

Departamento de Economía

Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador

Ponencia para el XI Encuentro de Decanos de Economía (2006)

Gustavo López Álvarez (glopezal@eafit.edu.co)

Profesor Departamento de Economía

Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada

Introducción

En el siguiente trabajo se presentan algunos aspectos de los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador, que han sido realizados teniendo como marco de referencia la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones. En la primera sección se hace un repaso de los antecedentes de la CAN, se analiza la decisión mencionada y las decisiones de los entes reguladores que en ambos países hacen operativas la decisión. En la segunda se analiza a grandes rangos la estructura de los mercados eléctricos de los dos países. En la tercera se presenta un análisis microeconómico de la operación de los intercambios de electricidad de acuerdo con las características de los dos mercados y sus formas de determinar los precios y las condiciones para el intercambio internacional. La sección cuarta se ocupa del análisis de las denominadas rentas de congestión, las cuales suelen atribuirse a las limitaciones de capacidad en la línea internacional de interconexión entre los dos países, y se hace un análisis cualitativo de la sensibilidad frente a otras variables que condicionan el intercambio. En la quinta sección se presentan algunas cifras relativas a los intercambios realizados desde la puesta en marcha de la Decisión CAN 536. Por último, se presentan las conclusiones y algunas perspectivas de trabajo futuro sobre este mismo tema.

No es del interés de este trabajo analizar el detalle de la formación del precio en los mercados, sino el de presentar a grandes rasgos la forma de operar los intercambios entre Colombia y Ecuador. Por tal razón se omiten muchos detalles que pueden ser de gran interés en otro contexto.

LA DECISIÓN CAN 536 Y LAS REGULACIONES INTERNAS

La Comunidad Andina de Naciones es una organización subregional con personería jurídica internacional constituida por Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. Se formalizó en 1969 con el Acuerdo de Cartagena, estableciéndose como “Comunidad Andina de Naciones” en 1997.

Puesto que el interés del presente artículo se centra en los intercambios de electricidad de corto plazo entre Ecuador y Colombia, se presentan en el cuadro siguiente algunas cifras relativas a la conformación del sector eléctrico de ambos países. Es importante aclarar, sin embargo, que el mecanismo establecido para los intercambios no se refiere explícitamente a temas de confiabilidad en el suministro, complementariedad entre los sistemas de ambos países o a cuestiones similares a éstas que suelen ser invocadas como la razón para establecer relaciones comerciales entre países, sino principalmente a razones de eficiencia.

Cuadro No. 1. Datos Básicos			
	Unidades	Colombia	Ecuador
Población (1)	No. de habitantes	42,000,000	12,700,000
PIB Total (1)	MUS \$corr	82,800	10,010
Área (1)	km ²	1,141,568	272,045
Demanda de Energía	GWh	42,377	10,612
Demanda Interna	GWh	42,337	10,612
Exportación (Neto)	GWh	41	0
Demanda de Potencia	MW	7,712	1,941
Capacidad Instalada	MW	12,264	3,350
Hidráulica	MW	8,026	1,707
Térmica	MW	4,238	1,643
Generación Total	GWh	42,296	10,612
Hidráulica	GWh	31,853	7,609
Térmica	GWh	10,443	3,003
Longitud de líneas total - transmisión	Km	11,669	3,109
Menores de 220 KV	Km	0	1,866

Mayores o-220. Menor 500 KV	Km	10,221	1,243
Mayores o- a 500 KV	Km	1,448	0
Consumo percapita	kW/hab/año	1,009	836
Generación Hidráulica	%	75,3%	71,7%
Densidad de líneas	hab/km de línea	3,599	4,085
Densidad de líneas	km de líneas/100km2	1,022	1,143
Fuente: Proyecto CIER 11, Estudio de referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de Empresas de Transporte de Energía. Datos de 2000.			

La norma esencial en que se apoyan actualmente los intercambios de electricidad entre países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, como es el caso de los que realizan Colombia y Ecuador desde hace algunos años, es la Decisión CAN 536, suscrita el 19 de diciembre de 2002, que establece el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. En concordancia con la reciente tendencia a la liberalización de los mercados eléctricos, a la participación de empresas privadas en todas las fases de la cadena productiva del sector eléctrico, al fomento a la competencia donde ella sea posible y a la regulación de aquellas fases que se consideran como monopolios naturales, este marco general, aplicado ante todo a los intercambios de corto plazo de electricidad entre países, incluye como reglas fundamentales las siguientes¹:

No discriminación de agentes o de precios. Se excluye, pues, en primera instancia, la discriminación de cualquier índole entre los agentes en razón de su radicación en uno u otro país, así por ejemplo, las normas regulatorias aplicables a las empresas generadoras de electricidad en Colombia se aplicarán igualmente a las ecuatorianas. De igual manera, la norma excluye el tratamiento discriminatorio en términos de precios para agentes externos.

