

Título

Problemas de interés económico en los acuerdos para el comercio internacional de energía eléctrica. Situación en América del Sur y la Unión Europea

Autores

Mario Ibarburu, Ximena García de Soria
Departamento de Economía – Universidad Católica del Uruguay

Resumen

El sector eléctrico presenta algunas características técnicas y económicas que lo singularizan: el carácter esencial del suministro, los importantes costos hundidos y largos plazos de maduración de los proyectos de generación e interconexión internacional, la existencia de economías de escala en la generación y en el transporte, y de restricciones técnicas en los flujos de electricidad. La visión abstracta que aporta la teoría del comercio internacional y la microeconomía asociada son insuficientes para analizar los problemas reales en el comercio de electricidad entre países. En este contexto, es relevante analizar diferentes experiencias de comercio internacional, para obtener evidencia empírica de los problemas económicos y de normativa del comercio que surgen en los casos reales. En este trabajo se analizan las experiencias de comercio internacional de energía eléctrica en América del Sur y la Unión Europea, que resultan bien diferentes cuando se consideran los mecanismos de transacción y el marco institucional del comercio de electricidad. El trabajo presenta algunos de los resultados de un proyecto de investigación en la Universidad Católica del Uruguay, financiado con fondos del PDT¹, en el que participan los autores.

1 Algunos de los principales problemas a resolver en el comercio internacional de electricidad

Hasta 1980 aproximadamente, en la mayor parte de los países del mundo, el sector eléctrico estaba formado principalmente por empresas integradas verticalmente, es decir empresas que realizaban las tres funciones de generación, transmisión y distribución. Esas empresas eran reguladas como monopolios, si bien técnicamente la actividad de generación no constituía en la mayor parte de los países un monopolio natural. Este panorama se repetía tanto en países en los que el sector eléctrico era de propiedad estatal como en los que predominaba la propiedad privada. La existencia en cada país de unas pocas o una única empresa integrada verticalmente obedecía a tendencias económicas poderosas explicables por la naturaleza del sector: economías de escala y elevados costos de transacción debidos a la especificidad de los activos.

La competencia en la generación y comercialización de electricidad ha sido posible en gran número de países a partir de los años 90, en la medida en que la regulación ha generado los mercados competitivos, para lo que ha debido establecer el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, para el cumplimiento de las transacciones entre

¹ “Acuerdos y normativa para el comercio internacional de electricidad de Uruguay”. Proyecto financiado por el PDT, en el Área de oportunidad ENERGÍA, iniciado en abril de 2007.

los generadores y comercializadores de energía por una parte y los consumidores finales. La tendencia natural de las empresas del sector, es nuevamente a la concentración y a la reintegración vertical.

Por otro lado, el sector eléctrico requiere por razones técnicas un ajuste muy preciso entre oferta y demanda, instante a instante, y esto hace necesaria una coordinación centralizada de las operaciones de generación y transporte de energía. La operación de este sistema no puede quedar librada a la suma de decisiones individuales no coordinadas. Por esta razón, aún en los mercados eléctricos competitivos se requiere una regulación detallada que asegure esta coordinación y en particular determina la forma en que se abastece en cada momento la demanda, función que suele denominarse despacho de cargas. Como consecuencia de esta regulación es posible conocer con razonable certeza los costos marginales de producción en cada momento, situación que no se repite probablemente en ningún otro sector.

En un mercado de generación competitivo, o bien en un sistema de generación con precios regulados, los precios óptimos son los llamados precios nodales.² Los precios nodales son los precios de la energía, uno por cada nodo de la red eléctrica, que conducen a asignaciones Pareto óptimas en el conjunto un mercado eléctrico, sujeto a las restricciones de red, y su forma es:

$$\rho_k = \gamma \left(1 + \frac{\partial L}{\partial D_k} \right) + \mu \frac{\partial N}{\partial D_k}$$

Donde:

ρ_k es el precio nodal en el nodo o punto de la red k

γ es el costo marginal de corto plazo de generación

L es la función de pérdidas totales del sistema

D_k es la demanda en el nodo k

$N \leq 0$ es el vector de restricciones de transmisión por los elementos de la red

μ es el vector de rentas de congestión de cada elemento de red, que coinciden con las variables duales de las restricciones en el problema de maximización del excedente total

Una singularidad del sector eléctrico es que estos precios óptimos de corto plazo pueden calcularse explícitamente con más facilidad que en otros sectores y si existe regulación de precios, el regulador puede emplearlos para el mercado spot. Por otro lado, en un mercado spot perfectamente competitivo los precios nodales serían los precios resultantes de la competencia.

Normalmente, en la mayor parte de los sistemas eléctricos la gran mayoría de los consumidores no percibe directamente los precios spot sino que paga precios fijos como resultado de contratos o de mecanismos regulados de estabilización de precios, por lo que el mercado spot es esencialmente un mercado entre generadores y comercializadores de energía.

En los países de América del Sur, cada operador del sistema eléctrico en forma centralizada, como agente de las autoridades públicas del sector eléctrico, decide el

² Se toma la formulación de Pérez Arriaga (2004).

despacho de cargas óptimo de acuerdo a los costos marginales auditados de los generadores (con la excepción de Colombia donde se emplean precios declarados por los generadores) en base a un despacho centralizado óptimo basado en los costos y que tiene en cuenta las restricciones técnicas del sistema eléctrico. También decide con el mismo criterio qué empresas generan incrementalmente para exportar, e importa la energía para el conjunto del mercado spot.

