

Integración Eléctrica Regional

Reflexiones Generales y Enseñanzas del nuevo Mercado Eléctrico Andino

Ing. Gustavo Husson

Abril de 2004.

1. Introducción

El 1° de marzo de 2003 comenzó a operar la primera interconexión de potencia entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador. Un año después el proceso ha sido tan beneficioso que se ha iniciado la construcción de un segundo vínculo entre los dos países y está en marcha la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú.

El proceso de integración eléctrica de esos tres países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) ha conducido con notable eficacia y merece un análisis que permita extraer conclusiones y enseñanzas para transitar el proceso de integración eléctrica, al cual nos conduce la evolución de la electrificación y la búsqueda de eficiencia de las economías nacionales.

2. Reflexiones sobre integración eléctrica y marcos regulatorios

La integración eléctrica es un concepto con contenido técnico preciso ya que implica el despacho conjunto¹ – o al menos coordinado – de los recursos eléctricos. Sin embargo, no siempre se respeta ese contenido, ya que se tiende a hablar de integración cuando esa situación no está configurada.

Por ejemplo, en el MERCOSUR, hay una coordinación de despachos entre Argentina y Uruguay. Los demás intercambios eléctricos de la región responden más a una compraventa internacional de energía que a una verdadera integración.

Armonización de reglas

Si se analizan las interconexiones eléctricas internacionales desde el punto de vista de su operación física puede distinguirse varios niveles de coordinación entre los despachos, que se muestran en la tabla siguiente, donde también se registra el grado de armonización requerido en las reglas de los sistemas a interconectar.

¹ Efectuado por un organismo encargado de esa función, en Argentina, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. – CAMMESA.

Tipo	Nivel de Coordinación	Grado de Armonización
Integración Plena	Despacho conjunto de los recursos	Reglas únicas para todos los sistemas.
Integración Parcial	Operación coordinada de los despachos, que intercambian ofertas spot	Armonización sólo en lo necesario para permitir intercambios spot.
Intercambios programados por Contratos	El sistema importador lo despacha al convocarlo.	Armonización sólo en lo necesario para permitir intercambios programados.
Intercambios de Excedentes	El sistema exportador lo despacha cuando está ante riesgo de vertimiento en sus centrales hidroeléctricas.	Sin requerimientos de armonización de reglas.

Armonizar reglas sólo en lo necesario para permitir un dado tipo de intercambio es lo que se denomina comúnmente establecer simetrías mínimas. Por ejemplo, las simetrías mínimas fijadas en Punto 1 del Anexo 30 de Los Procedimientos del MEM Argentino² corresponden a una armonización de reglas necesaria para permitir los intercambios programados por contratos.

Selección del nivel de integración

Por su parte, si se atiende a la participación del insumo eléctrico en el conjunto de la economía nacional, parece claro que la selección del nivel de integración no puede ser una decisión tomada exclusivamente con una óptica sectorial.

Conceptualmente, el nivel de integración eléctrico se debe corresponder con el nivel general de integración de las economías nacionales, ya que en otro caso pueden amenazarse o cederse ventajas relativas de carácter general a cambio de obtener beneficios sectoriales.

Visión general del problema

A partir del estudio de los casos intercambio eléctrico internacional se pueden extraer conclusiones que concurren a formar una visión general. Estas son.

- a) **Organización de los Sistemas.** Bajo condiciones de simetría mínimas, casi cualquier organización de sistema eléctrico puede resultar adaptable para su enlace con otros mercados eléctricos.

