y demanda entre las diferentes regiones. Existen dos sistemas de transporte que se encuentran desvinculados entre sí (manteniendo desequilibrios en los balances de oferta y demanda de las dos regiones no integradas, una de las cuales es deficitaria y la otra superavitaria). La infraestructura de transporte se encuentra concentrada en la zona norte del país, en donde está la producción y la demanda. Si se llevan a cabo los planes para incrementar la explotación de reservas de gas libre, tanto para abastecer la creciente demanda interna como para la realización de exportaciones, será necesario conectar ambos sistemas y mejorar la red interna de gasoductos.

En el Cuadro siguiente se muestra la distribución de las reservas y los balances de los cinco

países considerados. Es posible apreciar la magnitud del mercado venezolano con respecto al resto de los países como también la notoria desproporción que existe entre las reservas existentes y las producciones de cada uno de los miembros de la región. Esto tiene una incidencia importante a la hora de analizar la dinámica de precios actual y la que podría haber en caso de realizarse una integración de mercados.

En el Cuadro siguiente también se han incluido proyecciones de demanda para el año 2010 realizadas por el grupo consultor utilizando hipótesis de crecimiento en un escenario razonable. De acuerdo con esta proyecciones Colombia podría experimentar un crecimiento sostenido que aumente su demanda en un 65% en los próximos diez años fundamentalmente debido a modificaciones en su esquema regulatorio y en la mejora de las condiciones políticas y de seguridad (este crecimiento podría ser aún mayor bajo un escenario optimista llegando su demanda anual a aproximadamente unos $11,4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$).

Por su parte, en Perú el desarrollo de los campos de Camisea y la actividad comercial de los concesionarios de las distintas actividades del downstream producirán un rápido crecimiento de la demanda, especialmente en los sectores eléctrico e industrial.

Venezuela, experimentará un crecimiento significativo debido al desarrollo de varios proyectos de exportación y de la constitución de una estructura coherente para el desarrollo sostenido de su mercado doméstico.

La demanda de Bolivia es la más difícil de predecir hoy debido a que, en caso de llevarse a cabo el proyecto de GNL a Norteamérica, se podría afectar la cantidad demandada en unos 10^{10} m^3 anuales. Las extensas reservas del país podrían cubrir holgadamente la demanda en cualquier caso y no es previsible que Bolivia requiera una conexión internacional para abastecerse de gas sino todo lo contrario.

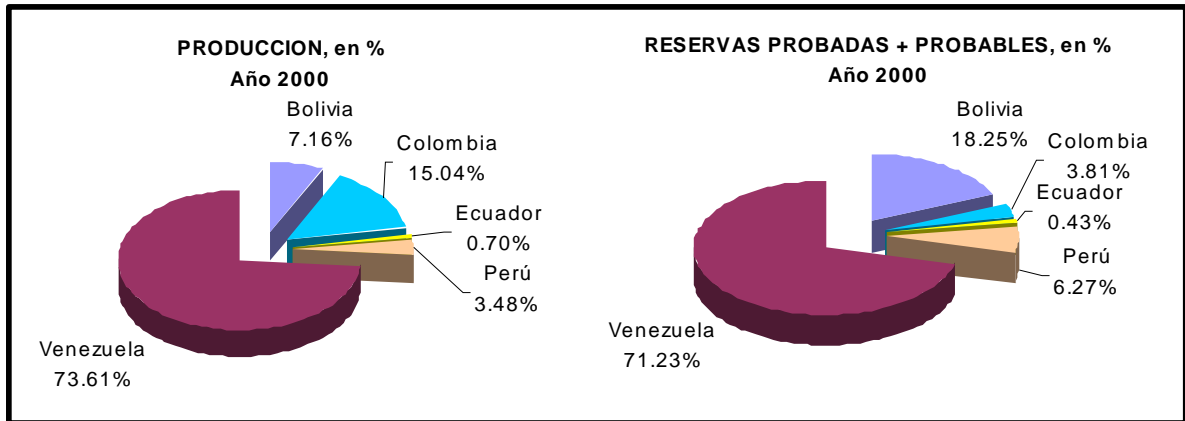
El cuadro se puede apreciar de una manera global que Colombia es el país que puede requerir en algún grado de eventuales importaciones y Venezuela, Perú y Bolivia quienes estarán en condiciones favorables para exportar –tanto dentro de la región como a mercados extra-zona.

No obstante y como se verá más adelante, los precios hacen que no sean factibles las interconexiones de Perú y Bolivia con los países de la región.

BALANCES NACIONALES

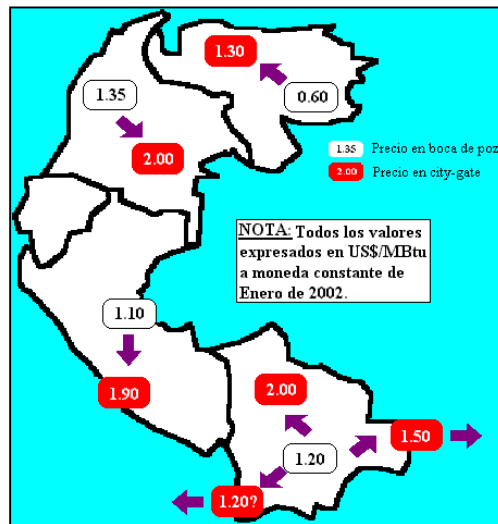
(expresados en 10^9 m^3)

País	Reservas	Producción Anual en 2001	Consumo Aparente en 2001	Consumo Anual proyectado para 2010
Bolivia	675.07	3.85	3.39	15.23 (25.55)
Colombia	204.00	8.08	6.23	10.3
Ecuador	28.60	0.38	0.09	0.8
Perú	246.36	1.87	0.82	7.9
Venezuela	4148.00	39.55	25.82	38.5



Como se mencionó anteriormente, la aparición de interconexiones no sólo está vinculada a las oportunidades físicas de mercado sino también con los costos de suministro. En el siguiente gráfico presentamos el “mapa de precios de la región” que permite tener una aproximación en primera instancia de los costos comparativos en cada punto ya sea este de suministro o de demanda.

MAPA DE PRECIOS REGIONALES



1.2. EL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico de los distintos países de la región no ha tenido el mismo grado de adaptación a los enfoques de mercado introducidos durante la última década. Es así como en la actualidad Bolivia, Colombia y Perú cuentan con mercados eléctricos establecidos, Ecuador con un mercado en desarrollo y Venezuela mantiene un modelo no sostenible con una estructura integrada tanto vertical como horizontalmente.

Como se mencionó con anterioridad, en la actualidad existen varias interconexiones eléctricas entre los países andinos. Sin embargo, las mismas han estado determinadas por requerimientos menores en localidades fronterizas o por requerimientos de oportunidad y no por intercambios permanentes.

En el Cuadro siguiente se presentan las principales características de la oferta y la demanda en los mercados eléctricos de los países de la región Andina.

CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEMANDA

País	Capacidad instalada - MW				Demanda Máxima		
	Hidráulico	Térmico	Total	%Hidro	MW	GWh	Potencia inst/ DD Max
Bolivia	336	629	965	35%	645	3,336	1.50
Colombia	8,026	4,238	12,264	65%	7,712	42,460	1.61
Ecuador	1,707	1,643	3,350	51%	1,954	9,881	1.71
Perú	2,860	3,210	6,070	47%	2,621	19,902	2.32
Venezuela	7,233	12,316	19,549	37%	12,000	61,194	1.63
Total	20,162	22,036	42,198	48%			

* Después del 2004

En términos de oferta, el Cuadro muestra cómo el componente hidráulico en la región sigue siendo muy importante, lo que determina que los problemas relacionados con la seguridad de suministro sigan estando asociados a requerir reservas adicionales en épocas secas.

Igualmente, se observan coeficientes de instalación superiores en un 50% a la demanda máxima del país, resaltando así el efecto de la reserva en una región que, a pesar de esos índices, tiene dificultad de suministro en años secos. Aunque la relación potencia instalada en relación a la demanda máxima es alta no por ello se tiene asegurado el suministro debido a que la energía firme disponible por las centrales hidráulicas es reducida (Ecuador, Venezuela) y en muchos casos la indisponibilidad de centrales térmicas es alta (Ecuador, Venezuela).

En forma resumida, es posible describir los mercados eléctricos de la región Andina del siguiente modo:

Bolivia

El Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia (MEMB) fue implementado en el año 1994. La generación fue subdividida en cuatro empresas privadas –luego surgieron otras menores–, las que cubrían con su despacho la mayor parte de la demanda. En sus comienzos el MEMB se caracterizó por la falta de competencia en el área de generación, dado el reducido número de participantes y la vigencia de un período de exclusividad para los mismos de 5 años que caducó en el año 1999, año en el cual quedó abierto el Mercado para que se instalaran otras empresas de generación. Los Precios Spot de la Energía resultaron mayoritariamente determinados por el Precio de Referencia del Gas Natural .

Durante los últimos cinco años los costos marginales de generación han fluctuado entre valores de 16 y 18 US\$/MW. Por su parte, los cargos que deben pagar los consumidores han girado alrededor de 37.5 y 40.2 US\$/MWh.

Colombia

En julio de 1994 se aprobó la transformación del sector eléctrico colombiano. A partir

de entonces se creó una bolsa de energía con declaración de precios donde se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad que implica la existencia de un "despacho ideal" diferente al "despacho real" del sistema. Con independencia de la eficiencia de las normas aplicadas, el principal problema del mercado colombiano reside en los ataques terroristas que la guerrilla realiza contra la infraestructura eléctrica los cuales han afectado el funcionamiento del sistema de transmisión y, en consecuencia, el normal funcionamiento del mercado eléctrico.

El tipo de generación en Colombia se encuentra fuertemente determinado por factores climáticos: en los años en los que los aportes hídricos son altos, la mayor cantidad de energía generada proviene de fuentes hidráulicas, mientras que el componente térmico adquiere una mayor relevancia en años secos. Aún así, y como se mostró en el Cuadro, Colombia sigue teniendo una gran dependencia en la energía hidráulica.

En el año 2000 el precio promedio diario de la energía en Bolsa fue de 2.1 US cents./kWh (44,97 \$/kWh), y el Mercado Mayorista estaba conformado por 50 generadores, 64 comercializadores y 11 transportadoras.

Ecuador

A fines del 2000 existían en el Ecuador 11 empresas eléctricas generadoras, una transmisora y 20 distribuidoras de energía. De las distribuidoras, 14 contaban con generación, dado que aún no se escindían como demandaba la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado son ventas en el mercado spot o contratos a plazo, más las transacciones de importación y exportación. El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores o grandes consumidores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Perú

El mercado eléctrico peruano está dividido entre el Mercado Libre y el Mercado Regulado. En el mercado libre los agentes participan por medio de contratos bilaterales o bien comercializando energía en el mercado spot. Al finalizar el año 2000 el mercado eléctrico en Perú constaba de 3.358.402 clientes regulados y 231 clientes en el mercado libre. Los 231 clientes del mercado libre asumen una facturación anual de electricidad de US\$ 371 millones monto que corresponde al 33% de la facturación total del mercado eléctrico nacional.

En el modelo peruano el valor aplicable como el costo de la energía al cliente regulado se deduce a partir de un valor teórico resultante de los procesos de optimización y el precio del mercado libre; por dicha razón interesa generar las condiciones que permitan el funcionamiento del mercado libre.

Venezuela

Su mercado eléctrico está en proceso de transformación aunque aún no se ha definido una política clara con respecto a la concreción de la misma. En la actualidad la institución que maneja la regulación en Venezuela es el Ministerio de Energía y Minas, asesorado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), un ente interministerial establecido en 1992 y con soporte técnico de la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC). Existe una ley para la modernización de la

industria que considera la segmentación y desintegración de las actuales empresas de generación, transmisión y distribución, garantizando libre acceso a las actividades de transporte y distribución de energía. La expansión del Sistema de Transmisión se realizará de acuerdo con el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional. En los estudios realizados por Fundelec se promueve la creación de un mercado con características similares a los implementados en otros países de la región: costo marginal, planificación en la transmisión, y la presencia de una central dominante cuya generación se asigna a la demanda.

Actualmente el margen de reserva de la generación es bajo (29%) debido a la alta tasa de indisponibilidad de algunas unidades de generación y a restricciones de transporte que limitan las posibilidades de pleno despacho de algunas plantas.

Venezuela tiene dos sistemas de gas metano, uno en Oriente (Centro de Despacho Anaco) y otro en Occidente (Centro de Despacho Lago) los cuales no están interconectados. La expansión podría utilizar el gas natural con costos muy inferiores a los combustibles líquidos y la orimulsión. Sin embargo para que sea factible una expansión en base al uso del gas natural es necesario que sea confirmada la disponibilidad de este combustible en cantidad suficiente como para abastecer los requerimientos de la generación térmica. Existen importantes proyectos de ampliación / repotenciación de la capacidad instalada de generación en Venezuela.

2. ESTADO DE LA REGULACIÓN E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO Y GAS EN LA REGIÓN

En esta sección se analiza la regulación actual del sector de gas y electricidad en los países del Pacto Andino, especialmente aquellos temas que pueden ser de importancia para el desarrollo de las interconexiones.

2.1. GAS

En todos los otros países analizados del área Andina con excepción de Venezuela se han emprendido importantes reformas que han afectado la estructura institucional y regulatoria de la industria gasífera. Las reformas impulsadas propiciaron la participación del sector privado.

El cuadro siguiente es una muestra de la diversidad de formas que adquirió la estructura institucional y regulatoria del sector gasífero en los diferentes países:

Estructuras Institucionales y Marcos Regulatorios creadas por las Reformas

Funciones Básicas	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela**
Diseño de la política sectorial	Viceministro de Finanzas y Desarrollo Económico	Ministerio de Minas y Energía		Ministerio de Energía y Minas	Ministerio de Industria Energía y Minas
Supervisión de la acción regulatoria	Superintendencia de Hidrocarburos	Ministerio de Minas y Energía y CREG		CNE y DGH	Ministerio de Industria Energía y Minas
Reglas y normatividad técnica	Superintendencia de Hidrocarburos	CREG		CNE, DGH y PERUPETRO	ENAGAS
Reglas y normatividad operativa	Superintendencia de Hidrocarburos	CREG		CNE	ENAGAS
Diseño y aprobación de tarifas	Superintendencia de Hidrocarburos	CREG		CTE	Ministerio de Industria Energía y Minas
Autorización de concesiones	Viceministro de Finanzas y Desarrollo Económico	Ministerio de Minas y Energía		CNE, DGH y PERUPETRO	Ministerio de Industria Energía y Minas
Supervisión de la competencia	YPFB	-		CNE, DGH y PERUPETRO	ENAGAS
Planeación de la expansión	-	-		-	Ministerio de Industria Energía y Minas y PDVSA
Calidad del servicio	YPFB	CREG		-	ENAGAS
Elección de comisionados nacionales	-	-		-	-

Notas y definiciones:

Bolivia: YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Colombia: CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

Perú: CNE: Consejo Nacional de Energía, bajo MEM

CTE: Comisión de Tarifas de Energía

DGH: Dirección General de Hidrocarburos

Venezuela: ENAGAS: Ente Nacional del Gas

PDVSA: Petróleos de Venezuela S.A.