En los países de la Unión Europea el despacho de las centrales resulta en la mayor parte de los países de hacer compatibles las decisiones comerciales descentralizadas que toman los generadores y algunos grandes consumidores actuando en una o más bolsas de energía en cada país, con las restricciones técnicas del sistema. Esta compatibilización se realiza de manera iterativa, y requiere la interacción de los operadores de las bolsas de energía y el operador técnico del sistema. El precio spot resulta el precio de la más cara de las ofertas de energía aceptadas en el despacho. Entre las ventajas de este sistema se contaría el evitar las posibles arbitrariedades en la formación de precios spot administrados, por parte de las autoridades regulatorias. Esta ventaja puede ser altamente apreciada por las empresas privadas, cuando pasan a operar en un mercado, sometidas a nuevas normas de operación y comerciales, al aparecer la competencia. Por otro lado, entre las desventajas de este método se encuentra la mayor complejidad y los elevados costos de transacción de todo el procedimiento. En los países de América del Sur, la percepción de estos mayores costos, y complejidades, y presumiblemente la hipótesis de que los problemas más significativos en la regulación de sistemas fuertemente hidráulicos se originan en asegurar el abastecimiento en el medio y largo plazo, y no en la formación de precios de cortísimo plazo, han conducido a que esta solución de mercado descentralizado no se haya adoptado.

Los precios spot nodales generan unos ingresos implícitos para cada elemento de las redes eléctricas, como resultado de la diferencia entre el valor a precio nodal de los flujos saliente y entrante a cada elemento de la red de transmisión. Cuando un elemento de la red está a su capacidad máxima, es decir está activa la restricción de máximo flujo, se suele denominar renta de congestión a la diferencia entre los precios nodales en sus dos extremos.

El comercio internacional de electricidad se hace entre sistemas eléctricos caracterizados por estar regulados por las autoridades públicas y por esto, más que en otros sectores, es relevante el problema de definir los **regímenes institucionales y acuerdos marco entre países, que permiten el comercio**. El comercio de electricidad es en ese sentido un comercio internacional administrado.

Las transacciones internacionales de energía eléctrica, lo mismo que las internas de cada país, pueden hacerse en un régimen de comercio spot o de oportunidad, con entrega física inmediata de la energía en un plazo diario o intradiario, o en un régimen de contratos de más largo plazo.

Al estar regulados los mercados spot nacionales, los acuerdos entre países que comercian deben establecer criterios para definir los **criterios de formación de los precios de las transacciones internacionales spot y deben definir quienes son los participantes habilitados para realizar dicho comercio**.

La energía eléctrica es esencial para la producción y para el bienestar de las familias, por esto, son esenciales los **criterios de garantía de suministro en el comercio internacional, en especial para los contratos de largo plazo.**

Finalmente, el comercio internacional de energía eléctrica se hace a través de las redes nacionales de transmisión de los países interconectados, y de redes construidas con el propósito específico de servir para la interconexión internacional, cada uno de cuyos elementos tiene una capacidad limitada de transporte. Aparece el problema de desarrollar, hacer rentable y financiar los proyectos de interconexión.

Los flujos de potencia en los distintos elementos de la red de transmisión no pueden asignarse arbitrariamente, como en un problema de transporte de cargas cualquiera. Para el caso del comercio internacional, esto hace los tránsitos de energía puedan involucrar países que geográficamente no se encuentran entre los que comercian, y sigan trayectorias difícilmente predecibles de manera puramente intuitiva. Por otro lado, la transmisión de electricidad presenta retornos crecientes a escala, de modo que el transporte en cada corredor entre dos puntos de una red eléctrica es un monopolio natural, y más aún un monopolio natural fuerte, sujeto a regulación de precios. La fijación de precios regulados por el transporte de electricidad genera un problema de óptimo segundo, extremadamente complejo e interesante y para cuya resolución no existe una respuesta única universalmente aceptada. Aparece entonces otro problema a resolver, el de **definir cómo contribuyen las transacciones internacionales a la remuneración de las redes nacionales** que son empleadas para el comercio.

En lo que sigue se describirá de manera simplificada la situación en la UE y en América del Sur en las cuatro cuestiones resaltadas hasta aquí:

- los regímenes institucionales y acuerdos marco entre países, que permiten el comercio
- los criterios de formación de precios de las transacciones internacionales spot y para definir los participantes habilitados para realizar dicho comercio
- la garantía de suministro en el comercio
- la remuneración de las redes nacionales que son empleadas para las transacciones internacionales.

Se intentará mostrar en lo que sigue que las características técnicas e institucionales de los sistemas eléctricos dan lugar en la UE y en América del Sur a problemas diferentes en el comercio internacional, o a soluciones diferentes para los mismos problemas.

2 Los regímenes institucionales y acuerdos marco que permiten el comercio

2.1 América del Sur

En América del Sur el comercio internacional de electricidad se ha desarrollado en general sin que los acuerdos e instituciones de integración económica multilateral hayan cumplido un papel importante y explícito.

En nuestra región la normativa del comercio internacional de electricidad y la construcción de interconexiones no se ha desarrollado dentro de un marco normativo

único y bajo la supervisión de instituciones supranacionales comunes a todos los países. En Europa, la integración económica ha precedido a la integración de los mercados energéticos y la ha motivado. Una serie de instituciones, autoridades y principios generales destinadas a asegurar un mercado único para todos los bienes y servicios, se han tratado de aplicar al sector energía y a la electricidad como un caso particular. En América del Sur los acuerdos de integración económica multilateral han sido menos efectivos al dar forma al comercio de electricidad.