- b) **Bases de la regulación.** Es la historia y la evolución o el desarrollo de cada país lo que permite explicar y comprender sus leyes, las normas generales que rigen su economía y la regulación específica de su organización sectorial eléctrica. En otros términos, una regulación de detalle – como es la del sector eléctrico - debe verse dentro del marco general.
- c) **Grado de armonización requerido.** Como se analizó, a efectos de hacer viables los intercambios sólo es imprescindible la armonización regulatoria en cuanto a determinados aspectos, identificados como simetrías mínimas. Una armonización más allá de esas simetrías –una armonización que tienda a reglas únicas - puede ser un objetivo en la medida que la respalden una historia y práctica común, como es el caso de la Unión Europea, pero no parece conveniente en economías que parten de otras condiciones de base, como ocurre en los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Sólo resultará coherente considerar la integración de mercados cuando exista un marco general de integración entre los países.
- d) **Singularidades o divergencias.** Los acuerdos de integración, cualquiera sea su nivel y objeto, requieren la total aceptación de las divergencias legítimas entre los países. En la Unión Europea este efecto se reconoce mediante el *Principio de Subsidiariedad*. Según este principio, una vez sancionadas reglas únicas, se permite a cada país elegir el momento de su puesta en vigor, dentro de un lapso amplio.
- e) **Regulador Regional.** La figura de un Regulador Regional parece necesaria sólo cuando se considera armonización amplia (reglas únicas). En otro caso debería bastar la acción coordinada de los Organismos Reguladores nacionales.

Simetrías mínimas

En relación con el análisis de las simetrías mínimas, este permite establecer que estas pueden reducirse a tratar exclusivamente lo atinente a transacciones de energía y potencia, a peajes de transmisión y – como tema marginal – a las transacciones de servicios complementarios³. Al respecto cabe hacer las siguientes consideraciones:

- a) Transacciones de energía y de capacidad⁴

Normalmente, el tratamiento dado a la exportación o importación de energía eléctrica corresponde a una demanda o una generación en frontera.

² Anexo titulado "Importación y Exportación de Energía Eléctrica" que puede consultarse en el sitio www.cammesa.com.ar

³ Corresponden a los *Ancillary Services* y son los otros productos necesarios para la operación del sistema eléctrico, como ser regulación de frecuencia, reservas de distinto tipo, aportes de potencia para la operación de la red, etc.

⁴ También denominadas transacciones de potencia.

Una exportación realizada en esos términos será equivalente a una demanda en frontera en el sistema exportador y a una generación en frontera para el sistema importador. En tal caso, por ejemplo, le corresponderán:

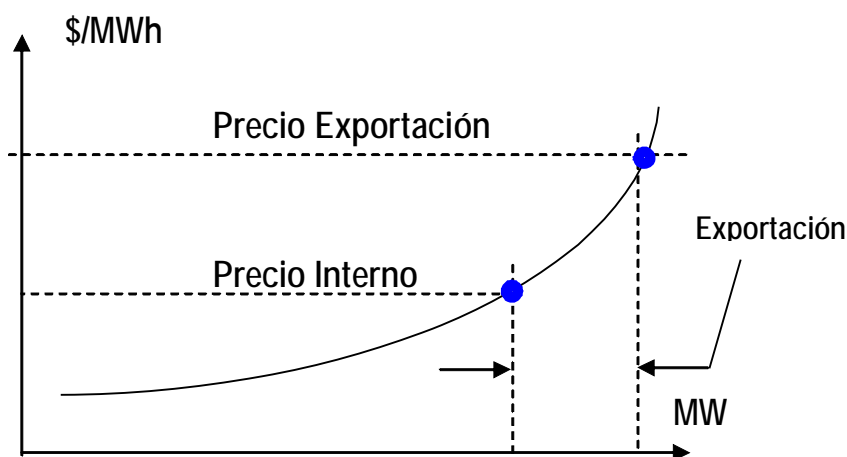
- En el mercado exportador: todos los cargos establecidos para las demandas.
- En el mercado importador: todas las remuneraciones y cargos establecidos para las generaciones, inclusive cargos por capacidad y pagos por transporte y reservas.