La vinculación del sector privado en cada segmento del sector es la siguiente:

Vinculación de Capital Privado					
Sectores	Bolivia	Colombia	Perú	Ecuador	Venezuela
Producción	Dos empresas (originadas en la "capitalización" de YPFB) tienen permisos de exploración y explotación de recursos. Otros privados pueden acceder a áreas de prospección y exploración. Estas dos compañías tienen participación de YPFB (60%) pero el control operativo está en manos privadas.	Algunos áreas y sectores fueron comisionados por contratos de concesión, los plazos de la concesión son variables y pueden ser extendidos por acuerdo entre las partes. En otros casos, las compañías trabajan en asociación con Ecopetrol o tercerizadas por ella. La exploración se basa en contratos de riesgo compartido y/o en Joint Ventures con Ecopetrol. Los gastos de exploración y producción son soportados por estas y luego reembolsados por Ecopetrol.	La ley permite un rango amplio de participación del sector privado, con mecanismos de ajuste regulados por los balances de oferta y demanda y precios regulados. Los servicios son desarrollados por prestatarios privados (a través de una licencia).	Los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos son controlados por Petroecuador. Algunas compañías extranjeras comenzaron a operar en 1993 pero las diferentes subsidiarias de la empresa estatal controlan tanto el upstream como el downstream.	Las actividades de producción del gas asociado están restringidas a PDVSA. Se han licitado permisos de exploración y de explotación a empresas privadas (solas o en participación con PDVSA) para producir gas libre. PDVSA es el comprador de todo el gas producido. Las actividades de compresión, procesamiento y tratamiento del gas pueden ser realizadas por terceros subcontratados por PDVSA o en asociación con ella.
Transporte	La compañía de transmisión originada en la "capitalización de YPFB" mantiene un 50% de participación de esta pero la operatoria y los controles son privados. El sistema de transporte tiene una tarifa "restampilla" para todo el país.	La mayoría de los gasoductos pertenecen a empresas privadas sobre bases tipo (BOMT Build-Operate-Maintain-Transfer). Ecopetrol mantiene diferentes porcentajes de participaciones "no operativas" sobre los activos. Promigas contrata la capacidad de transporte para mover el gas desde boca de pozo hasta las zonas de distribución.	Empresas del sector privado pueden construir, operar y mantener bajo su propiedad sistemas de gasoductos para uso propio y de terceros. El sistema permite el acceso abierto con precios libres (regulados).		El transporte a través de las instalaciones existentes está en manos de PDVSA. Existen diversos proyectos para privatizar esas instalaciones pero falta la definición de la modalidad de contratación. Nuevos gasoductos (o expansiones de los existentes) podrían ser construídos y operados por empresas privadas mediante acuerdos de transporte.
Distribución	Las empresas de distribución son licenciadas por región o ciudad con una concesión para prestar el servicio en forma monopólica por área. Los precios son controlados y en el futuro el servicio de broker y marketers será autorizado de modo que los productores podrán acceder al mercado.	El servicio de distribución es un monopolio regional operado por compañías privadas con plazos que vencen antes de 2014 y tarifas reguladas. El contrato prevé algunos riesgos del distribuidor, pero el trading de gas no es parte del acuerdo de concesión. La concesionaria debe operar como empresa de servicio público. Promigas participa en distribución en asociación con empresas privadas.	La distribución de gas es considerado un servicio público, con precios fijados por el acuerdo de concesión. Las distribuidoras son concesionadas para prestar el servicio dentro de una determinada región geográfica bajo un esquema monopólico.		Los precios de distribución están fijados por el Estado, con un esquema de regionalización según las condiciones de cada mercado y los desbalances producidos por la disparidad entre oferta y demanda.

La regulación sectorial en los aspectos específicos se caracteriza por:

Bolivia

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), tiene los derechos de exploración y explotación de hidrocarburos, pudiendo celebrar contratos de riesgo compartido por tiempo limitado. Para la celebración de estos contratos, el territorio nacional se divide periódicamente en parcelas que conformarán las áreas de contrato. Los gasoductos fueron otorgados en concesión a Transredes S.A., para su operación y administración. El transporte se rige por el principio de libre acceso.

El procedimiento para la exportación de gas natural está reglamentado por el Decreto Supremo 24.399, el cual prevé la libre exportación de gas natural siempre que los contratos celebrados con Petrobras expiren o cuando los volúmenes a ser exportados excedan los comprometidos en dichos contratos.

Las funciones de asignación y administración de los volúmenes destinados a la exportación, son realizadas por el Agregador (unidad de agregación del gas natural de YPFB, responsable de las funciones comerciales relativas a la implementación de acuerdos de venta de gas para la exportación al Brasil y a la Argentina). Este reglamento prevé la obligación de cada productor de reservar una porción de sus reservas probadas y no contratadas para la protección del mercado interno. En agosto de 1999 se modificó el Reglamento de Comercialización de Gas con el fin de flexibilizar aún más la libre exportación e incentivar las inversiones. Mediante esta modificación se liberó el 10% de las reservas probadas exportables no contratadas para que sean exportadas directamente por los productores. Sin embargo, este 10% estará sujeto al compromiso del productor de suministrar los volúmenes en caso de que fueran requeridos por el Agregador para cumplir el compromiso con Brasil.

Los contratos de compra de gas suscrito entre YPFB y Petrobras fijan dos precios en Río Grande a la entrada al gasoducto Bolivia-Brasil. El primer precio (correspondiente al primer contrato hasta 16 10⁶ m³/día) fue determinado en 0.95 US\$/10⁶BTU para el primer año del contrato. Dicho valor aumenta progresivamente durante los 20 años, llegando a 1.06 US\$/10⁶BTU al final del período. Este valor es ajustado con una canasta de combustibles derivados de petróleo (precios referenciales de Fuel Oil de baja calidad) cada seis meses y sujeto a revisión cada cinco años. El segundo, para

todos los volúmenes por encima de los $16 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{día}$ se estableció en 1.20 US\$/ 10^6BTU .

Colombia

En 1994 se expide la Ley 142 que define el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, y se crea la CREG; la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización de gas y electricidad. A partir de ese momento se escindieron los activos de transporte del patrimonio de Ecopetrol y fueron capitalizados en Ecogas, empresa creada mediante la Ley 401 de 1997 dedicada al transporte.

La exploración y explotación de gas puede ser realizada por la empresa oficial ECOPETROL por sí misma o en conjunto con un particular, nacional o extranjero, mediante contratos de asociación. El gas libre o asociado extraído es propiedad de las dos partes de existir asociación en proporciones que varían desde un 50% para cada socio (excluida una regalía que generalmente es el del 20%) hasta un 30% para el particular y el 70% restante a manos de Ecopetrol. Esta situación conduce, en la práctica, a un oligopolio legal de ECOPETROL, en todos los campos, con un asociado.

Las principales empresas transportadoras del país, son la estatal Ecogás, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país y la empresa privada Promigas, que opera en la Costa Atlántica. En la actualidad existen dos sistemas regionales de transporte no integrados y con enfoques regulatorios diferentes: a) el sistema de la Costa Atlántica, diseñado bajo una concepción radial para el transporte de gas de la Guajira hacia los centros de consumo de la región; y b) el sistema de cargos vigente para el interior del país que se basa en un conjunto de cargos de entrada y salida, diseñado para abastecer los mercados del interior. Hay una regulación aprobada a fines del 2000 que establece que establece una transición a un sistemas de pejes por distancia que quedará plenamente vigente a mediados de esta década. El Reglamento Único de Transporte, aprobado en 1999, establece que los gasoductos deben operar asegurando el acceso abierto y sin discriminación. En la actualidad existen cerca de veinte empresas distribuidoras de gas natural por redes en el país. A partir del año 2014, los distribuidores dejan de tener exclusividad geográfica.

La ley 142 faculta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas a prohibir la exportación de gas natural, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, y cuya demanda no este siendo satisfecha. En este marco, las exportaciones de gas están prohibidas si se presenta cualquiera de las siguientes condiciones: a) que existan reservas insuficientes de gas natural (definiendo que el factor R/P deberá ser superior a 6 años), y b) que existan restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural.

La regulación que fija los precios del gas en boca de pozo, se encuentra fragmentada, estableciendo precios diferenciales máximos según el campo, y basados en costos de oportunidad que limitan la integración de los mercados de la Costa Atlántica y del Interior y la introducción de otros productores/comercializadores. Esta regulación ha incidido significativamente en la concentración de la producción y en la alta dependencia hacia una sola fuente de suministro (desde el Campo de Ballenas), dado que no establece señales de mercado. La resolución CREG 023 de 2000 define los precios del gas entregados en la brida de entrada al gasoducto troncal y para los

diferentes campos, manteniendo algunas de las reglas citadas en las anteriores resoluciones y modificando otras medidas. Las premisas principales son: a) para los campos de la Guajira, se define una señal de precios basada en el costo de oportunidad del fuel oil en la Costa Atlántica con respecto al gas; b) se mantiene vigente un precio de 2.0 US\$/MBTU para el gas no asociado en la Costa Norte y Valle del Magdalena, de 2.2 US\$/MBTU para el gas no asociado que se descubra en la Región Oriental, Región Pacífica y en la Región Costa Afuera. Para el gas asociado en ambas localizaciones el precio es equivalente al 50% de los anteriores valores c) para la aplicación del precio de Cusiana–Cupiagua se fijó en 1.10 US\$/MBTU si la producción está entre 110 y 180 MPC y se dejó el precio libre si el volumen de producción supera los 180 MPC.

Ecuador

Debido a la casi inexistencia de un mercado gasífero, no existe hasta la fecha en Ecuador una regulación específica para el gas. En lo que respecta a la legislación minera en general, la misma ha ido evolucionando a través de los años, dando paso a la participación privada y apartándose del monopolio estatal que ejercía Petroecuador desde que el petróleo comenzó a ser explotado. En marzo de 2000, se aprobó una nueva ley mediante la cual las compañías privadas pueden construir, ser propietarias y operar tuberías de transporte, refinerías, e instalaciones de almacenamiento y de venta.

Perú

A través de la empresa estatal Perupetrol, el Estado ejerce la propiedad de los hidrocarburos existentes. Este derecho, es transferido luego a los Licenciarios a través de Contratos negociados y celebrados por Perupetro. A través de estos contratos, el licenciario obtiene el derecho de explorar y explotar hidrocarburos dentro del área del Contrato. El contratista tiene libre disponibilidad de los hidrocarburos, y podrá exportarlos, libres de cualquier impuesto. Con respecto al transporte, se establecen contratos de concesión para la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos. Las tarifas de transporte se establecen mediante reglamento aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. La distribución de gas natural por red se considera un servicio público, por lo que el Ministerio de Energía y Minas otorga concesiones de distribución. El consumidor independiente puede adquirir gas natural directamente del productor, concesionario o comercializador, así como servicios de transporte, pagando las tarifas fijadas por la Comisión de Tarifas de Energía. Además, los consumidores independientes, los productores y los comercializadores, tienen acceso abierto al sistema de transporte y distribución, abonando las respectivas tarifas.

Venezuela

El Decreto con Rango de Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, sancionado en 1999, es la principal herramienta de regulación del mercado. Los puntos más relevantes de dicha ley son: a) se introdujo el permiso al capital privado para participar en la exploración y producción de gas no asociado y en la comercialización de sus productos; b) se creó el Ente Nacional de Gas Natural, bajo la órbita del Ministerio de Energía y Minas, cuyas funciones son promover el desarrollo y la competencia entre las actividades de transmisión y distribución, actualmente monopólicas y realizadas por PDVSA, proponer tarifas de transporte y distribución, proponer regiones de distribución y velar por los derechos y deberes de todos los actores participantes.

El comercio exterior de los hidrocarburos estará bajo la gestión y el control exclusivo del Estado, quien lo ejercerá directamente por el Ejecutivo Nacional o a través de los entes estatales creados o que se crearen para realizar las funciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos. Con respecto a determinación de los precios, en Venezuela, los precios del gas se fijan en los llamados Centros de Despacho, existiendo dos, uno correspondiente a cada uno de los sistemas de transporte.

En el Occidente se ha observado en los últimos años una oferta insuficiente para atender toda la demanda que se origina en esa zona del país, por el contrario, en Oriente existe una oferta que permite atender toda la demanda actual e incentivar la localización de la industria que consume grandes volúmenes de gas. Esto determina que los precios se fijen en forma regional, tomando en consideración los costos de producción, transporte y distribución y posicionamiento del mercado con relación al balance de oferta-demanda a largo plazo. En aquellas regiones donde hay suficiente oferta (Oriente) los precios se determinan en función del costo de desarrollo de nuevas reservas a largo plazo. En las regiones en donde no exista oferta suficiente (Occidente), los precios se determinan a través de la mejor alternativa económica del gas.

En la actualidad existen precios de transición que están fijados y serán incrementados en una segunda fase, para colocarlos en un nivel más competitivo (según su valor de oportunidad). Dichos precios meta, que reflejan los costos marginales de largo plazo, deberán alcanzarse gradualmente en el año 2007 (y son de 0.90 US\$/MMBTU para el Centro de Despacho Anaco y de 1.25 US\$/MMBTU para el Centro de Despacho Lago).

2.2. ELECTRICIDAD

Excepto en Venezuela, en todos los otros países analizados del área Andina se han emprendido importantes reformas que han afectado la estructura institucional y regulatoria de la industria eléctrica. Si bien cada caso es distinto y cada país requirió de un análisis particularizado de sus circunstancias, el modelo y los principios que motivaron los cambios en la mayoría de los países fueron los mismos.

Las reformas impulsadas propiciaron la separación de papeles del Estado, permitiendo que el sector privado cumpliera con su papel de empresario y dejándole al Estado un rol como fijador de políticas y regulador. Fue así como en Bolivia, Perú y Ecuador se crearon entes de carácter regulatorio aunque dentro de los ministerios sectoriales y en Colombia se creó un ente regulatorio independiente pero supervisado por el gobierno, dejando en manos del ejecutivo la política sectorial. La manera como se ha venido impulsando el rol del Estado como fijador de políticas y regulador ha estado determinada por las condiciones políticas, el tipo de sistema político (federal vs. central) y la presencia estatal en la industria a priori a las reformas.

El cuadro siguiente es una muestra de la diversidad de formas que adquirió la estructura institucional y regulatoria del sector eléctrico en los diferentes países luego de la primera ola de reformas.

Estructuras Institucionales y Marcos Regulatorios creadas por las Reformas

Funciones Básicas	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela**
Diseño de la política sectorial	Superintendencia de Electricidad	Ministerio de Minas y Energía	CONELEC, CONAM, CENACE	CNE	Ministerio de Energía y Minas
Supervisión de la acción regulatoria	Superintendencia de Electricidad	Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y DNP	CONELEC	CNE	Ministerio de Energía y Minas
Reglas y normatividad técnica	Superintendencia de Electricidad	CREG	CONELEC, CENACE	DGE	CNEE
Reglas y normatividad operativa	Superintendencia de Electricidad y CNDC	CREG, CNO	CENACE	DGE	CNG
Diseño y aprobación de tarifas	Superintendencia de Electricidad	CREG	CONELEC	CTE	CNEE, Ministerio de Energía y Minas
Autorización de concesiones	Superintendencia de Electricidad	Ministerio de Minas y Energía, Hacienda y DNP	COMOSEL	DGE	Ministerio de Energía y Minas
Supervisión de la competencia	Superintendencia de Electricidad	SSPD	-	DGE	CNEE
Planeación de la expansión	-	UPME con participación de agentes	CONELEC	CNE	CNEE, CNG
Calidad del servicio	Superintendencia de Electricidad	CREG	CONELEC	CNE	CNEE
Elección de comisionados nacionales	CNDC: por un representante del Ejecutivo, G, T, D y consumidores	CREG: por el Ejecutivo	CONELEC: por el Ejecutivo, militares y empleados	CTE: por el Gobierno, los agentes y concesionarios	-

Notas y definiciones:

Bolivia: CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga

Colombia: CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

CNO: Consejo Nacional de Operación

DNP: Departamento Nacional de Planeación

SSPD: Superintendencia de Serv. Públicos Domiciliarios

Ecuador: CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

Perú: CNE: Consejo Nacional de Energía, bajo MEM

DGE: Dirección General de Electricidad, bajo MEM

CTE: Comisión de Tarifas de Energía

Venezuela:** Aproximación a cómo creemos que se desarrollaría la Ley

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

CNG: Centro Nacional de Gestión

En términos de la operación y de la estructura del mercado los cuatro países que reformaron sus sistemas adoptaron alguna forma de bolsa de energía de participación obligatoria (competitive pools) con variantes entre sí pero que, en líneas generales, correspondieron a los modelos que han sido adoptados universalmente: el modelo chileno o el inglés. La motivación fue prácticamente la misma: introducir competencia en el sistema, mejorar una infraestructura deficiente incapaz de enfrentar la demanda creciente por electricidad, y atraer inversión extranjera que permitiera mejorar la capacidad instalada dada la carencia de recursos para promover inversiones y ampliar la capacidad. No obstante, técnicamente lo que determinó la adopción de un esquema de mercado específico estuvo ante todo relacionado con las condiciones particulares de cada país (ver cuadro siguiente).