Los principales acuerdos económicos multilaterales de nuestra región, la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el MERCOSUR, han tratado el tema del comercio internacional de electricidad. La Resolución 536 de diciembre de 2002, de la CAN da un marco general dentro del cual desarrollar nuevos proyectos y realizar transacciones utilizando las interconexiones existentes, al establecer principios de no discriminación de precios, libre acceso a las redes, libre contratación entre empresas de los países, y ejecución obligatoria de las transacciones que se determinan por las reglas del despacho. No obstante, esos principios son extremadamente generales, ya que no proporcionan reglas explícitas que conduzcan inequívocamente a un reparto de los beneficios del comercio entre los países. En el ámbito de aplicación de esa resolución han existido controversias de Ecuador con Colombia y Perú. No existen o no se ha recurrido a autoridades supranacionales para la resolución de las mismas. Es decir que en la práctica la multilateralidad no se ha aplicado. Por otro lado, en el MERCOSUR se ha firmado en 1998 el “Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR – Decisión 10/98”, que establece principios de simetría, no discriminación y libertad en la realización de contratos entre las empresas, semejantes a los de la Resolución 536. No obstante en el MERCOSUR el comercio ha estado supeditado siempre a la realidad de las situaciones nacionales y de la negociación bilateral. En las situaciones de crisis energética experimentadas por Brasil en 2001, por Argentina en 2004 y por Uruguay en los últimos años, los países vendedores han priorizado la negociación bilateral por las autoridades de los países, por encima de las condiciones de comercio pactadas entre las empresas.

En resumen, en los países de América del Sur, al definir el régimen institucional para el comercio de electricidad las autoridades de los países interactúan bilateralmente y en forma estratégica, para definir las condiciones de comercio de modo de obtener el máximo beneficio.

2.2 Unión Europea

En la Unión Europea, al existir un espacio económico y un régimen jurídico común, uno de los problemas centrales del comercio es asegurar la igualdad en el tratamiento de todas las empresas y consumidores potencialmente participantes del comercio internacional, compradoras y vendedoras, en un mercado competitivo.

La forma que ha adoptado el comercio internacional de energía eléctrica en la Unión Europea (UE) es la creación del mercado único interior de electricidad, bajo el principio de la competencia. En ese ideal una empresa de cualquier país en teoría podría abastecer a cualquier consumidor de otro país. Por esto en la UE, la existencia de mercados competitivos para la generación y la posibilidad jurídica del acceso de los consumidores finales en forma directa al mercado eléctrico ha sido vista como una necesidad para el

desarrollo del comercio internacional de electricidad y como forma de lograr un marco de igualdad entre los usuarios en el acceso a la energía, en la competencia dentro del espacio económico de la UE.

Por lo anterior quedarían supeditados al menos en teoría, los intereses estratégicos de los países y sus gobiernos, a la lógica anterior, en la que lo importante son los derechos de las empresas y consumidores participantes del mercado. Aún así, la Comisión Europea ha señalado que la reticencia de los gobiernos nacionales a ceder un poco de su soberanía en cuestiones clave de la política energética en pos de la formación de un mercado común de electricidad, es un impedimento para la conformación del mismo. Esto sugiere que incluso en un contexto de seguridad institucional multilateral como el de la UE siguen teniendo importancia las consideraciones estratégicas.

En resumen en la UE, al menos en teoría, los países aceptan que el comercio reproduzca el que existiría en un mercado único en el que la electricidad es una mercancía más y en el que lo esencial es la igualdad entre los participantes del mercado de todos los países que comercian.

3 Los criterios de formación de los precios en el comercio spot y la definición de los participantes habilitados para el comercio

3.1 América del Sur

En el comercio internacional de electricidad en América del Sur, el precio de las transacciones spot resulta en general de manera explícita de un acuerdo negociado entre los países, que definen regímenes de precios para el comercio.

El punto central en la negociación es el **reparto entre los países de los beneficios del comercio**. La participación de las empresas de cada país en el comercio internacional y los derechos que obtienen en el mismo, resultan de los acuerdos bilaterales entre los países y por lo general están en gran medida supeditados a la estrategia de negociación de las autoridades de cada país en la búsqueda de beneficios para el mismo en su conjunto.

Los criterios que se han propuesto o empleado efectivamente en la región para definir los precios en el comercio internacional spot y el reparto de beneficios han sido bien diversos, como ilustra la enumeración siguiente

Reparto igualitario de beneficios entre países. En este mecanismo los dos países acuerdan que para cada transacción se haga una estimación explícita de los beneficios conjuntos incrementales del comercio en cada transacción y se fije un precio de la energía comerciada que conduzca a un reparto igualitario de los beneficios del comercio para las dos partes involucradas. Este ha sido uno de los mecanismos que ha adoptado históricamente el comercio spot entre Argentina y Uruguay, en la modalidad sustitución.

Venta al costo más un margen de ganancia. En este tipo de mecanismos, el precio se determina a partir del costo incremental de exportación de la parte vendedora, más un

margen de ganancia, donde la definición de ese margen puede incluir una rentabilidad razonable sobre la inversión de las centrales empleadas incrementalmente por el país exportador para venderle al importador. Variantes de este mecanismo se han empleado en las modalidades potencia y emergencia en el comercio spot entre Argentina y Uruguay, y en las ventas pactadas inicialmente de Venezuela a Colombia por una de sus interconexiones.

Venta y despacho al precio declarado. En este mecanismo el país vendedor o una empresa del país vendedor oferta libremente, o con cierta periodicidad prefijada, un precio al despacho del país comprador y en caso de ser aceptada la oferta, la misma es remunerada a dicho precio. Esta es la modalidad prevista en la regulación de Argentina a partir de 1997 (Resolución 21/97).

Precios resultantes de los apartamientos en la toma de centrales binacionales. En este caso, uno de los países deja de tomar una parte de la capacidad o energía de su cuota en una central binacional y el excedente es tomado por el otro país, en el marco de los tratados firmados para la construcción de la central. Esto ocurre en la actualidad con la energía de Yacyretá en el comercio entre Argentina y Paraguay, y ocurrió en los primeros años de funcionamiento de la hidroeléctrica binacional de Salto Grande, entre Argentina y Uruguay, mientras se pagaban los préstamos por su construcción mediante una tarifa por la energía generada. El precio de la energía a pagar a la entidad binacional se convierte en el precio del comercio spot entre los países.