Por su parte, las compras de energía asociadas al pago de capacidad o compras firmes se implementan mediante contratos de largo plazo, para garantizar el abastecimiento a la demanda y la inversión a la oferta. Deberá tenerse presente que compras de energía sin pago de capacidad⁵, no promoverán la inversión en nueva generación destinada a la exportación en el sistema exportador.

Si un mercado importador no paga capacidad al exportador, entonces no correspondería remunerar en este último, el costo marginal de la oferta correspondiente a demanda local más la exportación, ya que se estaría afectando el equilibrio entre oferta y demanda, y:

- i) se otorgaría renta a los generadores locales y
- ii) se aumentaría el pago de los consumidores en el país exportador, sin beneficios para estos últimos, ya que no sería promovida la expansión de la oferta local por ese tipo de exportación.

En este tipo de situaciones corresponderá distinguir entre precio interno y precio de exportación y verificar que los intercambios entre sistemas tiendan a sean balanceados en el largo plazo. La figura siguiente muestra el incremento del costo marginal del sistema eléctrico en función del nivel de potencia despachado, inclusive exportación y los precios sancionados en ambos casos.



⁵ Identificada como "energía no firme".

Debe entenderse que por detrás de la decisión de pagar capacidad en los intercambios internacionales se encuentra el concepto de seguridad de abastecimiento. Si por motivos estratégicos se opta por el autoabastecimiento, la capacidad instalada en cada país deberá dimensionarse para cubrir su demanda, los intercambios serán sólo de oportunidad y no corresponderá el pago internacional por capacidad.

Si en cambio, se aceptan los riesgos y se le quita a la energía eléctrica el carácter estratégico, entonces se tratará de intercambios programados a largo plazo y corresponderá pago por capacidad.

En última instancia, la decisión de pagar o no capacidad en los intercambios está correlacionada con la aceptación que la inversión en nueva capacidad se instale más allá de las fronteras nacionales, siendo esa aceptación y confianza en las decisiones del otro país uno de los elementos esenciales de un proceso de integración económica.

b) Peajes de transmisión

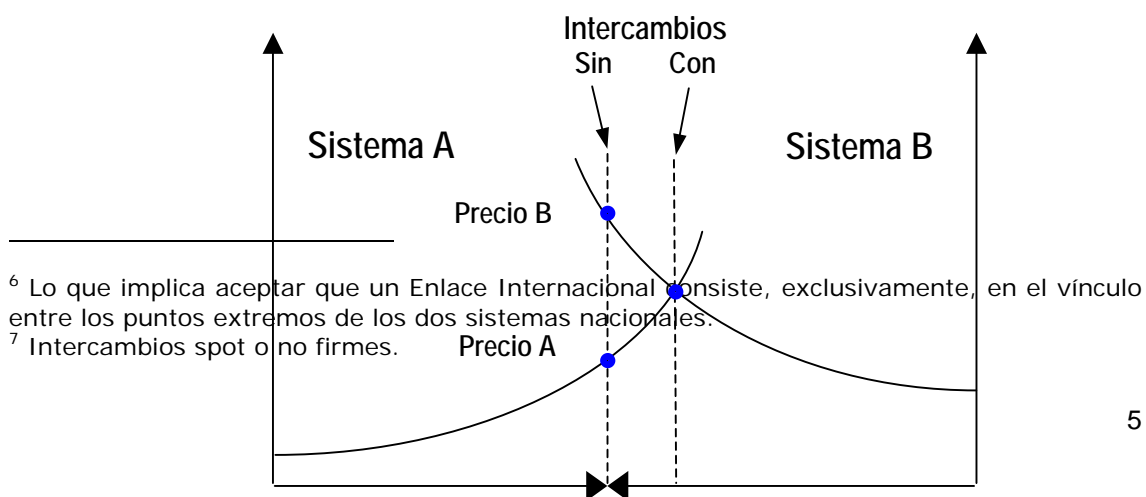
En relación con las tarifas de la transmisión sólo se trata de acordar los peajes en los Enlaces Internacionales pues, atendiendo a que las reglas internas de cada sistema son distintas, los costos internos de transmisión se pueden incluir en el precio ofertado para la energía en frontera.⁶

Para fijar el peaje de un Enlace, deben reconocerse:

- i) los costos incurridos, y
- ii) el riesgo asumido en la inversión.