Despachos de Energía Eléctrica				
Características	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú
Tipo de Despacho	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Descentralizado (varios sistemas con despachos centralizados)
Operador del sistema	El CNDC (Centro Nacional de Despacho de Cargas) es el coordinador y programador del despacho..	El CND (Centro Nacional de Despacho), propiedad de ISA, la mayor transportista del país, es el coordinador y programador del despacho..	El CENACE (Centro Nacional de de Control de Energía) es el coordinador y programador del despacho..	Cada sistema tiene un comité operativo (COES) integrado por las generadoras y transportadoras. Los comités son operados por los dueños de la transmisión.
Participación en el mercado	Restringida (limitada a Generadores)	Obligatoria	Obligatoria	Restringida (limitada a G eneradores)
Tipo de ofertas	Volumen y costos	Volumen y precio	Volumen y costos	Volumen y costos
Mercados	2 mercados: uno desregulado para transacciones entre generadores y grandes consumidores y otro regulado para transacciones entre generadores y distribuidores.	Mercado de contratos y mercado spot, desregulados	Mercado de contratos y mercado spot, desregulados	2 mercados: uno desregulado para transacciones entre generadores y grandes consumidores y otro regulado para transacciones entre generadores y distribuidores.
Precios	Ex -ante, precios horarios, despacho por mérito económico y remuneración por costo marginal de corto plazo en nodo respectivo.	Ex -ante, precios horarios, despacho por mérito económico ignorando las limitaciones en la capacidad de la red de transporte. La remuneración corresponde al precio del mercado spot que surge de la subasta diaria y que debería ser equivalente al costo marginal de corto plazo.	Ex -post, precios horarios, despacho por mérito económico para sistema sin restricciones y remuneración por costo marginal de corto plazo en nodo respectivo.	Para los contratos entre Gen y DisT: Ex -ante, precios horarios, despacho por mérito económico y remuneración como promedio ponderado del costo marginal de corto plazo en nodo, basado en proyecciones de demanda para los prox. 48 meses. En el m/cado spot (sólo para Gen): p horarios, despacho por mérito y basado en costos
Cargo por capacidad	Si, costo anual de la unidad más barata para cubrir el crecimiento anual de la demanda de potencia	Si, \$5.25 Kw/hr por turbina ciclo combinado más eficiente	Si, costo anual de la unidad más barata para cubrir el crecimiento anual de la demanda.	Si, costo anual de la unidad más barata para cubrir la energía en los horarios pico anuales de demanda.
Despacho integrado	Si	No, el despacho ignora las limitaciones en la capacidad de la red de transporte. Existe un mercado de compensación por restricciones.	Si	Si

Colombia adoptó un esquema similar al inglés, es decir, de despacho por mérito basado en subastas centralizadas sobre ofertas de precios y cantidades, permitiendo también los contratos bilaterales. En cambio, Perú, Ecuador y Bolivia, el sistema se basa en un sistema que determina el costo marginal de la energía evaluando los costos de producción regulados y a partir de ellos determina el precio marginal.

Dada que las propiedades físicas de la electricidad no permiten la creación de un mercado spot en el que el producto sea entregado de forma instantánea, es necesario que las transacciones sean planeadas con algún tiempo de anticipación a la entrega física. Teniendo en cuenta esas restricciones, la mayoría de los mercados spot adoptados en la región incorporaron el despacho horario planeado un día antes (ex-ante). Igualmente, para resolver los problemas de diferencias entre demanda y oferta programada y efectiva, en los distintos países se diseñaron procesos predeterminados de servicios complementarios y de compensación y liquidación.

Por otra parte, dado que los participantes en el mercado por lo general se encuentran dispersos geográficamente, para garantizar la competencia en los mercados mayoristas, la mayoría de los países obligaron a que se desintegraran verticalmente las empresas, dejando los servicios de transmisión como independientes y limitando su accionar en la industria. Fue así como se impusieron los principios de libre acceso a las redes y se permitió, en algunos países, que las nuevas empresas transportadoras negociaran sus tarifas de transmisión libremente con los generadores. El cuadro siguiente muestra cómo se ha vinculado el sector privado en los distintos segmentos de la industria en los países donde la participación privada es alta.

Vinculación de Capital Privado			
Sectores	Bolivia	Colombia	Perú
Generación	Se avanzó significativamente en la privatización de todos los activos. No obstante, el periodo de exclusividad otorgado a los nuevos agentes entre 1994 y 1999 hizo que el número de participantes fuera muy reducido. A partir de 2000 se abrió el mercado a otros participantes, lo cual generó inversiones privadas en instalación, ampliación y expansión de capacidad.	Mientras que en 1994 el 98.1% de la generación era del Estado y sólo 1.9% privada, en el 2000 la participación estatal se había reducido a 41.5%, mientras que la privada había aumentado a 58.5%. De las empresas del Gobierno Nacional, aun falta por privatizar 3670 MW (Isagen, Urrá y Corelca). Hubo una importante incorporación de proveedores privados térmicos en los últimos 5 años.	Del proceso de desintegración de Electrolima y Electroperú surgieron varias compañías de generación, en las cuales el Estado sigue teniendo una participación accionaria alta. De Electrolima se creó Edegel, la cual se vendió en un 60% a inversionistas privados. Los proyectos hídricos más importantes, Mantaro y Restitución, siguen perteneciendo a Electroperú del cual el Estado y los trabajadores son los principales accionistas.
Transmisión	Se privatizó en su totalidad. El transportista es pasivo y no tiene responsabilidad sobre la expansión. Las acciones pertenecen en su gran mayoría a inversionistas extranjeros.	Si bien se han vendido acciones de ISA y Transelca al público, el Estado sigue siendo el mayor propietario de la red, manteniendo más del 70%. Existen 12 agentes transportadores (públicos y privados).	No existen planes para privatizar las principales empresas de transmisión, Etecen y Etesur, que surgieron después de desintegrar Electrolima y Electroperú. Aún así, la expansión y las nuevas líneas son construidas y operadas por privados a través de concesiones con licitación pública.
Distribución	Se privatizó en su totalidad. Existen varias empresas distribuidoras cuyas acciones pertenecen tanto a inversionistas extranjeros como domésticos.	Es el sector en el que menos se ha avanzado. Si bien en 1998 se privatizaron las 8 electrificadoras de la Costa Atlántica, aún falta privatizar 13 distribuidoras del Estado (aprox. 20% de la demanda).	La distribución fue el sector en el que la privatización avanzó más. Las empresas Edelnor y Luz del Sur, que surgieron de la desintegración de Electrolima, cuentan con 60% de capital privado. También se han privatizado algunas empresas de distribución regionales.

Algunos aspectos más específicos de la regulación de cada país se detallan a continuación:

Bolivia

- Los distribuidores abonan el precio spot y trasladan mensualmente las diferencias de tarifas.
- Los Precios de Referencia de Combustibles utilizados para la generación de electricidad, son calculados semestralmente por el Comité de Despacho. Los Precios de Referencia de Combustibles líquidos, gasíferos y sólidos se determinarán en base a su respectivo costo de oportunidad tomando en cuenta, los gastos de importación, impuestos y fletes, necesarios para llevar el combustible hasta la Central.
- El cálculo de los precios de Nodo es efectuado en base a los valores esperados de los costos marginales de corto plazo de energía para cada bloques horarios establecidos por la Superintendencia de Electricidad.
- La potencia firme de una Unidad Generadora es la potencia con que resulta requerida en el despacho económico para cubrir la demanda de punta anual prevista, para una condición de año seco en las Centrales hidroeléctricas y una determinada disponibilidad del conjunto de Centrales termoeléctricas.
- La remuneración anual de los transmisores se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.
- La actividad de distribución está regulada, particularmente en los aspectos siguientes: obligación de suministro a todos los consumidores de su área de concesión, suministro a precios máximos regulados por la Superintendencia de Electricidad, y obligación de suministro con niveles de calidad establecidos en la legislación.

Colombia

- En la Bolsa de energía se establece el programa horario de generación y el precio de Bolsa para las transacciones de energía, a partir de las ofertas de precio y de la declaratoria de disponibilidad de cada recurso de generación.

- El precio de Bolsa, junto con los contratos a largo plazo, son la base para realizar la liquidación de los intercambios comerciales entre agentes. El precio de la bolsa corresponde al precio de oferta del recurso que genera el último MW no inflexible para cubrir el total de la demanda real. Se obtiene con el despacho ideal y este será el precio utilizado para valorar los intercambios en la bolsa.
- El despacho ideal es el programa de generación, usando los recursos más económicos que cubre la demanda real, mas las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) teniendo en cuenta la disponibilidad comercial y las características técnicas e inflexibilidades de los generadores, sin considerar las restricciones eléctricas del sistema.
- La disponibilidad comercial se determina con base en la disponibilidad declarada, la disponibilidad real y las características técnicas propias de cada máquina.

Ecuador

- Las transacciones de energía que pueden celebrarse en el mercado son en el mercado ocasional y el de contratos a plazo.
- Dada la variabilidad o volatilidad de los precios spot, es fundamental que el Mercado Mayorista estructure mercados comerciales a futuro a fin de estabilizar precios de parte de la producción y consumo. Este mercado comercial es el mercado a término que no tiene injerencia en la operación a mínimo costo del sistema o en el mercado spot.
- En condiciones de despacho económico, sin restricciones de la red, el costo marginal de energía se determina en la Barra de Mercado como el costo variable de producción de la unidad de generación que atiende el incremento de carga, con la reserva necesaria para garantizar la calidad y confiabilidad del sistema.
- El costo de generación se determina por el costo variable de producción en el caso de las unidades térmicas y plantas hidráulicas de pasada, y por el costo de oportunidad de la oferta hidráulica (valor del agua) para plantas hidráulicas con embalses de regulación mensual o superior. En el caso de las Interconexiones Internacionales, específicamente la importación, se determina por el precio de oportunidad ofertado para esa energía. Se determina el precio unitario de potencia como el precio unitario de potencia correspondiente al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco.
- Dada la importancia de la generación hidráulica y de la central de Paute, la pluviosidad tiene en Ecuador una fuerte incidencia en el precio. En épocas secas los precios en el mercado mayorista (MEM) tienden a incrementarse. Lo mismo ocurre cuando se percibe la proximidad de un fenómeno hidrológico del Pacífico (Fenómeno de El Niño).
- El cálculo tarifario de la transmisión considera el Costo Medio del Sistema de Transmisión, que corresponde a la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Perú

- La tarifa aplicada al usuario final considera componentes de generación, transmisión y distribución. Para los clientes del mercado libre se aplican los precios de sus contratos establecidos de mutuo acuerdo con los proveedores. Para los clientes regulados se corre un modelo de despacho económico a 48 meses que considera costos estándar de inversión,

operación y mantenimiento, y que no tiene en cuenta la congestión de los Sistemas de Transmisión. La tarifa calculada se compara con los precios de venta de energía transados en el mercado libre y se obtiene una tarifa que no debe superar una banda del 10% del precio teórico. Este valor es aplicado por parte del distribuidor para cobrar al cliente, como también para pagarle al generador por la energía destinada al cliente regulado.

- Los precios Spot o Costos Marginales de Intercambio en el Mercado Mayorista son determinados por el Comité de Operación Económica del Sistema - COES -, como el costo de la central térmica de mayor costo que esté operando en el Sistema durante el lapso de 15 minutos. En el caso que una central hidráulica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, resulta igual al valor del agua expresado como costo unitario de energía.
- Los pagos por capacidad o potencia comprenden los costos de inversión de la unidad más económica para cubrir la punta, afectado de los factores de expansión de pérdidas con el objeto de tener en cuenta las pérdidas marginales.
- La transmisión se divide en principal y secundaria, la primera se remunera por medio del peaje de conexión al sistema principal y es asumido por todos los usuarios del sistema. La secundaria la pagan solo los usuarios del sistema secundario específico de transformación y transmisión. El Gobierno licitó Concesiones de Sistemas Principales de Transmisión por un plazo máximo de tres años de construcción y de 30 años de explotación, bajo la forma BOOT (Built, Own, Operate and Transfer).

Venezuela

Venezuela es el país de la región andina que se encuentra más rezagado en el proceso de reforma regulatoria e institucional. Si bien el 21 de Septiembre de 1999 fue aprobada la Ley del Servicio Eléctrico, en términos prácticos ésta no ha sido implementada. La Ley:

- Establece la necesidad de conformar un Mercado Mayorista de Electricidad (MME) basado en el principio de la libre competencia en las actividades de producción y comercialización de la energía.
- Establece la creación de dos entes de carácter público, uno de ellos para la reglamentación y regulación, y el otro, para operación y administración del nuevo esquema de mercado. El primero de ellos se denomina, Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el segundo el Centro Nacional de Gestión (CNG).
- Le reserva al Estado la actividad de generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroni, Paragua y Caura. Esto conlleva a que muchos de los aspectos relacionados a la fijación de precios dentro del MME estarán orientados a garantizar los ingresos de la generación hidráulica de estas cuencas.

Actualmente, los contratos entre agentes (empresas que confirman el sector eléctrico nacional) son bilaterales (financieros y físicos) y están regulados por las disposiciones publicadas por el Ministerio de Energía y Minas. Los contratos sólo contemplan las transacciones de energía y potencia.

Por otra parte OPSIS, a través del despacho nacional, sólo tiene acceso supervisorio y de control a lo que se conoce como Red Troncal de Transmisión (RTT), la cual esta conformada por el conjunto de activos de transmisión que sirven de enlace de la generación ubicada en el Bajo Caroni y las distintas áreas interconectadas.

Las redes eléctricas de alta tensión para transporte de energía son operadas y mantenidas por las empresas que las construyeron.

LOS INTERCAMBIOS

1. ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS ESPERADOS DE LA INTEGRACIÓN

América Latina es una región con bajo nivel competitivo que debe tratar crear un sector energético eficiente y sustentable.

El problema básico del sector gas que esta en desarrollo y del sector eléctrico que si bien esta muy desarrollado requiere una importante regulación para que pueda ser desarrollado.

Hacer un sistema eléctrico eficientemente sustentable y eficiente requiere de un sector energético que elimine las :

- Ineficiencias institucionales
- Ineficiencias regulatorias
- Ineficiencias estructurales
- Ineficiencias de transmisión

1.1. ELECTRICIDAD

Un incremento de las interconexiones internacionales en la región dará beneficios que finalmente se expresarán en una mayor eficiencia económica y una mayor seguridad de abastecimiento. Algunos de esos beneficios pueden ser medidos en términos cuantitativos y otros tienen un carácter cualitativo.. Entre los primeros pueden mencionarse los que producen un efecto directo sobre los costos o precios tales como el menor uso de combustibles no renovables reemplazados por un mejor despacho del parque de generación, y en particular por un mejor uso del agua almacenada en los embalses, principalmente en Ecuador aunque también lo es en Perú y Colombia. Entre los segundos puede mencionarse aquellos, que, aunque redundan en un mejor precio, sobre todo se orientan a la mejora de la “calidad del mercado”, como ser la mayor competencia que resulta de incrementar el número de participantes, el mayor volumen del mercado y la estabilidad regulatoria. También debe destacarse que las mejoras cuantitativas suelen ser diferentes si se miden desde un enfoque macroeconómico que si se refieren al impacto sobre empresas y consumidores.