Precios nodales y reparto de rentas de congestión. Este es el mecanismo propuesto por la Resolución 536 de la CAN, antes mencionada y el que se ha aplicado efectivamente para el comercio entre Colombia y Ecuador. Como resultado de un cálculo de las transacciones óptimas entre los dos países se generan precios spot en cada uno de ellos luego del comercio internacional, que coinciden con los respectivos costos marginales. Cada generador es remunerado al precio spot del país en que se encuentra. En caso de que los precios spot no difieran significativamente, el precio común resultante es el precio implícito del comercio internacional. En caso de que se produzca congestión por el vínculo internacional, los precios en ambos extremos difieren y se generan las llamadas rentas de congestión, cuyo reparto entre los dos países y dentro de cada uno de ellos entre los participantes del mercado, pasa a ser el punto esencial a resolver. Este mecanismo, a veces denominado market coupling es uno de los conocidos como “subastas implícitas”, que se verán de inmediato al considerar el caso de la Unión Europea. Los beneficios del comercio para cada país no quedan determinados explícitamente, sino que resultan en gran parte de la magnitud y criterio de reparto entre países de las rentas de congestión.

3.2 Unión Europea

3.2.1 El problema de la asignación de capacidad de interconexión para el comercio spot

En la mayor parte de los países de la UE, el despacho de cargas resulta de las ofertas y demandas en bolsas de energía, que realizan los participantes del mercado. Como los sujetos del comercio son más bien las empresas que los países, aparece el problema de decidir cuáles de los participantes del mercado pueden utilizar las interconexiones existentes para realizar transacciones internacionales, ofertando energía a un país

interconectado. En la terminología del sector eléctrico de la UE, el problema es la asignación de la capacidad de interconexión en situaciones de congestión de la red entre países, es decir resolver qué empresa exporta cuando la capacidad de interconexión resulta escasa.

La normativa de la UE (regulación EC No 1228/2003, de junio de 2003), propone determinados principios básicos que deben cumplir los mecanismos de asignación de capacidad de transmisión y resolución de congestiones entre los países: no discriminación ni entre agentes ni entre tipos de transacciones cualesquiera sean los países involucrados; empleo de mecanismos de mercado; principio de usado o perdido “use it or lose it”; el destino de las rentas de congestión debe ser garantizar la disponibilidad de la capacidad, o aumentarla y no debe generar beneficios al transportista; transparencia de información de los operadores de los sistemas.

Estos principios teóricos coexisten con una realidad del comercio internacional spot bastante más complicada.

En primer lugar, una parte importante de la capacidad de interconexión está asignada a contratos internacionales de largo plazo, por ejemplo, alrededor de 70% entre Francia y España, 60-70% entre Francia e Italia, 50-60% entre Austria e Italia, etc., como se indica en European Commission (2007). Si bien la existencia de estos contratos no excluye la posibilidad de que exista un mercado secundario de capacidad, que permita que la interconexión sea empleada de manera eficiente, la Comisión Europea considera negativo el mantenimiento de esos contratos y se opone al establecimiento de otros nuevos. La capacidad de interconexión no asignada en contratos de largo plazo, es atribuida en cada país a las empresas según distintos procedimientos, de algunos de los cuales puede afirmarse a priori que son ineficientes.

3.2.2 Los métodos de asignación de capacidad o resolución de congestiones en la UE

En la UE no existe un único procedimiento de resolución de congestiones, sino que en cada interconexión, o a veces en cada extremo de cada interconexión, se aplican criterios distintos. Se observa aquí que si bien la institucionalidad del mercado único tiende en teoría a la uniformización y eficiencia de los procedimientos de comercio internacional, la práctica es bastante diversa.

Un primer conjunto de métodos empleados en la UE no emplean un mecanismo de mercado y reparten administrativamente la capacidad de interconexión entre los usuarios que desean emplearla. Los principales métodos de este tipo usados son el orden de prioridad de llegada de las solicitudes, y el mecanismo de prorrateo, en el que se reparte la capacidad entre los demandantes en proporción a sus demandas. Es evidente que estos métodos en general no darán lugar a resultados eficientes.

Por otro lado existen mecanismos de mercado, que a su vez se dividen en dos grandes categorías, las subastas explícitas y las subastas implícitas.

En los mecanismos de subasta explícita, la entidad o las entidades administradoras del comercio por la interconexión, realizan una subasta para conceder el derecho a enviar flujos físicos de energía a través de la interconexión. La capacidad es otorgada a los

ganadores por períodos que van entre días y años. Dentro de ese período, en cada instancia de corto plazo en que tiene lugar el mercado de energía (por ejemplo diariamente), el propietario de los derechos puede emplearlos para transferir energía de un país al otro, sin pagos adicionales y recibir los ingresos por la venta de energía en el país vecino.

En los mecanismos de subasta implícita, también llamados de mercado integrado para la energía y la capacidad de interconexión, esta última no es asignada de manera independiente sino que su empleo resulta, en cada instancia de corto plazo en que tiene lugar el cierre de los mercados de energía interconectados (típicamente en forma diaria), como producto de la generación y demanda óptimas en dichos mercados. Los operadores de los dos mercados determinan los flujos por la interconexión que explotan al máximo el beneficio del comercio, dados los precios ofertados por los generadores y exportadores por la energía. Los flujos de energía por la interconexión se determinan compatibilizando los resultados óptimos de los dos mercados de energía de modo que se respete la restricción de capacidad de interconexión. Un participante del mercado exportador que ha recibido el derecho de exportar, vende su energía en el mercado spot importador y debe pagar luego un cargo por el uso de la interconexión, usualmente igual al monto de la renta de congestión por la misma.

Las subastas implícitas o mercados integrados de transmisión y energía pueden adoptar distintas formas para cerrar oferta y demanda en los dos mercados, a la vez que se respetan las restricciones de capacidad de interconexión. Las más frecuentes son las que se describen a continuación.