Por su parte, cobrar peaje a los intercambios de oportunidad⁷ afecta la eficiencia de una operación integrada o coordinada ya que incrementa los costos marginales de los mercados, por lo que normalmente los peajes se suelen cargar sobre los intercambios firmes por contrato.

En relación a la inversión en Enlaces, el inversor privado en transmisión se interesa en arbitrar precios entre sistemas. Arbitrar entre sistemas es comprar al Precio A en el sistema A y vender en el sistema B al Precio B. Como se ve en la figura siguiente, similar a la anterior pero donde se puede observar el precio



en los dos sistemas interconectados, al incrementar la capacidad de intercambio el diferencial de precios se reduce⁸, introduciendo un límite a la inversión privada.

Para el inversor privado, el arbitraje más interesante es aquel que resulta del Enlace congestionado, es decir, operando al máximo de la capacidad de intercambio ya que en otra condición los precios A y B serán prácticamente iguales salvo pérdidas en el Enlace.

El interés del inversor de utilizar al máximo los Enlaces y el hecho de que se pueda accionar técnicamente sobre la capacidad, reduciéndola, y así incrementando la renta, ha inducido a muchos Reguladores a no otorgar al inversor dicha renta de arbitraje, denominada renta de congestión, producto del diferencial de precios por la capacidad del Enlace.

Debido a la baja renta que resulta de los activos de interconexión si esa renta no se otorga al inversor, esa decisión suele conducir a que la inversión en Enlaces Internacionales se realice a riesgo de los Estados o los consumidores.

c) Transacciones de servicios complementarios o de sistema

Para sumar renta a los intercambios internacionales, a efectos de hacer más viable la construcción de capacidad de interconexión internacional, conviene homologar la regulación de los servicios complementarios y remunerarlos de forma explícita en ambos sistemas, permitiendo su transacción internacional.

Los servicios a considerar pueden ser:

- i) Regulación primaria
- ii) Regulación secundaria y control automático de generación (AGC)
- iii) Alivio de cargas
- iv) Reservas no rodantes (fría, de año seco, etc.).

No resultando eficiente intercambiar reactivo por los Enlaces, como en toda transmisión.

3. El Mercado Eléctrico Andino

La CAN esta formada por Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela y tiene su sede en Lima. Fue constituida a fines de los años 60, pero su desarrollo fue lento hasta mediados de la década de 1990. Pueden obtenerse más detalles en el sitio <http://www.comunidadandina.org>, de donde se han tomado las tablas que se muestran a continuación.

Las reservas probadas de combustibles fósiles en los años 2000/2001 son las siguientes:

⁸ Haciéndose nulo para la capacidad óptima, como se muestra en la figura, para la cual ambos precios son iguales.

País	Petróleo	Gas	Carbón
	10 ⁶ x Barriles	10 ⁹ x m ³	10 ⁶ x Tn
Bolivia	440,5	774,8	0
Colombia	1972,0	212,1	6655
Ecuador	4566,0	28,6	22
Perú	323,4	246,0	60
Venezuela	77685,0	4190,0	1303
Total	84986,9	5451,4	7986

Por su parte, los datos del sector eléctrico a la misma fecha son:

País	Capacidad. Instalada.	Generación	Potencial Hidroeléctric o
	MW	GWh/año	MW
Bolivia	1338	3952	39850
Colombia	12715	43952	93085
Ecuador	3485	10807	22000
Perú	6070	19923	61832
Venezuela	21292	82562	50000
Total	44901	160997	266767