La existencia del comercio regional de energía permite además optimizar el uso de la infraestructura ociosa o mal utilizada tal como la generación térmica que hoy no se utiliza, principalmente en Colombia, y que podría ser fundamental para la Central de Paute en Ecuador que introduce una alta volatilidad en los precios de ese país. También será mejor aprovechable la potencia hidroeléctrica excedente de Venezuela y de Colombia y un mejor aprovechamiento de la de Perú.

Entre los posibles beneficios que aportan las interconexiones entre dos mercados se pueden mencionar los siguientes, clasificados en económicos directos y de calidad de mercado:

A) BENEFICIOS ECONÓMICOS CUANTITATIVOS

Menores costos resultantes del despacho económico, por un mejor uso del conjunto de los recursos de generación y transmisión disponibles y de las inversiones a realizar En particular este efecto se manifiesta en.

- Eficiencia operativa: Mejor uso de recursos energéticos renovables reemplazando el uso

del gas natural y combustibles líquidos.

- ◆ La optimización de la operación de los embalses producirá mejores resultados, es decir menos costo de abastecimiento y mayor calidad del servicio, en la medida que, como consecuencia de la integración, exista mayor diversidad hidrológica, mayor parque térmico de respaldo, y mayor demanda a abastecer. En este aspecto merece citarse los resultados del CIER 02.
- ◆ Optimizar el rendimiento hidráulico del conjunto al hacer más estable los requerimientos hidráulicos
- Eficiencia en la inversión:
 - ◆ Optimización del uso de la infraestructura disponible de generación eléctrica reduciendo, para un determinado objetivo de calidad del servicio los requerimientos de potencia de reserva, de potencia máxima asociada a la complementariedad de las demandas diaria, estacional y en condiciones extremas (año seco o máxima indisponibilidad).
 - ◆ Optimización del uso de la infraestructura de transporte eléctrico al permitir una mayor utilización de la capacidad remanente para la optimización del despacho por el incremento de la capacidad de transporte por la existencia de caminos alternativos ante situaciones de emergencia (gas y electricidad)
 - ◆ Reducción de la volatilidad medía de los sectores con la consiguiente reducción de precios ante un menor riesgo.
 - ◆ Una reducción de costos de inversión y de OyM vinculados a la escala regional de los proyectos.
 - ◆ La consecuencia de esas mejoras de eficiencia redonda en una reducción del costo medio de abastecimiento de energía de la demanda .

B) *BENEFICIOS EN LA CALIDAD DEL MERCADO*

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la mencionada optimización del despacho, con reducción del uso de combustibles
- incremento de la competitividad (especialmente en Colombia). La integración puede tener un efecto positivo reduciendo las posibilidades de ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes. Este tema ha sido motivo de preocupación desde hace tiempo en numerosos estudios presentados por académicos de USA en relación con el proceso de reestructuración del sector eléctrico en numerosos estados de ese país. La mayor parte de los temores se confirmaron en la reciente crisis de California. Uno de los aspectos más notables en este sentido es que numerosos autores han demostrado que las posibilidades de ejercicio de poder de mercado se pueden dar con mayor facilidad en el sector eléctrico que en otros rubros de la economía¹. Como la posibilidad del uso del poder de mercado está en relación directa con el número de participantes del mercado, sobre todo del lado de la producción, la integración actuará como un limitante de la posibilidad de ejercicio de estas prácticas.

¹ Por ejemplo ver el trabajo de Erik Hjalmarsson "Nord Pool: A Power Market without Market Power", Department of Economics, Goterborg University

- reducción de riesgos regulatorios y otros riesgos que puede introducir en los negocios el accionar del estado (esto bien puede ser un limitante de la ejecución de interconexiones o de ser resuelto un beneficio que introducen las mismas)
- Mejora de la seguridad de abastecimiento asociado al mallado de las redes nacionales y al bajo riesgo de no suministro por indisponibilidad de la importación. Además es posible lograr un incremento importante de la calidad del suministro si se aplica un criterio de uso del sistema que permita a los operadores de los sistemas acordar intercambios en situación de emergencia.
- Integración de regiones aisladas o mejora de calidad en zonas con conexión radial. Este es un subproducto consecuencia de la necesidad de hacer sistemas de interconexión entre países. Por ejemplo en el Norte Ecuatoriano o Peruano o en zonas de frontera de Colombia y Venezuela es posible incrementar la calidad de servicio y la seguridad de suministro al incrementarse la cantidad de líneas que llegan a dichas zonas.
- Estabilidad regulatoria. Los cambios arbitrarios son más dificultosos de realizar al involucrar relaciones comerciales entre países.

C) *MEJORES SEÑALES ECONÓMICAS EVITANDO SUBSIDIOS CRUZADOS POR EL MISMO MOTIVO.*

Cuantificar el efecto acumulado y progresivo de los beneficios es una tarea ardua y que puede dar errores importantes dado que se debe trabajar sobre beneficios asociados a la diferencia de precios cuya evolución individual esta sujeta a importantes incertidumbres.

D) *EL IMPACTO SOBRE LOS PRECIOS*

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
- la calidad del servicio

Los impactos en el corto plazo de los intercambios se pueden determinar asumiendo que en el corto plazo no cambia el equipamiento. Sobre un 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. Por el contrario, la situación es inversa en un sistema exportador donde 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.

Estos efectos de corto plazo pueden no existir si el desarrollo de las interconexiones es descontado por el mercado, es decir si es el resultado de un proceso donde el mercado evoluciona con esa información como dato. En éste último caso, que es el que corresponde analizar si la implementación de los cambios normativos se realiza con un proceso de transición el resultado es el que corresponde al costo marginal de largo plazo.

La diferencia de CMLP entre los países tenderá a reducirse conforme se incrementan los volúmenes de energía intercambiada reduciendo con ello el costo de abastecimiento de la demanda. La reducción de precios estará asociada en gran medida al mejor uso de la infraestructura de transporte de energéticos reduciendo con ello el costo unitario de transporte de los futuros proyectos de generación y a la mayor eficiencia de las unidades de producción como se detalló en la descripción general de beneficios.

1.2. GAS

Los mercados de gas no están tan desarrollados estructuralmente como los sectores eléctricos de los países aunque mucho más cercanos al sector privado que lo que usualmente ha estado el sector eléctrico.

Entre los beneficios más destacados que se obtienen en una integración se pueden mencionar que:

- Mejora la infraestructura física y desarrolla los ejes socioeconómicos y sus áreas de influencia en los países.
- Efecto multiplicador de los proyectos sobre el desarrollo. Aumenta el comercio en la región y amplía los mercados y crea economías de escala disminuyendo costos.
- Crea nuevas oportunidades de negocios y de inversión fortaleciendo las economías.
- Fortalece a la región frente a la volatilidad de la globalización disminuyendo su vulnerabilidad.
- Mejora de la competitividad internacional de la región. Facilita la inserción competitiva en los mercados globales acelerando la curva de aprendizaje.

2. INTERCONEXIONES DE GAS

En términos de los mercados internos, como ya se expresó anteriormente y con excepción de Colombia, en todos los países en estudio la infraestructura gasífera resulta muy insuficiente, o incluso, inexistente. Una de las condiciones primarias para incrementar la producción de gas será mejorar, ampliar –y en algunos lugares construir– las redes internas de gasoductos. Con respecto a los gasoductos de interconexión dentro de la región, existen varios proyectos en estudio, aunque aún ninguno de ellos se encuentra en desarrollo.

En la tabla siguiente se presentan los proyectos de gasoductos. Hasta la fecha en que se presenta este informe, todos ellos se encuentran en estudio.

**LISTA DE GASODUCTOS PROYECTADOS Y EN ESTUDIO
CON SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS**

Países a conectar	Nodos de salida y de llegada	Capacidad máxima [10 ⁶ m ³ /día]	Longitud [km]	Inversión estimada [10 ⁶ US\$]	Tarifa probable de transporte [US\$/10 ⁶ BTU]
BOL-PER	La Paz-Iló	4.1	400	163.30	0.62 (para TIR 9%)
					0.68 (para TIR 10.5%)
					0.73 (para TIR 12%)
PER-BOL	Camisea-Río Grande	10.0	1500	936.60	1.05 (para TIR 9%)
					1.19 (para TIR 10.5%)
					1.33 (para TIR 12%)
PER-BRA	Camisea-Río Branco-Porto Velho	5.0	1200	590.40	1.27 (para TIR 9%)
					1.45 (para TIR 10.5%)
					1.62 (para TIR 12%)
COL-ECU	Cali -Quito	4.1	700	280.80	0.87 (para TIR 9%)
					0.96 (para TIR 10.5%)
					1.07 (para TIR 12%)

VEN-COL	Ulé-Maicao	2.1	467	153.50	0.94 (para TIR 9%)
					1.04 (para TIR 10.5%)
					1.14 (para TIR 12%)
ECU-PER	Quito-Tumbes	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: Mercados Energéticos, sobre la base de información de EIA, OLADE, CEPAL, GTZ

Además, existe un proyecto completo de integración con los países centroamericanos –aunque económica y financieramente aún no se ha justificado su rentabilidad–, en el que Panamá y Costa Rica se abastecerían de gas de Venezuela y/o de Colombia.

En términos de posibilidades de ejecución, se pueden hacer los siguientes comentarios sobre cada uno de los proyectos:- El gasoducto entre Bolivia y Perú que iría de La Paz a Iló: es de difícil ejecución excepto que se resuelva un proyecto de GNL de ejecución conjunta entre Perú y Bolivia para exportar GNL a la costa oeste de EEUU.- El gasoducto Perú- Bolivia que iría entre Camisea- Río Grande: carece de sentido para exportar a Brasil porque el precio que obtendría Perú en upstream sería reducido.- El gasoducto Perú- Brasil que iría entre Camisea- Río Branco-Porto Velho: es de difícil ejecución por los costos que introduce.- El gasoducto entre Venezuela y Colombia: desde mediados del año 1999, viene trabajando una Comisión Binacional Técnico - Económica de alto nivel para evaluar y estudiar, entre otras cosas, las posibilidades de cooperación en materia de gas y de electricidad de ambos países. A noviembre de 2001, los miembros de la Comisión justificaban la realización del gasoducto dado que, si bien Colombia podría presentar excedentes de producción en el corto plazo, en el largo plazo podría tener un déficit en caso de que no se descubran y desarrollen nuevos yacimientos. Por su parte, Venezuela, a pesar de sus enormes reservas, presenta una situación de dos regiones no interconectadas, una de las cuales es deficitaria – la occidental, limítrofe con Colombia, por los requerimientos de reinyección del gas asociado – y una potencialmente excedentaria, al oriente del país. La anterior combinación de circunstancias le permite plantear la alternativa de flujos iniciales de Colombia hacia Venezuela, cambiándose la dirección hacia el futuro.

- En Venezuela, por su parte, existen otros dos proyectos de exportación de gas adicionales al gasoducto con Colombia:

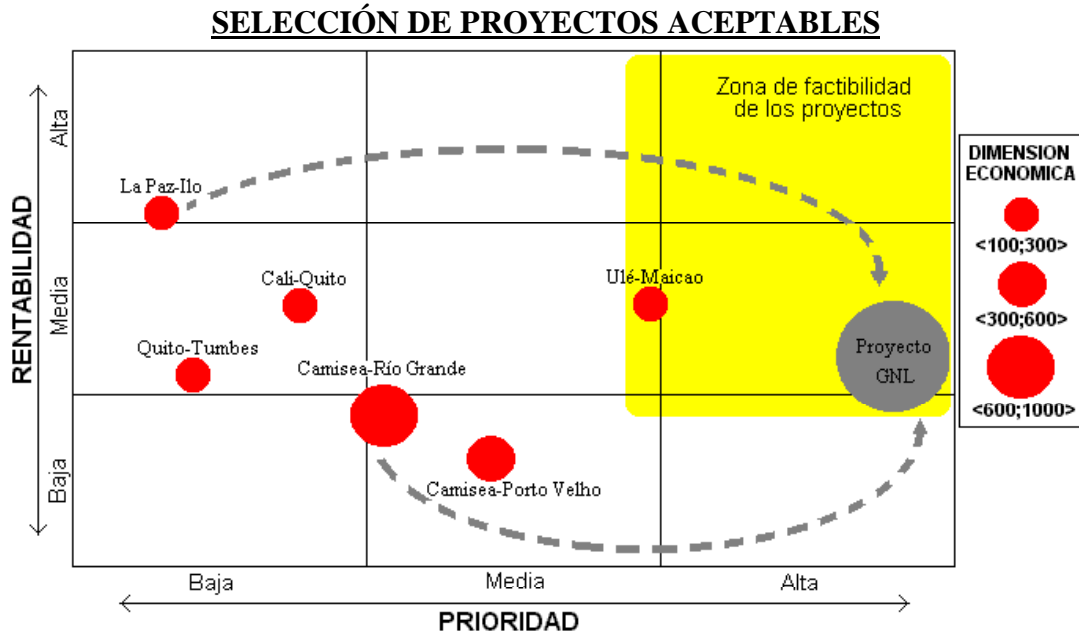
- Uno a través de la construcción de una planta de licuefacción de gas natural, con el objeto de exportar alrededor de 4 millones de toneladas de GNL (Gas Natural Licuado). Se trata de una versión a una escala menor del proyecto “Cristóbal Colón”, que finalmente fue abandonado por inviabilidad económica. Las empresas participantes en este nuevo emprendimiento serían PDVSA junto con Royal Dutch/Shell, Exxon-Mobil Corp. y Mitsubishi Corp. y cuya inversión se estima en alrededor de US\$ 2,000 millones.
- El otro se trata de la construcción de una planta de transformación GTL (Gas to Liquids) en Jose destinada a la exportación. En la actualidad el grupo de Gas de PDVSA está efectuando un estudio de factibilidad de una planta que tendría una capacidad de 15.000 barriles/día.

En Bolivia, el proyecto que llevaría gas a Norteamérica implicaría aumentar la capacidad de alguno de los gasoductos proyectados inicialmente con un menor caudal (desde Bolivia hacia Perú o hacia Chile). Este proyecto cambiaría substancialmente las condiciones operativas – físicas y económicas– de cualquiera de las alternativas.

En suma, los proyectos que tienen alguna viabilidad económica son los que podrían vincular a Perú con Bolivia para trabajar en una alianza conjunta en la comercialización de sus reservas (como es el caso del “proyecto GNL de Bolivia), y la vinculación entre Colombia y Venezuela porque ayudaría a ambos países a mejorar la monetización de sus respectivos

activos y expandiría la disponibilidad del gas en los territorios nacionales que no pueden acceder hoy a este recurso.

La gráfica siguiente muestra la clasificación de los potenciales proyectos y su nivel de “elegibilidad” para su ejecución.



3. INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

3.1. ESTUDIOS PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA –COLOMBIA - ECUADOR A 230 kV

El proceso de análisis para la integración eléctrica entre Colombia y Ecuador fue iniciado en el año 1970 por las áreas de planeación del antiguo ICEL (hoy IPSE) y Cedenar en Colombia, y Emelnorte en el Ecuador. En 1998 se realizó el estudio de interconexión Colombia - Ecuador a más alta tensión. En este estudio se analizaron 5 alternativas de conexión, cuatro de ellas a 230 kV y una a 500 kV entre las subestaciones de Jamondino en Colombia y Pomasqui en Ecuador. Se concluyó que desde el punto de vista técnico la mejor alternativa para conectar los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia era mediante un doble circuito a 230 kV entre ambas subestaciones.

De las evaluaciones técnicas llevadas a cabo en el 2001 por ISA y el CENACE, se desprende que con la línea Jamondino - Pomasqui 230 kV (220 km) es factible una transferencia de 150 MW en demanda máxima y 100 MW en demanda mínima. Los límites de transferencia se deben al requerimiento de amortiguamiento para la oscilación de potencia a través de la interconexión.