En los mecanismos de **market coupling**, los precios de la energía resultantes del comercio son distintos en ambos mercados, siendo mayor el precio del mercado importador y menor el del mercado exportador. Estos dos precios son tales que en el mercado exportador la oferta excede a la demanda en la magnitud de la capacidad de interconexión y en el mercado importador la demanda excede a la oferta por la misma cantidad (a menos de pérdidas en las redes). Entre los dos nodos de cada línea de interconexión aparece una diferencia de precios o renta de congestión.

En el mecanismo de **counter-trading, o redispatching** se determina inicialmente un único precio para los dos mercados que se integran, resultante de considerar todas las ofertas y demandas en ambos mercados como si la capacidad de interconexión fuese infinita. El despacho resultante normalmente no respetará la restricción de capacidad de interconexión entre ambos mercados. Como resultado el operador u operadores de los mercados deben subastar un redespacho de algunos agentes de cada mercado, para lograr una reducción de generación en el mercado exportador y un aumento de generación en el mercado comprador, que se superponen físicamente al resultado inicial del mercado hasta respetar la restricción de capacidad de interconexión. Los precios del mercado inicial no se ven afectados.

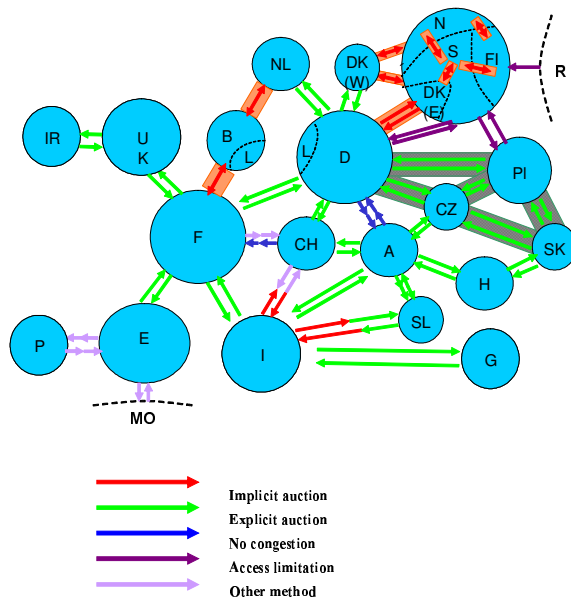
El reporte de Frontier Economics y Consentec (2004) elaborado para la Dirección General de Energía y Transporte de la Unión Europea, describe la situación de congestiones de esa región y discute los méritos de los distintos mecanismos de resolución de congestiones. Sólo en el caso de previsión perfecta y ausencia de poder de mercado, las subastas explícitas e implícitas son equivalentes y obtienen el resultado óptimo de maximizar los beneficios conjuntos por el comercio internacional. En

hipótesis más realistas el mecanismo de subastas implícitas es más eficiente que el de subastas implícitas.

Una primera causa se debe a la incertidumbre ante eventos que ocurran después de la subasta explícita de capacidad y antes del cierre del mercado diario de energía en que se emplean los derechos de capacidad adquiridos. Si los oferentes en la subasta explícita de capacidad son adversos al riesgo podrían adquirir en conjunto menos derechos que la capacidad utilizable de manera óptima, por el temor de incurrir en pérdidas al no poder prever con certeza los precios de energía en los dos mercados.

Una segunda causa se debe a la existencia de poder de mercado. Bajo ciertas hipótesis un monopolista en el mercado importador tiene mayor disponibilidad a pagar por los derechos que un conjunto de comercializadores tomadores de precio. Las subastas explícitas incentivarían el empleo más intenso del poder de mercado en el país importador.

En el gráfico siguiente se presenta una información resumida, sobre los métodos de asignación de capacidad en el mercado spot diario efectivamente aplicados en la UE.



Fuente: Commission of the European Communities (2007).

Se observa que si bien existe una variedad de procedimientos, tiende a predominar la modalidad de subasta explícita, con diferentes horizontes de tiempo, modalidad que como se ha indicado tiende a ser ineficiente.

En European Commission (2007) se ilustran algunos resultados indeseables del empleo del método de subastas explícitas. Por ejemplo, en el 40% de las horas del año, la nominación de capacidad de transporte se hizo en el sentido desde Alemania hacia Holanda, siendo que el precio spot en Alemania fue mayor que el precio spot en Holanda. La explicación para estos errores sistemáticos en el arbitraje está en el hecho de que la subasta explícita para la capacidad de interconexión para el día siguiente, debe finalizar antes del cierre de las dos bolsas de energía, ya que las transacciones

internacionales spot las hace quien haya adquirido previamente la capacidad. Como los mercados spot de menor plazo, intradiario y de energía de balance instantánea pueden ser muy poco líquidos, es posible que el exportador no pueda deshacer sus posiciones compradora y vendedora en ambos mercados spot y deba incurrir en pérdidas. Resultados igualmente negativos aparecen en las transacciones entre Francia e Inglaterra.

4 Criterios de garantía de suministro en el comercio, en especial para los contratos de largo plazo

Dado el carácter esencial del suministro eléctrico, la garantía de suministro, es decir la certeza de abastecimiento que un generador o el conjunto de los generadores del sistema, pueden proporcionar a la demanda, es un punto esencial para la regulación.

En el caso de los sistemas de generación predominantemente térmicos, las fallas se originan en las salidas de servicio de las centrales térmicas, por roturas o por falta de abastecimiento de combustible. Si el sistema de generación no se encuentra en una situación de subinversión muy grave, estas fallas son de corta duración, y se concentran en los picos diarios de demanda de las estaciones del año con mayor consumo, que suelen coincidir con los extremos de temperaturas más bajas o más altas del año.