Al momento de decidir la creación del Mercado Eléctrico Andino había interconexiones entre los sistemas eléctricos nacionales, aunque de importancia secundaria, esas eran:

Interconexión	Países	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
Cuestecitas- Cuatricentenario	Colombia – Venezuela	230	150
Tíbú - La Fría	Colombia – Venezuela	115	80
San Mateo – Corozo	Colombia – Venezuela	230	150
Cúcuta – San Antonio	Colombia – Venezuela	13,8/34,5	15
Arauca – Guasdálito	Colombia – Venezuela	13,8	15
Ipiales - Tulcán	Colombia – Ecuador	115/138	40

El proceso de integración eléctrica andina condujo a la puesta en servicio de una Interconexión en 230 kV entre Pasco (Colombia) y Quito (Ecuador) de 240 MW de capacidad, el día 1° de marzo de 2003, con un costo de obra de 46 MU\$S.

Por su parte, el Enlace en 230 kV entre Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador) se encuentra en construcción y tiene prevista su fecha de puesta en servicio en septiembre de 2004.

En cuanto al ordenamiento jurídico del Mercado Eléctrico Andino, el documento fundacional⁹ fue el Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía, suscrito en septiembre de 2001 en Cartagena de Indias, Colombia. Ese Acuerdo fue perfeccionado mediante la Decisión CAN N° 536 de diciembre de 2002 que estableció un "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad".

Los aspectos centrales definidos mediante la Decisión CAN N° 536 son los siguientes:

a) Tratamiento de la exportación y la importación

La exportación será considerada como una demanda en frontera mientras que la importación será considerada como una generación en frontera.

b) Concepto de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)

Los intercambios entre países se concretan mediante TIE de corto plazo (spot) realizadas entre los despachos nacionales. Las transacciones resultan cuando los despachos programan de forma coordinada (integración parcial) la operación. Es decir, las TIE se ofertan, se aceptan y se programan entre los despachos el día previo al de operación y no se limitan a la existencia de excedentes¹⁰.

c) Enlaces al servicio de las TIE

Los Enlaces internacionales tienen por objetivo servir a las transacciones de corto plazo en lugar de a los contratos firmes. Adicionalmente, las rentas de congestión no se otorgan al operador del Enlace.

d) Contratos de compraventa internacional

Si bien aún no se ha autorizado la firma de contratos, la Decisión prevé que éstos sólo serán financieros, es decir que fijan el precio del suministro pero no otorgan garantía de abastecimiento, no admitiéndose contratos que resulten en transacciones obligadas.

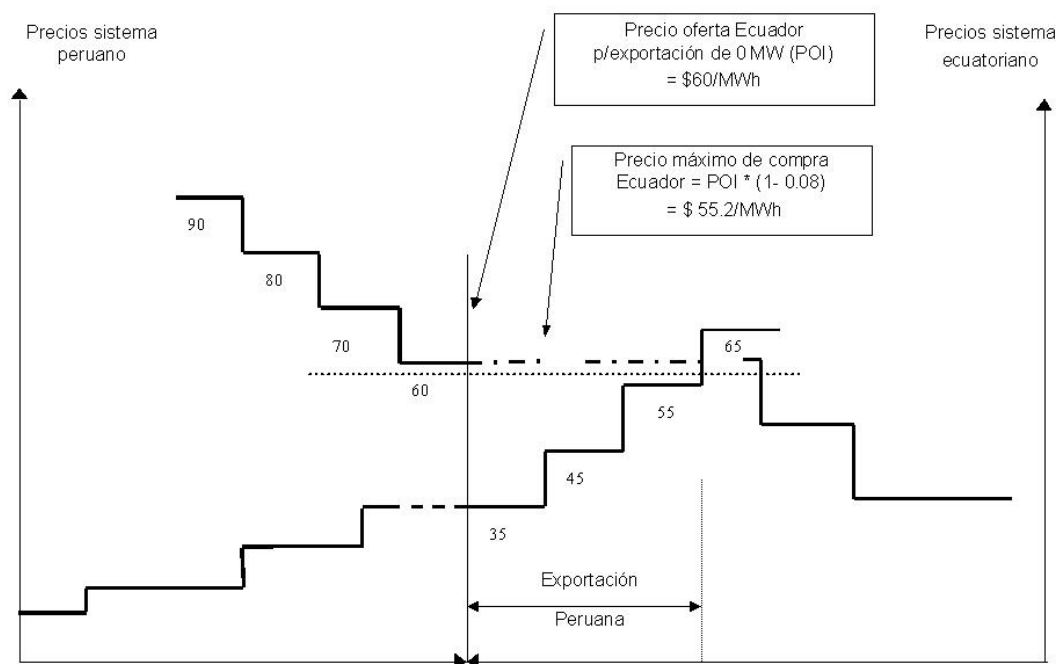
En esos términos, para cada hora "h", cada uno de los despachos elaborará y pondrá a disposición del otro, la curva escalonada Precio/Potencia que resulta posible exportar luego de abastecer la demanda nacional prevista en esa hora.