Una segunda etapa del proyecto incluiría una compensación serie del 50% en la línea San Bernardino (Popayán, Colombia) – Jamondino, lo cual permitiría una transferencia adicional de 300 MW en demanda máxima y 100 MW en demanda media y mínima.

Los costos de la energía en Colombia y los beneficios de la interconexión presentados por ISA son:

Componente	Promedio
Restricciones por Exportación	0.5 ¢US/kWh
Costo conexión Internacional	0.57 ¢US/kWh
Costo Comercialización	0.4 ¢US/kWh
Costo Restricciones (Res 034)	0.34 ¢US/kWh
CND y SIC	0.01 ¢US/kWh
CREG-SSPD	0.004 ¢US/kWh
Uso del STN	0.55 ¢US/kWh
Costos de Compra de Energía	
Precio de Bolsa :	2.73 ¢US/kWh
Tarifa de Contratos:	2.32 ¢US/kWh
Total Costos de Compra de Energía	
Precio de Bolsa :	5.10 ¢US/kWh
Tarifa de Contratos:	4.69 ¢US/kWh

De los cálculos realizados en los estudios de ISA se observa que si el factor de uso es de la línea es del 70%, los ingresos obtenidos pueden duplicar los costos.

Dentro de los cálculos existen componentes que son objetables dado que asignan costos que no deberían ser asignados a los intercambios, de existir una tarificación eficiente, como por ejemplo:

- Restricciones por exportación
- Uso de STN cuando puede no sobrecargar el sistema nacional durante la mayor parte del tiempo o por lo menos no habrá que reforzarlo
- El costo de las restricciones

La inclusión de estos componentes muestra: i) que la discusión regulatoria no es de segundo orden dado que si estos componentes no fuesen considerados dentro de los costos, la diferencia sería de cerca de 10 U\$/Mwh; y ii) que el proceso de integración aún es incipiente dado que, si bien se eliminaron las barreras fronterizas, los bienes que las atraviesan (energía), recibe un tratamiento regulatorio / normativo que no es fruto de la armonización de marcos regulatorios o de acuerdos de libre comercio sino, que introduce costos que facilitan la venta del producto, pero no necesariamente un intercambio óptimo.

3.2. ESTUDIOS PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PERÚ - ECUADOR A 230 kV

En el caso de la interconexión Perú - Ecuador, a finales del año 2000 Hydroquébec International Inc. suscribió un convenio de colaboración con ETECEN y TRANSELECTRIC de Perú y Ecuador respectivamente, para la realización de un estudio de interconexión eléctrica entre ambos países. El estudio concluyó que el enlace de interconexión más conveniente es del tipo asincrónico con una máxima capacidad de 250 MW. Se recomienda el desarrollo del proyecto en dos etapas, la primera de ellas con una capacidad de 125 MW y que consiste en la construcción de un circuito a 230 kV entre Milagro (Ecuador) y Zorritos (Perú) con una estación de acople de corriente continua (Back-to-Back) en la frontera.

Se concluyó que el máximo potencial de reducción de costos totales de generación para ambos países, habiendo realizado un plan de desarrollo, estaría en el orden de 500 millones de US \$ (a valor presente con tasa de descuento del 12%).

La distancia más corta entre los dos sistemas es de aproximadamente 100 km (entre Tumbes (Perú) y Machala (Ecuador), la distancia eléctrica entre los centros eléctricos de generación - carga de ambos países sería de más de 1500 km, y que el enlace de transmisión entre ellos es débil dinámicamente. Esto último condujo a que se evaluaran alternativas de enlaces de interconexión asíncronos (con convertidor "Back to Back" en corriente continua) y síncronos (con enlaces de transmisión convencionales en Corriente Alterna), determinando que el enlace de interconexión más conveniente es del tipo asíncrono con una máxima capacidad del orden de 250 MW.

Los estudios muestran que los beneficios totales de reducción de costos que ofrece el proyecto evaluado en su valor presente en Millones de US \$ es de:

	Ecuador	Perú	Total
Ahorros en inversión en generación	92.3		92.3
Ahorros en Combustible y O y M	122.9	45.7	168.6
Inversión Interconexión	-38.8	-47.8	-86.5
Costo de inversión en generación.		-39.8	-39.8
Total	176.4	-41.8	134.6

Los ingresos por venta de energía basados en costos marginales de corto plazo, resultaron en un valor presente de 77,4 Millones US \$ para Perú y 9,4 Millones US \$ para Ecuador. En base a los costos e ingresos obtenidos se determinó la rentabilidad Beneficio / Costo para Perú que fue de 1,6 y para Ecuador de 2 siendo para el proyecto binacional de 1,9 Millones US \$.

Las obras comprendidas en la primera etapa del proyecto de interconexión incluyen:

- Una Línea de Transmisión 230 kV Milagros - Machala, 150 km
- Línea de Transmisión 230 kV Machala - Convertidor, 50 km.
- Estación Convertidora Asíncrono 230 kV– 220 kV.
- Línea de Transmisión 220 kV Convertidor - Zorritos, 50 km.
- Línea de Transmisión 220 kV Talara - Piura, 105 km de longitud

El plazo de ejecución de las obras de la primera etapa del proyecto se ha estimado en 24 meses. Para la segunda etapa el costo de inversión se estima en 72.6 millones de US\$ de los cuales corresponde el 31% para el Ecuador y el 69% para el Perú.

3.3. ANALISIS SOBRE LOS ESTUDIOS REALIZADOS DE LAS INTERCONEXIONES ECUADOR CON COLOMBIA Y PERÚ

Bajo cualquier escenario, en el corto plazo el desarrollo de las interconexiones con Ecuador se justifican dada la situación de crisis en la que se encuentra su sistema. No obstante es posible realizar las siguientes observaciones en relación a las mismas:

3.3.1. EVALUACIONES ECONÓMICAS:

- Las evaluaciones económicas realizadas tanto con Perú como con Colombia fueron efectuadas con los planes existentes (esto se observa incluso en la evaluación de Hydroquebec en la que no se ven modificaciones al plan a pesar de existir un plan de

expansión desarrollado con el programa Super-Olade-BID) sin realizar evaluaciones de beneficio – costo desde el punto de vista de mercados dinámicos.

- Con relación a la interconexión Colombia – Ecuador:
 - Sería necesario realizar una evaluación de los requerimientos del sistema de transporte de Colombia por la potencia solicitada por el sistema de Ecuador, dado que una primera evaluación de la interconexión indicaría que la asignación de los cargos de transmisión de Colombia no está asociada con los costos incurridos. Es más, no es claro aún porque si la zona del suroccidente colombiano dispone de 2,323 MW de generación (526 MW térmicos) con una demanda de 1,250 MW con excedentes medios de 600 GWh (equivalentes a 100 MW medios), el intercambio agrega costos en vez de reducirlos.
 - La expansión de Colombia se desarrollará teniendo en cuenta la interconexión por lo que la optimización del uso de equipamientos permitiría prever una reducción una reducción y no un incremento de los precios. Es de recordar que el costo marginal colombiano es proporcional al precio del gas y éste es constante para los diferentes escenarios de interconexión.
 - La interconexión con Ecuador a Colombia es una exportación casi marginal para Colombia, y debe ser vista, fundamentalmente, como un elemento que permite un mejor uso de los equipamientos existentes.
 - Los costos de capacidad y restricciones transferidos por Colombia no deberían aplicarse al sistema Ecuatoriano.
 - No se dispone de los contratos o propuestas de contratos a firmar pero se supone que los comercializadores ofrecerán el producto en un marco de competencia, asumiendo todas las ventajas de la comercialización en ambos sentidos. De ser así sólo quedaría que se eliminen aquellas asignaciones tarifarias no consistentes con los costos.
- Con relación a la interconexión Perú - Ecuador:
 - Las evaluaciones de Hydroquébec no parecen ser consistentes con un mercado competitivo o sólo son representativas del corto plazo (falta información para emitir una opinión definitiva) dado que la interconexión da pérdidas para Perú. Esto sólo puede ser obtenido en escenarios estáticos o en evaluaciones de corto plazo. Los costos marginales en el largo plazo de Perú son muy elevados para un país que dispone de gas a 1,9 U\$\$/ MBTU y por lo tanto un costo de largo plazo que no debería exceder los 30 U\$\$/ Mwh. Además no se han evaluado aún los beneficios de calidad que podría producir una nueva fuente de alimentación eléctrica en aquellas zonas del Perú que se encuentran hoy alimentadas por un solo circuito.
 - Los costos de la expansión considerados en Perú y las limitaciones en el análisis de las alternativas, dan una oportunidad de conexión que debería ser analizada nuevamente. La potencia de intercambio en cambio es un elemento que difícilmente pueda cambiar en gran magnitud porque esta ligada a las potencias que pueden ser trasladadas por el sistema existente. Es de recordar que una alimentación desde Lima en transmisión cuesta más de 25 U\$\$/Mwh lo que hace que no sea competitiva con otras fuentes de Ecuador, permitiendo que solo se exporte aquello que permite un mejor uso del sistema existente del Perú.

- No se ha observado (dentro de la información disponible) una evaluación de los costos de la volatilidad producida por la Central Paute en Ecuador lo cual, en otras palabras, significa que no se han considerado los ahorros en potencia que es posible obtener con una mejor utilización del sistema de este país.

En suma, para ambas interconexiones se recomienda que :

- Se realicen evaluaciones de los beneficios que producen las interconexiones considerando el comportamiento dinámico del mercado.
- Los contratos que se firmen permitan que las partes asuman los costos y los beneficios que la interconexión produzca, considerando la evolución de los mismos a lo largo del tiempo.

3.3.2. EVALUACIONES TÉCNICAS:

- Si bien no se encuentran observaciones generales a la interconexión Pasto - Quito se recomienda que se creen reglas específicas de desempeño para situaciones críticas. El valor de una interconexión para Colombia y Ecuador depende en una buena medida en el suministro bajo condiciones de restricciones del mismo y para ellas es posible relajar los criterios de confiabilidad de condiciones normales. Este incremento de potencia puede producir importantes beneficios y debería ser establecido antes de que se cierren los contratos.
- Los estudios de Hydroquébec disponibles no permiten establecer claramente las alternativas técnicas desarrolladas:
 - Se observa que se hace competir un back to back con alternativas de expansión que no son comparables (expansión de líneas de alta tensión). Existe muchas opciones especialmente con los esquemas especiales de estabilización que deberían ser analizados en competencia al back to back para poder confirmar que esa es la alternativa más conveniente.
 - En un sistema no es una situación estándar que se produzcan resultados de estabilidad que indiquen que la presencia de una interconexión internacional con Colombia que introduce una interconexión adicional débil permite aumentar la exportación de Ecuador a Perú.
 - Valen los mismos comentarios sobre las normas de desempeño que para la interconexión con Colombia.
 - La interconexión con Perú depende de la optimización que se pueda realizar del sistema de transmisión en este país, por lo que su desarrollo debe concentrar el análisis inicial en maximizar la capacidad de transmisión en el tramo Frontera- Lima, para después analizar las alternativas de conexión con Ecuador.
 - La operación de la interconexión para alimentar áreas del otro país previamente aisladas es una buena solución de compromiso en el corto plazo, pero no debe ser tomada como objetivo de operación permanente.

3.4. INTERCONEXIONES COLOMBIA – VENEZUELA.

Las interconexiones existentes son:

	Zulia	Cuatriscentaenario	El Corozo
Tensión KV	115	230	230
Longitud KM	25	124	68,5
Operación	Radial	Interconectada	Radial
Fecha de operación	1969	1992	1996
Capacidad MW	25	150	100 (50 por limitaciones VE)

El uso de estas interconexiones durante el año 2000 fue inferior al 4%. En enero de 2002, las exportaciones fueron de 60,3 GWh, con una disminución del 12% frente a diciembre de 2001 (68,4 GWh).

A pesar de que existen interconexiones entre Venezuela y Colombia construidas y en servicio desde hace varios años, las mismas son utilizadas marginalmente en épocas de operación estable de los sistemas de ambos países, debido principalmente a diferencias regulatorias (peajes, etc). No obstante, estas interconexiones tienen un uso importante como mecanismo de respaldo ante situaciones coyunturales, como son los atentados guerrilleros contra la infraestructura de transmisión en Colombia o ante fenómenos de escasez en alguno de los dos países.

3.5. PROPUESTA REGULATORIA REGIONAL

En esta sección se analiza la propuesta regulatoria para la interconexión regional de los sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía eléctrica, realizada por el Grupo de Trabajo designado, a fines de 2001, por los gobiernos de los países andinos. En la propuesta se detallan los antecedentes y los principios para la armonización de los marcos regulatorios de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela en lo referente a las importaciones y exportaciones de electricidad.

El grupo de trabajo fue formado por los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela y que ha sido aprobado por los gobiernos.

3.5.1. ACUERDO COMPLEMENTARIO AL DE INTERCONEXIÓN REGIONAL

En los primeros acuerdos se presentan propuestas en las que se implementan principios de libre comercio y eliminación de barreras existentes como el principio de no discriminación, y la eliminación de los subsidios e incentivos directos a las exportaciones y de los aranceles a las importaciones.

Además en el acuerdo se establecen principios que permiten la realización de interconexiones eficientes y dan una concepción del diseño de mercado requerido como por ejemplo que:

- El uso físico de las interconexiones dependerá del despacho económico coordinado de los mercados.
- Los contratos internacionales sean únicamente de carácter financiero.
- Se busque establecer mecanismos que garanticen la remuneración de las inversiones en interconexiones internacionales.
- Las rentas de la congestión de un enlace internacional no sean asignadas a los propietarios del mismo.

- Los precios spot valorizan las transacciones “spot” internacionales producto de los flujos físicos

La primera consecuencia de lo descrito en el Acuerdo es que el diseño requiere se tenga prácticamente un solo mercado desde el punto de vista operativo ya que no debería haber diferencia de precios entre extremos de una interconexión internacional debida a falta de coordinación entre despachos de diferentes países. Entre los despachos previos y el despacho real existe una diferencia importante debido a cambios en las demandas o en la disponibilidad de la generación. La potencia despachada por la interconexión el día anterior deberían ser modificados tantas veces como las que existan diferencias entre los precios de mercados requiriendo una exactitud que hoy en día no existe en los sistemas nacionales. De no ser realizado se podrían tener transacciones a un precio diferenciado con el que existe en el mercado y la necesidad de asumir costos adicionales. Los derechos financieros que se aplicarán a las interconexiones internacionales requieren que exista una igualdad de conceptos remuneratorios y de eficiencia que no están previstos en los acuerdos.

Si bien es muy importante que se fijen estos objetivos políticos para la integración parece ser poco realista su implementación en el corto plazo.

Respecto a las ampliaciones de transporte internacional dos son los enfoques que en el contexto internacional se están utilizando más habitualmente. En ambos enfoques, existe una estrecha interrelación entre la manera de regular la expansión de líneas de interconexión internacional y el acceso a las mismas.

Un primer enfoque consiste en procurar regular las líneas de interconexión internacionales de la forma más similar posible al resto del sistema, justificándose su desarrollo y su acceso de acuerdo a las reglas de beneficio común del sistema, concepto que parece primar en la regulación propuesta por el grupo de trabajo.

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

La principal ventaja de este enfoque es que se consigue un marco regulador para las interconexiones internacionales coherente con la del resto del sistema y que se sientan las bases para un desarrollo y uso eficiente y transparente de las mismas. Su principal desventaja es que se trata de un enfoque que confía en la capacidad técnica de los Operadores del Sistema y en la ecuanimidad y voluntad de los organismos reguladores de los distintos países, que han de ponerse de acuerdo entre sí cuando sea necesario, para desarrollar una capacidad de transmisión bien adaptada. Es una solución interesante cuando existen organismos supranacionales en el marco de los cuáles se crean comisiones mixtas entre países para abordar este tipo de acuerdos, como está por ejemplo ocurriendo en el seno de la Unión Europea.

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

disposición del resto de los agentes la capacidad remanente de las líneas que no vayan a utilizar a cambio de unos peajes.