En la UE los sistemas de generación son predominantemente térmicos y el crecimiento de la demanda es relativamente bajo³, del orden del 1.6 % anual desde 1990 a 2007. La conjunción de ambas situaciones ha hecho que **en la UE el énfasis en los problemas de seguridad de abastecimiento vinculados con el comercio internacional sea relativamente menor, y esté centrado en los problemas de coordinación de operación e intercambio de reservas operativas de corto plazo.**

En el caso de los sistemas de generación predominantemente hidráulicos, en los que existen embalses de regulación mensual o anual, las fallas suelen originarse en las situaciones de sequía, en las que la cantidad de energía hidráulica disponible se reduce. Ante estas situaciones, el problema muchas veces no es la incapacidad de generar una potencia suficiente, ya que las centrales hidráulicas continúan con su capacidad instalada intacta, sino la escasez de energía, que puede extenderse durante meses o aún años, si las sequías son prolongadas.

En América del Sur los sistemas de generación son predominantemente hidráulicos y el crecimiento de la demanda es relativamente alto, del orden del 4.25 % anual desde 1990 a 2007. Por estas dos razones **en América del Sur el énfasis en los problemas de seguridad de abastecimiento vinculados al comercio internacional es muy grande, y la capacidad del país vendedor de sostener al comprador en crisis prolongadas se hace crítica al definir las transacciones.**

Para abastecer una demanda creciente, los contratos de importación han sido una opción importante para varios países, como medio de postergar inversiones. Tal ha sido el caso de los contratos que empresas de Brasil, Chile y Uruguay firmaron con empresas argentinas desde 1995 hasta 2004.

³ Este dato de demanda y el de América del Sur proceden de BP Statistical Review of World Energy 2008, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>

La experiencia en el mantenimiento de la garantía de suministro en los contratos internacionales de exportación de energía en América del Sur está marcada fuertemente por la crisis de la exportación desde Argentina desde 2004. Según CIER (2004) los contratos de exportación a Uruguay se redujeron en 2004 de 338 a 150 MW, si bien se mantuvo un comercio spot muy intenso que resultó esencial para Uruguay. Los contratos de exportación de Argentina a Brasil del orden de 2000 MW a través de la interconexión Garabí-Itá entre los dos países, sufrieron un corte más drástico que llevó al regulador eléctrico de Brasil, la ANEEL a reducir a cero la garantía física de la importación por Garabí, haciendo inviable cualquier contrato de importación por la misma⁴. Las exportaciones de electricidad desde Salta al sistema Norte de Chile, están comenzando a experimentar restricciones en la actualidad.

Como resultado, los contratos de exportación pueden ser vistos en nuestra región como oportunidades para reducir los costos de abastecimiento recurriendo a fuentes más baratas de los países vecinos, pero difícilmente como sustitutos perfectos de la capacidad de generación local para proporcionar garantía de suministro.

5 Remuneración de las redes nacionales empleadas en el comercio internacional

En los sistemas eléctricos la remuneración del transportista implícita en la aplicación de precios nodales sólo permite recuperar al transportista una pequeña fracción de los costos de red (un 15% a 25% típicamente). Por esta razón, es necesario determinar cargos por el uso de los sistemas de transmisión que complementen o sustituyan a los cargos implícitos en los precios de nodo. Se trata de un ejemplo de problema clásico de la regulación de monopolios naturales, el óptimo segundo de un monopolio natural fuerte, sujeto a la restricción de equilibrio presupuestario, pero aplicado a un caso extraordinariamente complejo de monopolio multiproducto, donde el transporte que permite la inyección o extracción de energía en cada nodo de la red es un producto distinto.

Para cubrir los costos totales del transportista es necesario imponer a los usuarios de la red costos mayores que los costos de oportunidad de corto plazo que imponen al sistema, pero se trata de que esos cargos adicionales alteren lo menos posible las decisiones óptimas de corto plazo, a la vez que orienten decisiones de inversión y localización de largo plazo de los usuarios de la red que tengan sentido económico. Las soluciones que se han aplicado para resolver este problema son clasificadas generalmente en cuatro familias:

Estampillado o sello de correo (postage stamp). En estos métodos se cobra a los generadores y a las cargas, o sólo a uno de estos grupos, un valor por MW o MWh inyectado a la red, o extraído de la misma. Cuando en lugar de un único estampillado para toda una red se aplican varios cargos estampillados distintos según las zonas, se suele hablar de “license plate”. En estos métodos se prescinde de cualquier

⁴ La información puede ser encontrada en: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2007264.pdf>

consideración de eficiencia para lograr una tarifa extremadamente sencilla de aplicar y calcular.

Cargos de conexión profunda o costos marginales de largo plazo. En estos métodos se encuentra una red de transmisión óptima para el estado de generación y cargas actual o de un plan de inversiones con un horizonte de largo plazo, lo que requiere el empleo de un modelo de optimización de las redes. Cada carga y generación en cada nodo paga un cargo que se calcula a partir del costo marginal de largo plazo que resulta del modelo, por un aumento unitario de dicha carga o generación.

Cargos según el uso de la red. En estos métodos se trata de determinar la participación de cada carga o generación en el flujo que atraviesa cada instalación, en el conjunto de las situaciones de la red o exclusivamente en las situaciones más críticas para dicha instalación. Los criterios pueden tener en cuenta la participación media o la participación marginal en el flujo (esta última es la que se origina en un incremento de la carga o generación). Luego el costo de cada instalación se reparte entre los agentes en proporción al uso que hacen de la red, de acuerdo al criterio empleado.

Método de los beneficiarios. En este caso, la contribución de cada carga o generador para cubrir los costos de cada instalación (o los costos no cubiertos por la remuneración implícita en los precios de nodo) es proporcional al beneficio que la instalación reporta al agente, lo que requiere hacer simulaciones de costos para cada carga o generador con y sin cada elemento de la red.

Como se ve, en los métodos descritos, los cargos por el uso de la red resultan de los flujos físicos que aparecen por la existencia de una demanda o una generación, y no dependen de las transacciones comerciales pactadas por las empresas.

Ninguno de los métodos efectivamente aplicados se basa en la solución estándar microeconómica de los precios Ramsey para el problema de óptimo segundo. Es comprensible que esto ocurra dada la inequidad que resultaría de aumentar más los peajes de las demandas más inelásticas por el uso de la red y la dificultad de determinar las elasticidades precio de largo plazo de esas demandas.