⁹ Equivalente al Memorandum N° 10/98 del MERCOSUR.

¹⁰ Se refiere a excedentes hidroeléctricos de oportunidad o vertimiento, energía hidroeléctrica que en caso de no exportarse debería ser vertida en las presas, sin poder inyectarse en los sistemas propios.

El precio ofertado será monómico, es decir, tendrá un solo término, correspondiente al valor de la energía y estará expresado en U\$/MWh. Ese precio reunirá todos los cargos que pagaría una demanda nacional ubicada en el nodo frontera: capacidad, cargos de transmisión, reservas, regulación, etc.

Para esa hora, cada despacho considerará su precio ofertado en frontera para 0 MW de exportación, disminuido en un porcentaje¹¹, fijado de momento en el 8%, como precio máximo de importación y comparará con la curva ofertada por el otro, resultando de ello la conveniencia de importar y cuanto. Para obtener el orden de mérito de la oferta, el despacho importador – que ve la oferta del otro como una generación en frontera – procederá a descontar de ese precio monómico en frontera los cargos que correspondería remunerar a un generador propio, hasta obtener el costo variable de producción con el cual lo considerará en su curva de costos marginales.



En la figura se muestra un caso posible de exportación desde el sistema peruano. Este resulta despachando máquinas de hasta 55 U\$/MWh ya que el precio máximo de compra en el sistema ecuatoriano corresponde a su precio de exportación cero (60 U\$/MWh) reducido en el 8%, resultando 55,2 U\$/MWh.

En cuanto a los resultados del proceso, los volúmenes intercambiados de unos 140 GWh parecen modestos si se los observa desde la perspectiva de la interconexión