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

Sin embargo presenta también ciertos problemas. Normalmente en este tipo de enfoque los peajes por uso de las líneas de conexión internacional conllevan un pago por uso, es decir un pago por la energía circulada, lo que frecuentemente conduce a pérdidas de eficiencia en el mercado mayorista. En efecto, contradice el principio de que los cargos de red a sus usuarios, aparte de los precios nodales, deberían consistir fundamentalmente en señales de largo plazo (término de potencia) y no de corto plazo (término de energía), pues éstas pueden introducir distorsiones en el mercado.

Además cuando la interconexión entre dos sistemas no es única si no que existen varias líneas o “camino” posibles, la determinación del uso de una línea concreta tiene poco sentido ya que los flujos circulan repartidos entre todas ellas de acuerdo a las relaciones de impedancias que presenten. En estas circunstancias los contratos punto a punto parecen ser superiores a los contratos basados en “camino prefijados de flujo” con derechos de paso en las correspondientes “flow gates” o interconexiones.

No se dispone información de detalle de la regulación de peajes por lo que no se puede emitir opinión al respecto, pero se entiende que la negociación está muy influenciada por la interconexión en ejecución.

El pago de la capacidad asociada a los flujos físicos, es decir “energizada”, indica que la firmeza de los contratos internacionales no esta asegurada reduciendo la posibilidad de nuevas interconexiones desarrolladas libremente por el sector privado.

En resumen es posible concluir que:

- La propuesta de acuerdo elige una línea conceptual que parece estar alejada de la situación técnica y estructural de los mercados dado que requeriría de un despacho unificado regional y por lo tanto requiere un esfuerzo de implementación operativa importante.
- No se asegura los compromisos firmes pareciendo que se fortalece el uso de oportunidad.
- No se introduce nuevas instituciones regionales.
- No se producen avances en lo que respecta a la introducción de tarifas eficiente en la asignación de servicios complementarios.
- No se establecen principios de eficiencia en la asignación de peajes nacionales que es uno de los temas fundamentales para lograr costos de transacciones eficientes.
- El sistema de expansión de las interconexiones internacionales no parece estar definido.

3.5.2. ACUERDO-PROPUESTA DE ARMONIZACIÓN DE MARCOS NORMATIVOS DE NOVIEMBRE, 2001

Los análisis generales de los sistemas eléctricos de cada país y de sus marcos regulatorios, realizados en las primeras reuniones de trabajo, permitieron identificar trece temas que abarcan los aspectos normativos que podrían incidir en la posibilidad de realizar la interconexión de los sistemas eléctricos y los intercambios internacionales de energía eléctrica:

- **Discriminación de Precios de Generación:** Esta es una barrera importante que se debe eliminar y que existe especialmente en el mercado colombiano.
- **Tipos de Transacciones de Intercambio Internacional:** Se propone adoptar reglas uniformes que permitan la implementación de transacciones spot internacionales; logrando así un avance muy importante en la búsqueda de la eficiencia. No obstante este tema debe tener herramientas que lo hagan factible dado que en la actualidad, con la información disponible, es poco probable que el objetivo se logre.
- **Remuneración de Potencia en las Transacciones Internacionales:** Se propone que los flujos físicos por los enlaces internacionales, al ser producto del despacho económico, sean considerados en los mecanismos de remuneración del cargo por capacidad. No obstante, los flujos físicos y la capacidad no tienen relación y esa aproximación puede reducir los beneficios de la interconexión. Asimismo, se establece la conveniencia de unificar el mecanismo de cálculo y asignación del cargo por capacidad, pues en la actualidad existe margen para la arbitrariedad y discrecionalidad en el tema de potencia y en la manera cómo se fijan los costos. Si bien es importante el esfuerzo para llegar a un Acuerdo en el tema de capacidad, no se comparte que el mismo esté asociado a flujos físicos.
- **Agentes Participantes en las Transacciones Internacionales:** Se propone que en los casos en que la actuación en el mercado de electricidad o la realización de transacciones internacionales requiera de autorizaciones, licencias, permisos o concesiones por la Administración Pública, éstos deberían ser otorgados automáticamente produciendo una importante eliminación de trabas al comercio.
- **Tratamiento de Restricciones e Inflexibilidades:** Se propone que las restricciones e inflexibilidades operativas asociadas a las transacciones de importación y exportación, sean tratadas en las mismas condiciones que para los agentes internos. Si bien éste es un avance respecto a lo existente, se considera una mejor opción que se acuerde que se asigne a los responsables en cada caso. Dado que existen sobrecostos por restricciones de la generación y por restricciones en la transmisión, sería conveniente que estos estén adecuadamente diferenciados.
- **Tratamiento de las Cantidades Exportables:** Uno de los avances más significativos es la propuesta para eliminar la limitación existente de que sólo los excedentes pueden ser exportados. No obstante de existir dos países en crisis o que un país lleve al otro a la crisis por su falta de energía o potencia, puede introducir afectaciones que no fueron consideradas en ésta evaluación.
- **Cargos Adicionales en las Transacciones:** Se propone que es recomendable el uso del sistema de precios nodales y que todos los cargos de transmisión deberían ser aplicados directamente a la demanda. Es recomendable la existencia de precios nodales porque da señales adecuadas para la localización de la producción y demanda a nivel regional. En cambio, si los cargos son aplicados a la demanda se presenta el problema de la suma de cargos estampilla cuando se produce una exportación, por ejemplo, entre Perú y Colombia, a pesar que no sobrecargue el sistema. Este tipo de cargo fue uno de los objetivos fundamentales a eliminar en la comunidad europea.
- **Régimen Impositivo y Administrativo:** Se recomienda que en caso de que existan subsidios directos a las exportaciones que sean aplicables a las de electricidad, éstos sean eliminados, para evitar distorsiones de precios que atenten contra la competitividad de los agentes de los demás países.
- **Remuneración de los Enlaces Internacionales:** La posibilidad de reclasificar los activos de transmisión como de conexión o de uso común a lo largo del tiempo, introduce alta

incertidumbre respecto a la remuneración de los mismos y debe eliminarse tal como esta propuesto. Se propone que la planificación de la expansión en un país debe considerar los recursos de los países vecinos, que se elimine la posibilidad de construir instalaciones por razones de posible apropiación de derechos físicos y que se deben crear derechos financieros de transmisión. La definición de derechos de congestión financieros presupone la existencia de un solo mercado.

- **Libre Acceso a los Enlaces Internacionales:** El contratar la capacidad de transporte en los enlaces internacionales es un mecanismo adecuado para remunerar los activos correspondientes cuando éstos son tratados como activos de conexión (uso exclusivo), siempre y cuando se prevea un mecanismo de compensación financiera que proteja los derechos adquiridos por los titulares de dichos contratos cuando la operación de mínimo costo no despache recursos de generación de los agentes titulares para atender demanda externa. Los derechos de congestión requieren el desarrollo de un solo mercado
- **Resolución de Conflictos:** La existencia de restricciones a la inclusión de cláusulas de arbitraje internacional en los contratos, aumenta su riesgo de ejecución y puede impedir su celebración por lo que se recomienda eliminar las restricciones que pudieran sujetar el establecimiento de cláusulas de arbitraje al dictamen de terceros. Se introduce que el Acuerdo para la Interconexión de Sistemas Eléctricos y el Intercambio Regional de Electricidad sea circunscrito dentro del Acuerdo de la Comunidad Andina dando un ámbito jurídico adecuado. Además se introduce la indemnización por daños causados por cambios regulatorios que afecten el equilibrio económico de los contratos de intercambio internacional de electricidad. La creación de compensaciones por modificaciones regulatorias puede ser muy crítica y no recomendable, dada la subjetividad a que se puede ver expuesta.
- **Transacciones Spot Internacionales:** Se propone que las transacciones spot internacionales se originen en el despacho coordinado entre países. En este sentido también se requiere de un solo despacho.
- **Mecanismos de Implementación del Acuerdo:** Se propone que se logre el cumplimiento coordinado del Acuerdo por todos los países suscriptores como una Decisión de una Comisión Ampliada de la Comunidad Andina que es una mejora de la institucionalidad

LAS BARRERAS REGULATORIAS

1. SUBSECTOR GAS

En la medida que el sector energético en general y el del gas en particular se expandan a nivel local y regional, la integración entre los distintos mercados nacionales se irá volviendo imprescindible, respondiendo a dos conceptos básicos:

- evitar que la oferta –cualquiera sea– quede limitada a su propia demanda doméstica; y
- ampliar y facilitar las opciones de la demanda y de la oferta a partir de una mayor competencia.

La debilidad en esa integración impedirá el aprovechamiento integral de las riquezas y el consumo quedaría sólo asociado a las disponibilidades más inmediatas.

Luego de las experiencias adquiridas durante casi diez años de ejercicios de implementación de normas regulatorias en el continente Latinoamericano y agregando las lecciones aprendidas provenientes de otros contextos, como Gran Bretaña, Estados Unidos, España y otros, parece bastante claro que la regulación y la planificación son los dos pilares fundamentales de la normativa futura de esta industria. A su vez, una mayor componente de planificación central o de libertad de mercado dependerá de la cultura y de la idiosincrasia de cada país y de los gobiernos que implementen la regulación.

La armonización de los esquemas de intercambio, desde una perspectiva microeconómica debe asegurar dos aspectos:

- asegurar el libre intercambio de energía
- compatibilizar los marcos regulatorios

Para asegurar el libre intercambio de energía, se necesita eliminar las restricciones arancelarias, evitar toda reglamentación para-arancelaria, disminuir las posiciones dominantes de mercado que permitan establecer barreras selectivas, armonizar los impuestos sectoriales (lo óptimo sería alcanzar una estructura impositiva sectorial común), homogeneizar las normas ambientales, compatibilizar las normas de seguridad y homogeneizar las normas de calidad.

En lo que se refiere a la compatibilización de los marcos regulatorios, se necesita liberar las oportunidades de inversión para favorecer el ingreso de actores privados y fomentar el flujo de fondos de capitales de esa especie. Es prioritario promover las inversiones extranjeras ya que ninguno de los países en cuestión tienen suficientes fondos autogenerados para financiar y solventar las inversiones necesarias que requiere el sector energía (y en particular el subsector gas). Igualmente importante es establecer sistemas de indiscutible acceso abierto en las estructuras de transporte e incentivar la competencia.

Desde el punto de vista del financiamiento, la vulnerabilidad económica de los países de la región y la poca eficiencia de sus sectores financieros internos implica un acceso limitado a fuentes de financiamiento, tanto interno como externo. Las estructuras fiscales nacionales, en todos los casos restringidas por un alto nivel de endeudamiento; los tamaños de los mercados, en la mayoría de los casos insuficientes para grandes incrementos de las demandas internas; y las bajas tasas internas de ahorro de las economías nacionales implican restricciones para la

inversión en proyectos que conllevan importantes volúmenes de dinero, como es la exploración y el desarrollo de las reservas y el desarrollo de una más adecuada infraestructura de transporte y distribución.

Por otro lado, la resistencia de algunos de los gobiernos de la región (principalmente Venezuela, el país con las mayores reservas) a la participación de la Inversión Extranjera Directa en Exploración y Desarrollo, ha contribuido, también, a impedir un desarrollo más dinámico de las reservas nacionales.

La falta de un marco regulatorio moderno claro y adecuado a las nuevas reglas de juego; de un sistema tributario justo y acorde con las realidades económicas de cada país; la inexistencia, en algunos de los países considerados, de una política de precios coherente que incentive la inversión y que tenga una visión de largo plazo; la excesiva intervención del gobierno y la existencia de políticas proteccionistas; la falta de términos contractuales razonables que compensen el riesgo de invertir en países con un grado considerable de volatilidad económica y política; son algunas de las limitaciones que impiden la existencia de un clima favorable a la integración.

En términos generales, a pesar de que los países de la región no dispongan de un modelo regulatorio común, si cada uno de ellos incorporaran en sus políticas, particularmente la energética, conceptos tales como los arriba mencionados (sin restricciones al comercio internacional, con precios libres o razonables para incrementar la producción y exploración, la participación del sector privado en la actividad, y un mercado que sea, aunque regulado, competitivo) esa integración podría avanzar y resultar beneficiosa en el marco de asegurar la confiabilidad del suministro de energía.

En la tabla siguiente se resumen los estados de las reformas estructurales implementadas en el sector, y de la desregulación, para cada uno de los países de la región:

ESTADO DE LA REGULACION					
	Exploración/ Producción	Transporte	Distribución	Importación/ Exportación	Precios
Bolivia	YPFB elabora los contratos de concesión	Concesión de Transredes SA	Concesiones	Realizada por YPFB. Pueden participar contratistas de operación y asociación, si YPFB lo decide	La SIH fija precios máximos
Colombia	A través de contratos ECOPETROL se asocia con empresas privadas: en la práctica resulta un oligopolio	ECOGAS posee la mayor parte del sistema de transporte	Concesiones	No están legalmente prohibidas, pero en la práctica existen restricciones	Diferentes estructuras de precios dentro del país
Ecuador	Monopolio con participación de capitales privados	Concesiones	Concesiones	n/a	n/a
Perú	Perupetro celebra contratos con le sector privado	Contratos de Licencias y Servicio		Realizada por el contratista	
Venezuela	En el sector gas el monopolio no es tan restrictivo. Empresas privadas pueden participar	Ejercida por PDVSA	Concesiones dividadas en áreas geográficas con exclusividad	Control exclusivo por parte del Estado	Precios se fijan de fomra distinta en dos centro de despacho. Son precios de transición: el el 2007 se debería alcanzar precio=CMGLP

	Actividad realizada por el sector privado
	Actividad realizada por el Estado y el sector privado
	Monopolio estatal
	Precios libres
	Precios regulados

Fuente: Mercados Energéticos, sobre la base de información oficial de los países

Algunos comentarios específicos relacionados con las barreras existentes en cada país son:

A) BOLIVIA

Por las características del mercado, los precios del gas en boca de pozo, no son de competencia.

B) COLOMBIA

Uno de los grandes inconvenientes de la regulación actual es que prohíbe las exportaciones de gas natural cuando hay usuarios en Colombia a quienes existe la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha (a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por la CREG) por existir reservas insuficientes de gas natural o por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural.

En el mercado mayorista del gas subsisten serias imperfecciones para avanzar en el camino de la libre competencia, especialmente por el reducido número de productores, la posición

mayoritaria de Ecopetrol en el mercado y la operación de un mercado extremadamente volátil. Por último, la existencia de diferentes estructuras de precios dentro del país, unos regulados y otros no, junto con la incertidumbre regulatoria que genera la liberación de precios en boca de pozo programada para el 2005 pero que no se sabe a ciencia cierta si la CREG la va a cumplir o no, no crea los incentivos y seguridad suficiente para permitir inversiones que desarrollen y exploten a plenitud los yacimientos de gas existentes.

C) PERÚ

Con el objeto de que el mercado tienda a ser transparente, abierto y competitivo, se establecieron principios y procedimientos específicos que son respetados por los comercializadores. No existe reglamento de exportación y existe libertad de importación de gas natural. Es muy difícil que se presente competencia entre productores. El campo Camisea está muy alejado de otros campos (Aguaytia y Talara) que puedan competir en el mercado de Lima. Tampoco existe una red de transporte que conecte los mercados de consumo con los campos de gas.

D) VENEZUELA

La reglamentación es muy incipiente y requiere de mayor detalle. Hay una dependencia total en el Ente Regulador del MEM. Deberá reglamentarse la Ley Orgánica de Hidrocarburos, para que sea aplicable. Mientras tanto la falta de definiciones en el sector esta imposibilitando la expansión del sistema de gasoductos, el desarrollo del gas libre y, en consecuencia, la producción de energía eléctrica en el área de Occidente donde no existe incluso suficiente capacidad de transmisión para disponer de la energía hidráulica de Guri.