Al realizarse transacciones internacionales entre dos o más países, los criterios para incorporar esas transacciones al cálculo de los cargos de transmisión que se han observado son:

- Que exista un único sistema de determinación de esos cargos que abarque a todos los participantes, demandas y generadores de los mercados que comercian, en el que las transacciones internacionales no se distinguen de las locales. Llamemos a este criterio peajes de mercado integrado.
- Descomponer las transacciones internacionales en una suma de transacciones nacionales una en cada país y aplicar a cada transacción el régimen de peajes locales aplicables a las demandas y generadores. Este es el criterio aplicado en las transacciones entre Argentina, Brasil y Uruguay. Llamemos a este criterio superposición de peajes nacionales. Por esta vía se puede incurrir en el fenómeno denominado pancaking: cuanto mayor el número de redes que atraviesa una transacción internacional, más grande el apartamiento de los peajes acumulados

respecto al costo incremental de corto plazo, resultante de los flujos que genera la transacción. Esto no es grave en nuestra región, ya que las diferencias de costos marginales entre países que se generan debido a la aleatoriedad de la generación hidráulica, excede generalmente con mucho al monto de los peajes. Es razonable pensar que en la UE, con sistemas de generación térmicos de composición parecida, este fenómeno sea más importante.

- Descomponer las transacciones internacionales en una suma de transacciones nacionales, una en cada país involucrado, pero no aplicar los peajes resultantes a la transacción internacional en particular, sino determinar con el conjunto de esos peajes por transacciones internacionales, compensaciones entre los sistemas de transmisión de los países. Es decir que cada participante del mercado que realiza transacciones internacionales paga el mismo peaje de transmisión que le corresponde a cualquier participante de su tipo (generación o carga) en su propio país, y adquiere con ello el derecho a comerciar energía con otro participante de cualquier país interconectado. Luego los peajes que un participante del mercado del país A, debería pagar por el uso de redes del país B, pasan a un mecanismo de compensación en el que los acreedores y deudores son los países. Los saldos de cada país en esa compensación se reparten entre todos los participantes del mercado y no solamente entre quienes ejecutaron el comercio internacional. Llamemos a este criterio compensación entre sistemas. Este es el criterio propuesto para la Unión Europea a partir de las conclusiones del llamado Foro de Florencia de reguladores. Este sistema evita el pancaking pero como contrapartida, impide que un contrato internacional de largo plazo entre dos puntos muy distantes, perciba el impacto total de su incidencia sobre los costos de red.

6 Algunos indicadores numéricos del resultado del comercio internacional de electricidad en las dos regiones

En lo que sigue se presentan tres indicadores sobre el impacto del comercio internacional de electricidad en la UE y América del Sur:

- A) El porcentaje que representan los flujos transfronterizos de energía respecto del total de la energía generada en la región. En América del Sur al no existir pasaje de energía comerciada internacionalmente por la red de terceros países, las importaciones y exportaciones (cuya suma en la región debe coincidir) son iguales también a los flujos físicos de energía transfronterizos. En cambio como una buena parte del comercio internacional de electricidad en la UE implica flujos de energía a través de terceros países, las cifras anteriores son una cota superior de las importaciones y exportaciones.
- B) El porcentaje de la capacidad de importación sumada de todos los países respecto a la capacidad total instalada de generación de todos los países. Esta es una medida del grado de extensión de la capacidad de interconexión, cuanto mayor el indicador mayor la interconexión.
- C) El porcentaje de empleo de la capacidad de interconexión (en cualquiera de los dos sentidos) en el conjunto de cada región, es decir una medida de la intensidad de uso de las interconexiones. Un valor muy bajo podría indicar ineficiencia en el aprovechamiento de las posibilidades del comercio por las interconexiones existentes.

Indicador	América del Sur (*)	UE
A) Flujos transfronterizos (GWh) / Generación (GWh)	6.3% (2005) No existe pasaje por redes de terceros	12.0 % (2005) Incluye pasajes por redes de terceros (#1)
B) Capacidad de importación (MW) / capacidad de generación (MW)	9.6 (2006)	13.9% (2004) (#2)
C) Porcentaje de uso de la capacidad de interconexión	46.8% (2005) Obtenido como cociente de flujos transfronterizos totales dividido capacidad total de interconexión total	37.8% (2005) (#3) Obtenido como promedio no ponderado de los porcentajes de uso de las interconexiones

(*) Elaboración propia sobre datos de Síntesis estadística de CIER, años 2005 y 2006

(#1) Fuente: Statistical Yearbook UCTE 2006, www.ucte.org

(#2) Elaboración propia sobre datos de Commission of the European Communities (2005). Table 3.2, pag. 19

(#3) Elaboración propia sobre datos de European Commission (2007) pag. 173

La importancia de los flujos transfronterizos de energía respecto a la generación (indicador A), es mayor en la UE, pero teniendo en cuenta la existencia de pasajes por la red de terceros, la diferencia real es menor que lo que sugieren los indicadores.

El grado de interconexión (indicador B) en la UE es mayor que en América del Sur, lo que podría sugerir una ventaja de las instituciones la UE como generadoras de proyectos de interconexión comercio internacional. No obstante esa afirmación debe ser relativizada por una serie de consideraciones:

- La extensión geográfica, las distancias y los accidentes geográficos que deben vencer los proyectos de interconexión en América del Sur son mucho más grandes que en la UE. Si se analiza por ejemplo la capacidad de interconexión, pero no entre países sino entre grandes áreas geográficas dentro de la UE (más semejantes en tamaño a los países de América del Sur) se observa que la capacidad de interconexión es mucho menor.