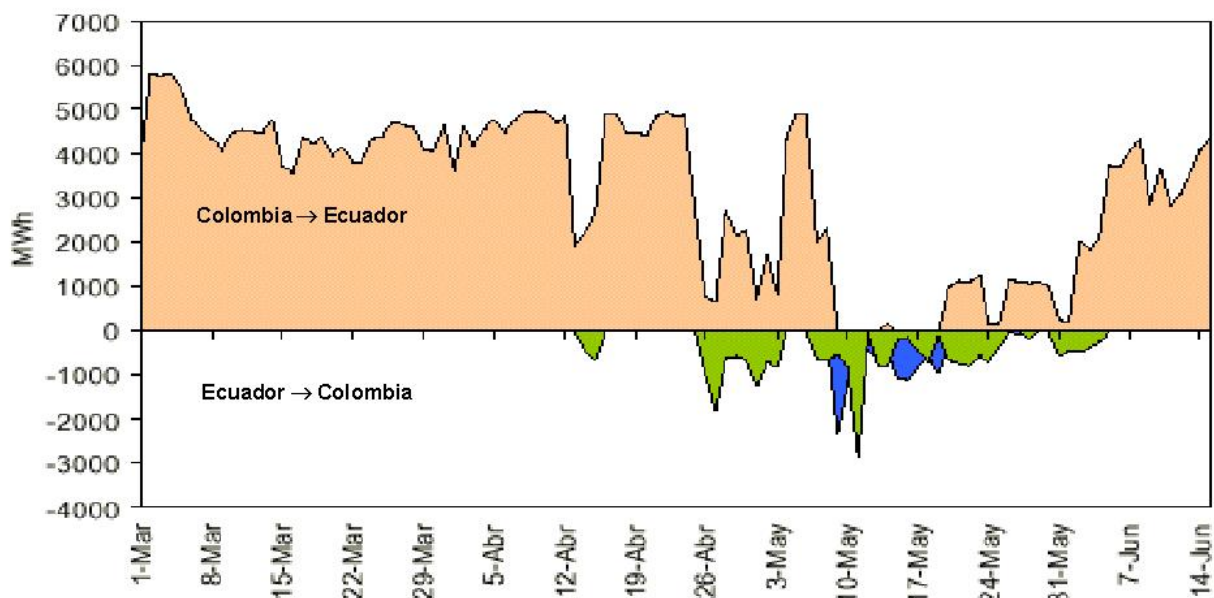
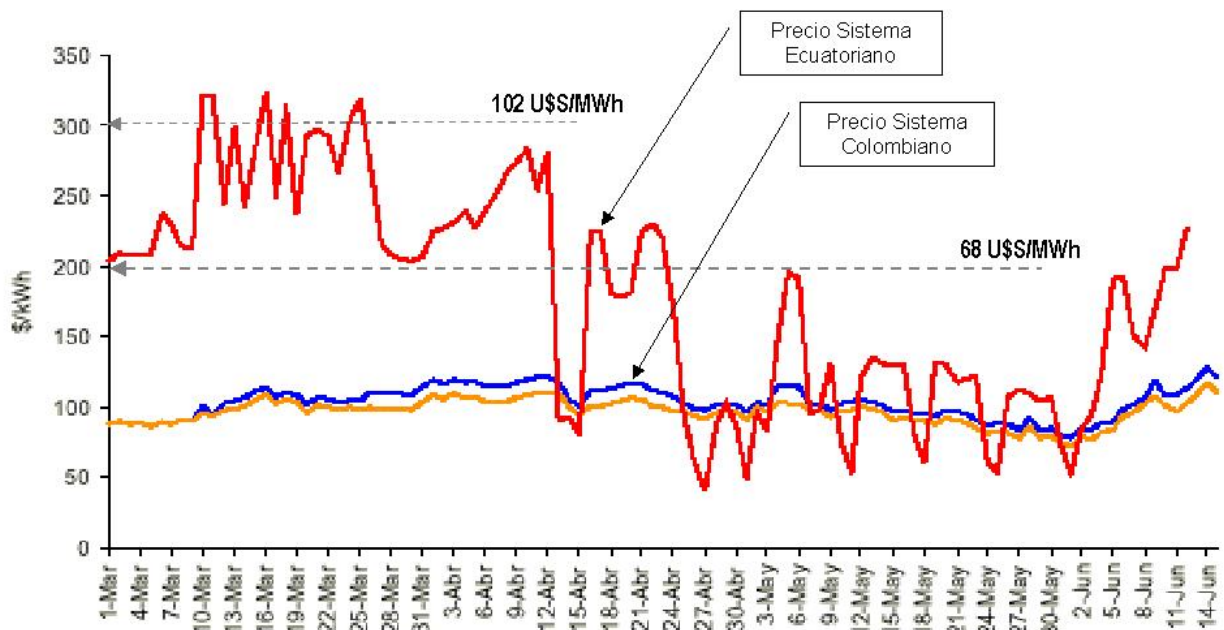
¹¹ Destinado a asegurar que la oferta aceptada entrará en mérito.