2. SUBSECTOR ELÉCTRICO

A) LA PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO Y SU CONTROL

Los cambios institucionales y en los marcos regulatorios producto de las reformas en los sectores eléctricos de los países de la región han demostrado que las estructuras diseñadas no son suficientes para garantizar la independencia regulatoria o para evitar que el organismo regulador sea capturado por algún agente específico (sea público o privado). Existen algunos factores que hacen que la independencia regulatoria esté amenazada, o se vea capturada ya sea por las empresas o por los propios gobiernos. Entre estos elementos deben considerarse los siguientes:

- La fuerte presencia en la industria que aun mantiene el Estado en Colombia, Perú y Ecuador y, por supuesto, Venezuela.
- La voluntad de los legisladores de cambiar las normas institucionales para favorecer los intereses de sus electores o a grupos de interés particulares o, a veces, simplemente para favorecer buenas ideas (por ejemplo interconexiones internacionales) pero que no son el resultado de políticas de Estado sino que surgen como respuestas de corto plazo.
- Falta de experiencia de los entes reguladores por ser instituciones nuevas y ajenas a la tradición legal latinoamericana.

Por otra parte, la experiencia de la región también muestra que las reformas están lejos de estar consolidadas a pesar del avance de las mismas en países como Perú, Bolivia y Colombia. Actualmente, existen acciones pendientes por ejecutarse que deberían considerar las

enseñanzas y la experiencia ganada en los primeros años de transformación.

Por un lado se ha aprendido que para evitar la captura del regulador debe buscarse no exponerlo demasiado a los intereses particulares de los agentes y al “micro-management” regulatorio.

Por otra parte, con respecto a la vinculación de capital privado en la actividad son varias las lecciones:

- En primer lugar, se ha aprendido que una privatización exitosa requiere mucho más que el simple traspaso de los activos. La experiencia en la región muestra que la falta de claridad sobre los objetivos que se persiguen con la vinculación de capital privado puede llevar a que el proceso se lleve a cabo de forma errada, minimizando el impacto y los beneficios de las transformaciones que se buscan. Existen casos en los que se ha dado participación al sector privado sin brindarle la libertad de acción suficiente, y otros en los que su accionar se ha hecho sin controles, particularmente en sectores en los que se pueden dar abusos de posición dominante. Por lo tanto, el qué y el cómo lograr esa vinculación privada son relevantes dentro del proceso de transformación.
- Otra lección importante es que la secuencialidad del proceso de vinculación de capital privado también resulta clave. Se ha aprendido que el proceso tiene menos contramarchas y problemas en el mediano plazo cuando se empieza por la punta de la cadena de pagos, es decir, por la distribución. Los países en los cuales las privatizaciones se iniciaron por la generación pero que han presentado retrasos en los procesos de vinculación de capital en la distribución, son los que más problemas de deuda presentan en sus mercados mayoristas. En los casos específicos de Colombia y de Ecuador, la propiedad pública de las distribuidoras, su manejo ineficiente y su alto endeudamiento con el mercado mayorista están poniendo en riesgo la sustentabilidad del mismo sistema.
- Si bien la secuencialidad es importante, también lo es el “timing” dado que la no culminación de los procesos de privatización en un plazo corto puede generar problemas de distinta índole, principalmente relacionados con distorsiones en los mercados afectando su eficiencia y poniendo en riesgo la sustentabilidad del proceso de reformas:
 - Por un lado, se ha encontrado que cuando el Estado mantiene una fuerte presencia en algunos segmentos de la distribución, se preservan los vicios de ineficiencia operativa característicos del sistema anterior, lo que puede distorsionar la operación competitiva del mercado mayorista. Este problema es particularmente visible en Colombia y Ecuador donde los agentes privados se rehúsan a firmar contratos con las empresas públicas ineficientes, quedando éstas últimas expuestas a la volatilidad del mercado spot y por ende a un crecimiento de sus acreencias. En un escenario de interconexiones en el que sea posible la venta de energía entre generadores y distribuidores de diferentes países, esté sería un factor de riesgo a tener en cuenta.
 - Asimismo, la dificultad política para privatizar algunas empresas de distribución como se observa en Colombia y Ecuador está generando trabas en el libre funcionamiento del Mercado Mayorista y está amenazando la sostenibilidad de la competencia en el sector dado que, ante situaciones de cesación de pagos, las empresas se han visto imposibilitadas para cortar el servicio por los problemas de orden público causados.
 - Por otra parte, cuando se mantiene una fuerte presencia estatal en el sector de la generación, los resultados muestran que algunas centrales públicas suelen distorsionar precios en el mercado mayorista, afectando la competencia y el libre juego de la oferta y la demanda. Este caso se ha visto en Perú, Colombia

y en Ecuador. En un escenario de interconexiones, este problema distorsionaría la señal de precios.

- En materia de transporte se ha visto que la participación del estado en la planificación de la actividad, afecta el libre desarrollo del mercado. Este problema ocurre en Perú y Colombia.

Por otra parte, se ha aprendido que la creación de marcos regulatorios estables y propicios es una condición fundamental para atraer inversionistas privados domésticos pero principalmente extranjeros. La falta de credibilidad en las reglas de juego y la discrecionalidad de los organismos públicos incrementan el riesgo y la volatilidad, haciendo que los inversionistas privados entren en la industria exigiendo tasas de retorno mayores.

B) LOS PROBLEMAS REGULATORIOS Y LA EVOLUCIÓN ESPERADA.

En la actualidad existen problemas coyunturales y en la regulación que podrían afectar el desarrollo de las interconexiones:

- Sectores fuertemente afectados por problemas exógenos:
 - **Ecuador:** El rezago de los problemas políticos y económicos de la crisis de 1999 ha hecho que, a pesar de contar con un esquema regulatorio adecuado, no haya resuelto adecuadamente la privatización sectorial. El principal problema está relacionado con la dificultad de llevar las tarifas subvencionadas a su valor económico.
 - **Colombia:** Los atentados contra la infraestructura eléctrica por parte de la guerrilla han afectado el desarrollo del mercado, indisponiendo líneas troncales con la consiguiente falta de suministro e ineficiencia en el despacho. El incremento de la inseguridad ha dificultado y retrasado las privatizaciones pendientes.
- Sectores que requieren de ajustes regulatorios
 - **Perú:** Requiere que se mejore la regulación de la transmisión y se desarrolle en detalle la relacionada al sector gas.
- Sectores energéticos que deben ser reestructurados
 - **Venezuela:** Como se mencionó con anterioridad, a pesar de existir una Ley sancionada que introduce las bases de un mercado y el desarrollo de nuevas instituciones regulatorias que liberan algunos sectores de la industria, la implementación ha sido prácticamente nula. El sector requiere fuertes inversiones para poder desarrollarse.

De manera específica los problemas regulatorios que se observan en cada mercado son:

B.1) Bolivia

La situación actual, en la que prevalece una importante sobreoferta debido a una baja tasa de crecimiento de la demanda, afecta el desarrollo del sector porque no se ha podido asociar la oferta a contratos de largo plazo.

Además como el pago por la potencia es dependiente de la eficiencia, los costos variables declarados están por debajo de los costos reales, con el objetivo de posicionarse competitivamente para la asignación de Potencia Firme. Es así que los precios actuales en el MEMB no son suficientes para garantizar el normal funcionamiento de las empresas de generación, en particular de aquellas que poseen importantes compromisos financieros

relacionados con las inversiones ejecutadas. En ese sentido, una propuesta de cambio que asegure la asignación de Potencia Firme a todo generador por la cantidad de potencia que el mismo tenga contratada, podría permitir una recuperación de los precios spot, a la vez que crearía un fuerte incentivo para que los generadores realicen contratos. Una medida de este orden y contratos transparentes asignados a generadores como resultado de un proceso de licitación, podría representar una salida a dos de los problemas más relevantes que presenta el MEMB: la falta de contractualización, y por lo tanto la imposibilidad de utilizar esta herramienta como impulsora de nuevas inversiones en el área de generación, y la depresión de precios en el mercado spot producto de la competencia por la asignación de Potencia Firme a los generadores térmicos.

B.2) Colombia

Si bien a nivel institucional las reformas le dejaron al Estado un papel de fijador de políticas y de regulador, la implementación y desarrollo de las instituciones de supervisión, control se ha visto deslucida. La Superintendencia de Servicios Públicos está altamente politizada, es poco técnica y sus decisiones son objetadas.

Por otra parte, no existen unas señales regulatorias claras y sostenibles en el tiempo, las cuales garanticen la viabilidad y suficiencia financiera de cada uno de los negocios. El programa de expansión del sistema en generación no es congruente con las señales de mercado y de la regulación. A lo anterior deben sumarse los enfrentamientos constantes entre el Ejecutivo y el regulador tanto por el tema de exportaciones de gas y liberación de precios en boca de pozo como por el de la tasa de retorno de la actividad de distribución. Estos enfrentamientos han demostrado vacíos institucionales e incrementado la incertidumbre.

Como se mencionó con anterioridad, la fuerte presencia del estado en la distribución está afectando al mercado de generación por la ausencia de garantías de pago en términos contractuales y además introduce trabas en el libre funcionamiento de las bolsas de energía, amenazando la sostenibilidad de la competencia en el sector.

B.3) Ecuador

Las reformas en el mercado eléctrico ecuatoriano son apenas incipientes, razón por la cual el mercado se encuentra en etapa de ajuste. El mercado mayorista empezó su operación sólo a fines de los noventa. Varios aspectos contemplados en la LRSE y Reglamentos no han sido aplicados: tarifa, concesiones, garantías, corte por no pago.

La presencia de varias instituciones que influyen en la marcha del sector eléctrico dificulta un desarrollo adecuado y da pie para la inconsistencia regulatoria y de políticas sectoriales. En la actualidad existen roles superpuestos o no suficientemente bien definidos que dificulta la existencia de un plan sectorial y la definición de la transición. El CONELEC (regulador y quizás fijador de políticas), el CONAM a cargo de la privatización, el Fondo de Solidaridad accionista de las empresas sectoriales, el CENACE a cargo de la administración, son demasiados actores para el desarrollo de una política adecuada.

Entre los diversos problemas se destacan una deficiente tarifa que no cubre los costos y no permite nuevas inversiones, y una importante cartera vencida de las empresas (deudas cercanas a 600 millones de M U\$S; es particularmente dramático el caso de EMELEC y la inacción del Gobierno para exigir el cumplimiento de pagos vencidos por parte de esta empresa). Por el lado de las tarifas el desfase es tal que mientras los costos de producción en central se encuentran cerca de los 40 mills/kWh, la tarifa a usuario final ronda los 25 mills/kWh. El desfase es la principal causa de la bancarrota y altos índices de incobrabilidad

en el sector eléctrico ecuatoriano. Esta condición dificulta el progreso del mercado y traba el ingreso de inversiones en el sector.

En términos de problemas de suministro relacionados con la capacidad instalada y disponibilidad de plantas, como consecuencia de los problemas financieros, el sistema entró en crisis energética durante el periodo de septiembre a Diciembre del 2001. Respecto al suministro futuro, si Machala Power de 130 MW y la interconexión con Colombia 200 MW son las ofertas que ingresan para soportar el incremento de la demanda, existen escenarios críticos con reservas bajas y riesgo de cortes.

Por otra parte existe un parque termoelectrico que está conformado por unidades turbo vapor, unidades de combustión interna y turbinas de gas, que determina un esquema ineficiente de oferta que conduce fácilmente a altos precios marginales en épocas de estiaje o en momentos de salida forzosa de unidades más económicas.

Las restricciones en el sistema de transmisión como saturación de vínculos, especialmente transformadores, han dado lugar a sobrecostos y a un uso no óptimo de la energía hidráulica. Las saturaciones y restricciones de la red solo se solucionan con importantes inversiones.

Actualmente se terminó el proceso de valorización de las distribuidoras y se inició la privatización. Se ha dividido las 17 distribuidoras en dos bloques y se ha calificado a los consorcios de Unión Fenosa (España), AES (Estados Unidos) y PECOM (Argentina). Según parece este proceso también ha fracasado.

B.4) Perú

Si bien no existen conflictos mayores en el mercado mayorista, se manifiestan una serie de factores que requieren de una solución para lograr un funcionamiento más eficiente del mercado como lo son:

- ♦ Pass through del precio de la energía: Los distribuidores sólo pueden trasladar a las tarifas a clientes regulados el precio de barra calculado por el regulador, y no el resultado de contratos libremente negociados. Esta situación incentiva a los generadores a realizar contratos sólo cuando las proyecciones del precio spot se ubican por debajo del precio de barra. Cuando se proyecta el precio spot por encima del correspondiente precio de barra, prefieren vender la energía al mercado spot. Al no conseguir los distribuidores interesados en venderles energía por contrato, deben ser autorizados por el regulador a comprar su demanda en el mercado spot.
- ♦ Declaraciones del precio del gas: Hoy en día los procedimientos para la declaración de los costos variables de los generadores funcionan razonablemente bien para combustibles líquidos y el carbón. En cambio se presentan dificultades con el gas natural, los cuales previsiblemente se incrementarán con la llegada del gas de Camisea.
- ♦ Las dificultades se presentan con los contratos de tipo “take or pay”, y también en las declaraciones de precios de los generadores que son propietarios del gas.
- ♦ Expansión del sistema de transmisión :No se ha logrado eficiencia en la expansión del sistema de transmisión. El esquema vigente, que funciona como parcialmente planificado pero en forma independiente de las decisiones de instalación de la generación, puede potencialmente inducir decisiones de instalación de generación lejos de los centros de consumo, al reducir el costo de la transmisión a los agentes generadores. Esta modalidad puede tender a incrementar los costos totales de prestación del servicio por encima de los óptimos, pero además tener un efecto negativo sobre la calidad del servicio, al volverse el

abastecimiento más dependiente aun de la disponibilidad del sistema de transmisión. Se debería procurar un esquema que de señales económicas a los inversores en generación para que estos paguen las expansiones que se originan en la instalación de centrales lejanas a la demanda.

- ♦ Peajes de transmisión: Los peajes de transmisión para el sistema existente previo a la reestructuración recuperan el valor nuevo de reemplazo de dichas instalaciones. Esto implica un peaje muy alto que es percibido por una empresa sin obligaciones de expansión. Parecería más razonable ir a un peaje que sólo permita la recuperación de los costos operativos de la empresa.
- ♦ Pagos por potencia: Se está en un período de transición en la metodología de pagos por potencia. Si bien el método ahora reemplazado tenía numerosos inconvenientes, la nueva metodología también está sujeta a problemas, en particular, que incentive la sub-declaración de costos variables con impacto sobre la remuneración de la generación sobretodo de tipo hidroeléctrico. Este problema es particularmente importante en sistemas con alto nivel de contratación como es el de Perú.
- ♦ Comercio internacional de electricidad: No existe una regulación para transacciones internacionales. Si bien hasta ahora dicha regulación no fue necesaria, debería estar disponible lo antes posible, ya que constituye una referencia para los agentes interesados en realizar este tipo de operaciones.

B.5) Venezuela

Como se mencionó con anterioridad, Venezuela aun no posee un sector eléctrico con estructura de mercado, siendo esta una tarea pendiente. Se debe poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la Ley 36.085 de aprobada en 1999. A nivel regulatorio, se están enviando señales contradictorias en la medida que transcurre el tiempo y no implementa la nueva Ley.

El sector requiere cuantiosas inversiones en transmisión como en generación. Además esa participación estatal y la falta de políticas sustentables de largo plazo también hacen que un país con excedentes de gas no pueda emplear los mismos de manera sustentable para la generación de energía eléctrica.

La capacidad de acceso de la red eléctrica a la zona de occidente es limitada y obliga a expandir la red de transporte, necesitándose la construcción de numerosas ampliaciones de transporte de quererse evitar en lo posible los efectos que las restricciones traen en la operación del sistema y en el costo de generación.