	Países	Capacidad de interconexión con el área central como % la demanda de cada área satélite
Area central	Alemania, Francia, Holanda, Bélgica, Luxemburgo, Suiza	-----
Reino Unido	Reino Unido	3%
Península Ibérica	España, Portugal	2%
Italia	Italia	7%
Escandinavia – Nordel	Dinamarca, Noruega, Suecia, Finlandia	4%
Grecia	Grecia	1.5%

Fuente: “Curso de Especialización en Economía del Sector Energético”, Edición 2005-2006, Universidad Carlos III de Madrid.

- En Europa existe una única frecuencia, 50 Hz, mientras que en América del Sur Brasil, Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú operan a 60 Hz, mientras que Argentina, Chile, Bolivia, Paraguay y Uruguay a 50 Hz. Una interconexión entre países de distinta frecuencia tiene costos mucho mayores que entre países de igual frecuencia.

- Es de presumir que la disponibilidad de fondos de inversión capaces de financiar proyectos de interconexión es mayor en la UE, por razones macroeconómicas, y no específicas del sector eléctrico.

Finalmente, en el indicador C de intensidad de uso, las regiones son comparables.

En resumen, una comparación numérica simplificada no permite juzgar adecuadamente la superioridad de una u otra región en cuanto a la promoción de un nivel eficiente de interconexión y comercio internacional de electricidad.

7 Conclusiones

Por las características técnicas del sector eléctrico el comercio internacional de electricidad siempre se da en un marco regulado, mediante el acuerdo de los países acerca de los mecanismos de formación de precios, participantes en el comercio, pagos de peajes, entre otros aspectos.

En América del Sur los acuerdos de integración económica multilateral no han sido efectivos para dar forma al comercio internacional de electricidad. Por esto, el comercio spot se ha basado hasta el presente principalmente en acuerdos bilaterales que definen las modalidades y precios de transacción, los criterios de garantía de suministro y los peajes de transmisión asociados, donde el punto esencial a negociar es el reparto de los beneficios del comercio entre los países. Cada país ha recurrido al comercio de electricidad a partir de una normativa regulatoria nacional propia, y se han creado o modificado las normas internas de modo de permitir el comercio internacional, en general sin afectar esencialmente la regulación nacional.

En la UE existe una institucionalidad multilateral para todos los sectores de la economía, que ha generado reglas para el comercio de electricidad, que o bien se aplican uniformemente en la región, o bien se proponen como objetivo común a alcanzar. Ese modelo de integración del mercado eléctrico único que busca la UE tiende a tratar el comercio de electricidad como el de una mercancía cualquiera, y las peculiaridades del sector eléctrico sólo aparecen como aspectos técnicos, si bien muy complejos de resolver, que inciden en los procedimientos de asignación de capacidad de transporte, fijación de precios y de peajes. En ese ideal una empresa de cualquier país en teoría podría abastecer a cualquier consumidor de otro país. Por esto en la UE, la existencia de mercados competitivos para la generación y la posibilidad jurídica del acceso de los consumidores finales en forma directa al mercado eléctrico ha sido vista como una necesidad para el desarrollo del comercio internacional de electricidad y como forma de lograr un marco de igualdad entre los usuarios en el acceso a la energía, en la competencia dentro del espacio económico de la UE.

Si bien la idea de un mercado eléctrico único integrado, bajo reglas comunes, y basado en la igualdad y no discriminación de todos los participantes no importa el país al que pertenezcan, parece sumamente atractiva, no es inmediato que los resultados de la interconexión y el comercio internacional en la UE hayan sido notoriamente superiores a los de América del Sur hasta el presente, tomando en cuenta las demás características de los sectores eléctricos de ambas regiones, con la salvedad de que una comparación cuantitativa a este respecto es extremadamente compleja.

Dada la situación energética e institucional del sector eléctrico en los países de América del Sur y en especial de los más cercanos a Uruguay, la evolución del comercio en el sentido del modelo de integración de mercados parece improbable en los próximos años. Por lo anterior adquiere interés el análisis de los progresos posibles dentro del modelo de negociación entre países, capaces de permitir el pasaje de los acuerdos bilaterales a otros multilaterales (necesario en el caso de Uruguay que pronto tendrá interconexiones fuertes con dos países), favorecer la realización de todas las transacciones convenientes (que probablemente no se están realizando dados los costos de transacción en la negociación bilateral actual) y permitir a nuestro país la mayor participación posible en los beneficios del comercio.

8 REFERENCIAS

CIER (2004): “Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica – Marco legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas” Diciembre de 2004. Secretaría Ejecutiva de CIER, Montevideo, Uruguay.

CIER (2006) Síntesis estadística de CIER Año 2006 (Datos 2005)
<http://www.cier.org.uy/d06-sie/index.htm>

CIER (2007) Síntesis estadística de CIER Año 2007 (Datos 2006)
<http://www.cier.org.uy/d06-sie/index.htm>

Commission of the European Communities (2005). COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. Technical Annex to the Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market.
http://ec.europa.eu/energy/electricity/benchmarking/doc/4/sec_2004_1720_en.pdf

Commission of the European Communities (2007). Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Report on the experience gained in the application of the Regulation (EC) No 1228/2003 "Regulation on Cross-Border Exchanges in Electricity"
http://www.palaisepstein.at/cgi-bin/eukp.pdf?P_EU=XXIII.pdf/EU/01/37/013711.pdf

European Commission (2007) Competition DG, Energy, Basic Industries, Chemicals and Pharmaceuticals. Brussels, 10 January 2007 SEC(2006) 1724
DG COMPETITION REPORT ON ENERGY SECTOR INQUIRY 10 January 2007

Frontier Economics Limited y Consentec (2004). “Analysis of Cross Border Congestion Management Methods. Final Report, June 2004.
http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/ec_congestion_management_methods_final_report_june2004.pdf

Pérez Arriaga (2004). Presentación en el Seminario sobre mercados regionales: Tratamiento regulatorio de los intercambios y de las transacciones internacionales, organizado por URSEA. Montevideo. Mayo 2004.