MEM Argentino – Sistema Sud-Sudeste Brasileño que puede intercambiar unas diez veces más.

Sin embargo, ese intercambio representa el 15% del consumo ecuatoriano y el 4% del colombiano. Se estarán reemplazando MWh caros de un sistema por otros más baratos del otro, lo que impulsará el precio del primero hacia la baja. En el caso particular de las importaciones ecuatorianas del mes de marzo de 2003, se produjo una baja de precio del orden de 20 U\$/MWh en ese sistema y dio origen a un intercambio de casi 12 MU\$. Para ese mes, la potencia media intercambiada fue de unos 190 MW.

En la primera figura se observa la evolución de los precios de los mercados colombiano y ecuatoriano, que muestran que aunque con menor frecuencia, el sistema ecuatoriano resulta exportador.

En la segunda se muestran los volúmenes de energía intercambiados entre los dos sistemas.



4. Conclusiones y enseñanzas

Pueden marcarse similitudes y diferencias con el proceso seguido en el MERCOSUR.

Estas son:

- El comercio eléctrico entre los países de la CAN se reguló como transacciones entre despachos, es decir, transacciones spot que requieren transporte de uso común:
 - * No hay compromisos de largo plazo, al menos hasta el presente.
 - * No hay inversión a riesgo en transmisión, son las demandas quienes pagan los Enlaces.
 - * No hay arbitraje de precios, por lo que el mercado exportador ve el precio del mercado importador.
 - * Las rentas de congestión se asignan a la demanda del mercado exportador, minimizando el impacto de la exportación sobre el precio interno.
 - * La capacidad se paga asociada al despacho del Enlace, si no se despacha no se paga. De esta forma no se alienta la inversión en nueva capacidad para atender la demanda extranjera.
- El comercio entre Argentina y Brasil o Chile se reguló como transacciones entre agentes, es decir contratos firmes que requieren transporte firme (dedicado):
 - * La inversión en transmisión a cargo del titular del Enlace.
 - * El arbitraje de precios y la renta de congestión se asignaron a ese titular.
 - * Existe pago de capacidad aunque el contrato no se despache.

Puede indicarse que en este esquema Argentina se beneficia al disponer de capacidad instalada pagada por la demanda extranjera que comercializa su energía en el MEM Argentino. Debe tenerse presente que la demanda extranjera puede convocar esa capacidad en cualquier condición y que se han producido impactos desfavorables sobre los factores nodales y los precios.

¿Que enseñanzas pueden extraerse del proceso de la CAN? Hasta el momento, con sólo un par de países interconectados, las siguientes:

- a) Una decisión firme de las autoridades políticas y el buen sentido de los Organismos Reguladores llevaron el proceso al éxito.
- b) Un objetivo modesto – la coordinación en el uso de los recursos – se alcanzó en tiempo breve y con beneficios.
- c) Los sistemas eléctricos pueden vincularse con provecho sin necesidad de realizar grandes cambios en sus reglas, es decir, con mínima afectación de los negocios preexistentes.
- d) Coordinar la operatoria spot entre despachos requiere contar con Enlaces donde su titular no pueda arbitrar precios entre mercados:

- * Esto no promueve la inversión en transmisión.
- * Las líneas se realizarán a cargo de las demandas o los Estados.
- e) El pago de capacidad asociado al despacho de la generación extranjera no promueve la inversión en nueva capacidad en el otro país.
- f) Todo el proceso debe entenderse como un paso intermedio en una integración plena, aún por desarrollar.
 - * En ese sentido representa un avance respecto a lo logrado en el MERCOSUR,
- g) Reconocer los intercambios de calidad entre sistemas concurre a la factibilidad de los Enlaces, adicionando ingresos y mejorando su rentabilidad:
 - * Requiere reconocer y remunerar a cada componente de la calidad en los dos sistemas.