Existe un déficit energético por el grado de indisponibilidad del parque térmico que se ha evidenciado al registrarse los caudales de aporte al Rio Caroní mas bajos en los últimos 50 años. El parque térmico adicionalmente presenta elevada obsolescencia y bajos niveles de eficiencia por lo que más que la rehabilitación del mismo se requiere de la incorporación de generación nueva y eficiente para solventar la situación de déficit energético. El uso en exceso de la energía almacenada en el embalse de Guri conlleva el riesgo de alcanzar niveles que obligarían a la parada de unidades en dicha central, ocasionando racionamientos de gran magnitud.

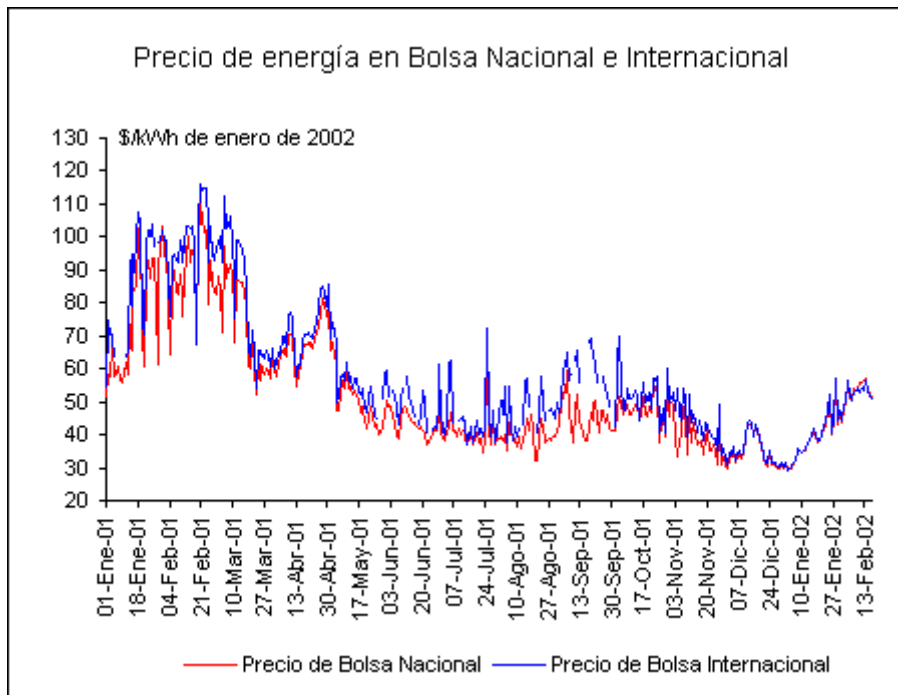
C) LA INTEGRACIÓN

Respecto al desarrollo de las interconexiones existen las siguientes observaciones a las señales que reciben los inversores para el desarrollo de las mismas:

Bolivia: No existen problemas reglamentarios que restrinjan las interconexiones eléctricas.

Las mismas están en desventaja frente a las interconexiones de gas las cuales son más económicas porque las eléctricas no pueden ejercer sus ventajas competitivas como el dar valor a la generación eléctrica o a las diferencias horarias de demanda por ser ésta de una magnitud pequeña frente a las exportaciones potenciales.

Colombia: Es un país con un mercado desarrollado aunque quedan pendientes privatizaciones, 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.



En la Gráfica se presenta la evolución del precio promedio diario de Bolsa Nacional e Internacional, desde enero de 2001 hasta el 17 de febrero de 2002, notándose importantes diferencias en algunos periodos. Se entiende que se está avanzando en la eliminación de esas restricciones. 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: El enfoque regulatorio sobre exportación de energía que establece la Ley Marco es restrictivo, previendo autorizar la exportación de los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. La exportación no determina el 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.

Perú: Es un país cuyo mercado está desarrollado, aunque no está detallada la regulación para exportación e importación. La expansión de la transmisión debe ser realizada por 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 está 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.

Venezuela: 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.

PROPUESTA ESTRATÉGICA PARA UNA MAYOR Y MÁS EFICIENTE INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS

1. EL OBJETIVO

Las características estructurales y los beneficios que se pueden obtener justifican y recomiendan la integración plena de los sistemas eléctricos y para que ello ocurra es necesario aplicar la mismas estrategias y políticas que se introdujeron en los nuevos modelos sectoriales nacionales, con una concepción regional y que permitan avanzar en la convergencia y eficiencia regulatoria. La reducción de diferencia de precios marginales entre Perú y Ecuador y Colombia y Ecuador y entre Colombia y el occidente de Venezuela a medida que avanza la integración hace que sea imprescindible una profundización de la integración para poder capturar los beneficios potenciales.

De ser así se podrían desarrollar interconexiones que *alcancen intercambios de una magnitud posible entre Venezuela- Colombia de 1000 MW y de 500 MW entre Ecuador- Perú – Colombia.*

Del mismo modo para que se desarrolle *el gasoducto Colombia- Venezuela y la posible conexión entre Perú y Bolivia, para producir GNL para la costa Oeste de EEUU*, es necesario que existan acuerdos políticos de largo plazo.

2. EL ENTORNO

La región en términos regulatorios y de integración ha avanzado mucho en los últimos dos años.

Dispone de acuerdos regionales en electricidad, que están en pleno desarrollo, y acuerdos bilaterales en gas entre Colombia y Venezuela que no sólo avanzan en términos declarativos sino también en la voluntad política de converger en reglas que son necesarias para la integración.

No obstante ese avance importante que en muchos aspectos parecían imposibles algunos meses atrás todavía se requiere, a nuestro entender, cierta profundización en los compromisos regionales, como ser:

Un nivel de superior de integración requiere:

- Compromisos que aseguren la existencia de contratos firmes.
- Una institucionalidad regulatoria y operativa establecida

Ambas son condiciones imprescindibles para la obtención de los beneficios de un mercado integrado.

Es posible identificar los siguientes elementos críticos que afectan una mayor integración en la región:

- La falta de consolidación de los modelos de transformación del sector eléctrico y gasífero y, especialmente la falta de adopción de los lineamientos establecidos en sus leyes marco de electricidad y gas por parte de Venezuela y Ecuador, con el fin de fortalecer la

participación de los agentes privados en la infraestructura de interconexión y en aquella de transporte que permita la integración de los sistemas nacionales a su interior.

- La eliminación de las barreras regulatorias, especialmente aquellas que por su tratamiento diferenciado de precios a la demanda local y extranjera afectan a la integración. Este es el principal logro de los acuerdos de ministros sobre la integración eléctrica que están en proceso de implementación.
- La existencia de estudios de planificación orientados a la necesidad de cada país y que no consideran los beneficios de las interconexiones internacionales que aseguren la firmeza de los compromisos.
- La existencia de criterios de operación del sistema eléctrico en condiciones críticas para interconexiones internacionales que habilite una optimización de interconexiones eléctricas radiales.
- Las distorsiones de precios y la falta de definición sobre la política sectorial de largo plazo en Venezuela que dificultan la efectiva construcción del gasoducto internacional entre Colombia y Venezuela .

En éste escenario no es factible el rápido desarrollo del primer gasoducto internacional en la región, pero en cambio es casi seguro que se desarrollarán interconexiones eléctricas con Ecuador.. Los acuerdos que están en discusión pueden llegar a justificar interconexiones con intercambios probables de hasta 250 MW entre Colombia- Venezuela, Colombia – Ecuador y Perú – Ecuador.

Ha habido muchos estudios, algunos analizados en el presente trabajo, que justifican y evalúan los beneficios de la integración. El primer nivel de intercambios es altamente beneficioso para los consumidores que podrán obtener los beneficios de un despacho más optimizado al permitir capturar la reducción de costos asociadas a las complementariedades de la producción y los requerimientos no simultáneos de la demanda. En todos los casos se puede demostrar los beneficios que obtendrá el consumidor de la región en los términos en los que se ha desarrollado el presente trabajo.

Además de los beneficios a los consumidores que introducirá la integración es necesario resaltar los beneficios que obtendrán los inversores al tener un ambiente favorable y más estable para los negocios.

La búsqueda de estos beneficios no logra ser el motorizador de las interconexiones, sino que el gran motorizador de la integración es hoy en día la necesidad de Ecuador de lograr una solución a sus problemas de suministro eléctrico. Quizás lo que hoy en día representa Ecuador en electricidad lo represente Colombia en gas en el mediano plazo.

3. LAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO PROPUESTAS.

Para que una mayor integración energética en el área Andina en electricidad y gas se logre es necesario alcanzar los siguientes objetivos claves:

- Se asegure que los acuerdos que se están gestando tengan un sostén legal que los haga válidos en el largo plazo, tal como esta recomendado por el Grupo de Reguladores en el Pacto Andino. La aprobación por el Pacto Andino del Acuerdo de Ministros es un paso imprescindible para lograr éste sostén legal.
- Se profundice los acuerdos de ministros que se están desarrollado para asegurar una

mayor integración. Estos acuerdos, si bien representan un gran avance, necesitan que una mayor profundización de²:

- ♦ La institucionalidad para la regulación y la administración y operación del sistema. La creación de un Comité Regional de Reguladores en los borradores de acuerdo se hace sólo en el ámbito de generación de propuestas.
 - ♦ Se fortalezca los compromisos firmes dado que los acuerdos desarrollados parecen considerar solamente el concepto de optimización del uso de oportunidad porque, a pesar de que incluyen los contratos de largo plazo lo hacen considerando que la capacidad se reconocerá sólo asociada a los flujos físicos.
 - ♦ Es conveniente que esos acuerdos vayan precedidos de una evaluación conjunta de los beneficios sectoriales posibles en el largo plazo para que de ese modo respondan a una visión sustentable en el largo plazo.
 - ♦ Se desarrollen los instrumentos viabilizadores de los acuerdos dado que la concepción regulatoria elegida requiere ciertos esfuerzos de coordinación de despachos que no son de fácil solución en el corto plazo. Se analice la creación de mercados anticipados para facilitar las transacciones regionales.
 - ♦ Se definan los conceptos liminares de armonización regulatoria en los peajes y en el cálculo de la remuneración de la transmisión.
- Dada existencia de planificación en manos de agencias estatales en la región es conveniente se desarrolle un sistema de planificación integrado para la red regional eléctrica y gasífera. Se deberían realizar estudios de planificación de largo plazo regionales considerando a las interconexiones eléctricas y gasoductos internacionales con los mismos criterios de evaluación que para el mercado local , teniendo en cuenta en esa evaluación los riesgos de suministro en el largo plazo y la mejora de la confiabilidad ante escenarios muy favorables. Este es un tema crítico para las posibles interconexiones gasíferas ³entre Bolivia - Perú, entre Venezuela y Colombia y las interconexiones eléctricas entre todos los países de la región con excepción de Bolivia. Los avances que existen en coordinación de la información de planificación no son suficientes dado que el objetivo a alcanzar es el compromiso de ubicar las fuentes de producción en el país más conveniente y no simplemente compartir excedentes circunstanciales.
 - Se avance en el sentido de esquemas tarifarios eficientes, especialmente aquellos relacionados con el sistema de transmisión o forzamientos asociados, que sean representativos de costos eliminando estampillados o creando estampillados zonales que no afecten el uso de las interconexiones y propendiendo a la cargos de transporte eléctrica y gasífera por uso de oportunidad reducidos respectos a aquellos correspondiente a transporte firma. Por ejemplo en la evaluación de la interconexión Ecuador- Colombia un 30% de los costos de venta de Colombia están asociados a costos que no parecen estar asociados a una tarifa eficiente.
 - Se establezca como objetivo para el mediano plazo el obtener un mercado regional superpuesto o no a los mercados nacionales (la propuesta regulatoria regional parece ir hacia un modelo único pero no se observan los instrumentos que lo hagan factible), cumpliendo, tal como fuese expresado en el informe CIER-DOE_WB Interconexiones

² Ver la descripción de detalles en el punto: Los Intercambios.Propuesta regulatoria regional- Acuerdo complementario al de interconexión regional.

³ Ver la evaluación indicada en el punto :Los intercambios- Interconexiones de gas

regionales de mercados eléctricos en Sudamérica- Propuesta para facilitar el incremento de los intercambios energéticos en la región Julio 2001, con todas las etapas que van desde su diseño conceptual hasta la implementación e institucionalización en términos regulatorios, operativos y administrativos, las que deberán considerar: la regulación integral del sector gas- electricidad, regulaciones nacionales compatibles con la integración y enmarcadas en los requerimientos regionales, la coordinación entre las planificaciones nacionales de los sistemas de transmisión domésticos y el desarrollo de interconexiones basadas en señales del mercado, la seguridad jurídica y una asignación justa de la renta entre los inversores del mercado nacional y los nuevos inversores del “mercado regional” y la eliminación de políticas tarifarias de transmisión o de regulación de precios de mercado que distorsionan las señales de precios eficientes. La introducción de un mercado regional dará un esquema legal ordenado y de largo plazo a los acuerdos que ahora se están gestando.

- Se logre la transformación de los sectores energéticos de aquellos países que tienen un esquema no sustentable.

Las estrategias de desarrollo de la integración deberían estar dirigidas a :

- El apoyo de las iniciativas para la efectiva transformación de Venezuela y Ecuador cuyas estructuras organizativas energéticas no son sustentables en el largo plazo y no permiten una integración eficiente con Colombia y con Perú. La organización de las nuevas estructuras deberá ser hecha en base a las experiencias adquiridas en la región, tratando de disminuir la participación del capital privado en el sector.⁴
- La aprobación de acuerdo generales de alto rango donde se establezcan:
 - ♦ los lineamientos conceptuales de un mercado regional en términos eléctricos (ley marco regional)
 - ♦ los criterios de planificación conjunta y políticas sectoriales que adoptarán Venezuela y Colombia para la realización del gasoducto internacional.
 - ♦ Las políticas regionales y de coordinación de acciones para la exportación de GNL por Perú y Bolivia. El mercado de GNL, que se localiza sobre las costas del océano Pacífico, está regido por reglas de competencia, con participación efectiva de múltiples agentes y se requiere una rápida acción conjunta si se desea que utilizar las ventajas que daría tener una sola ubicación para el puerto de procesamiento y embarque.
- La realización de estudios eléctricos que permitan una mejor utilización de los sistemas de transmisión regionales especialmente en situaciones de crisis, introduciendo esquemas de control suplementario.
- El apoyo a las modificaciones reglamentarias en las regulaciones locales que introduzcan barreras a la integración, tales como las solicitadas por el grupo de Regulación Eléctrica y que en muchos aspectos también afectan lo gasífero, profundizada por la inserción del objetivo de eliminación de sistemas tarifarios ineficientes.⁵

⁴ Ver el detalle sobre la vinculación del capital privado indicado en el punto: Las barreras regulatorias. Subsector Eléctrico . La participación del capital privado

⁵ Ver el detalle sobre la vinculación del capital privado indicado en el punto: Las barreras regulatorias. Subsector Eléctrico . Los problemas regulatorios y la evolución esperada.

- El apoyo a la realización de un plan de acción para la creación de un mercado regional con una agenda de ejecución tan efectiva como la que ha podido ejecutar la región y que establezca:
 - ♦ Las instituciones necesarias que deben ser la de un Operador y Administrador Regional (que puede ser un organismo regional que no requiera una nueva sede sino que puede ser construido en base a las instituciones existentes), y una Comisión Reguladora Regional responsable de la regulación regional.
 - ♦ Un espacio internacional donde valen reglas determinadas para la transmisión y que en un principio puede ser sólo las interconexiones internacionales, pero luego debe aplicarse a la red regional.
 - ♦ La creación de las reglas de detalle en los términos indicados en la ley marco mencionada.

4. RIESGOS

El nivel de integración a alcanzar puede verse afectado sino se logra:

- Establecer una verdadera política regional donde la eficiencia sectorial tenga prioridad sobre el autoabastecimiento y la cooperación sobre la competencia.
- Las soluciones regulatorias regionales o los acuerdos se den en función solamente de requerimientos corto plazo.
- Las inversiones sean sostenibles mediante acuerdos que aseguran su repago pero no su uso eficiente