Libre acceso a las líneas de interconexión. Cuando existan líneas de interconexión que permitan el flujo de electricidad entre países, las normas internas de uno de ellos no podrán limitar el acceso a agentes del otro país. Las actividades de transmisión y

¹ Estas disposiciones se encuentran principalmente en los capítulos I y VII de la Decisión 536.

distribución, incluyendo los enlaces internacionales, son generalmente consideradas como un monopolio natural cuyos ingresos deben ser regulados, sin que se pueda negar el acceso a ninguno de los agentes que lo requieran.

El uso de las líneas de interconexión para trasladar energía de un país a otro será resultado del despacho económico coordinado entre los dos países y no dependerá para nada de los contratos celebrados entre agentes del mercado. Este tipo de contratación es libre y en ella no pueden hacerse discriminaciones a los participantes de otro país.

Los países miembros deben asegurar condiciones competitivas en su respectivo mercado y tarifas que reflejen los costos económicos eficientes.

Las rentas de congestión que se originen en la conexión de un enlace internacional no serán asignadas al propietario del enlace. Por otra parte, los países propiciarán la participación privada en la construcción de infraestructura de interconexión.

Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo se valoran empleando los precios de la electricidad en ambos extremos del enlace internacional.

No habrá subsidios, aranceles ni restricciones a las importaciones o exportaciones de electricidad intracomunitarias.

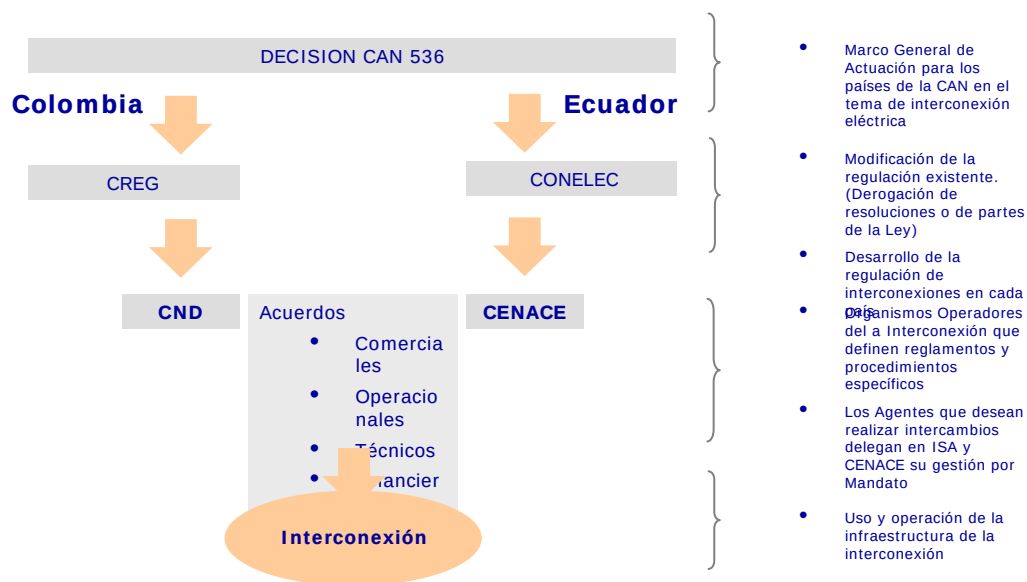
Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo entre países miembros no estarán condicionadas a la existencia de excedentes (o déficits) y su único límite será la capacidad de los enlaces internacionales. La idea es, pues, que el flujo de electricidad se produzca por razones de eficiencia en el despacho coordinado y no por la existencia de dificultades de abastecimiento en cualquier lado de la frontera.

Estas reglas fundamentales fueron luego adaptadas a la regulaciones internas mediante las Resoluciones 004 de 2003 y 014 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-en Colombia, y por la Regulación 002/04 de la Comisión Nacional de

Electricidad –CONELEC- en Ecuador.

El siguiente esquema muestra las entidades que intervienen en la operación de la integración energética entre Colombia y Ecuador.

Esquema 1. Estructura de Funcionamiento del mercado



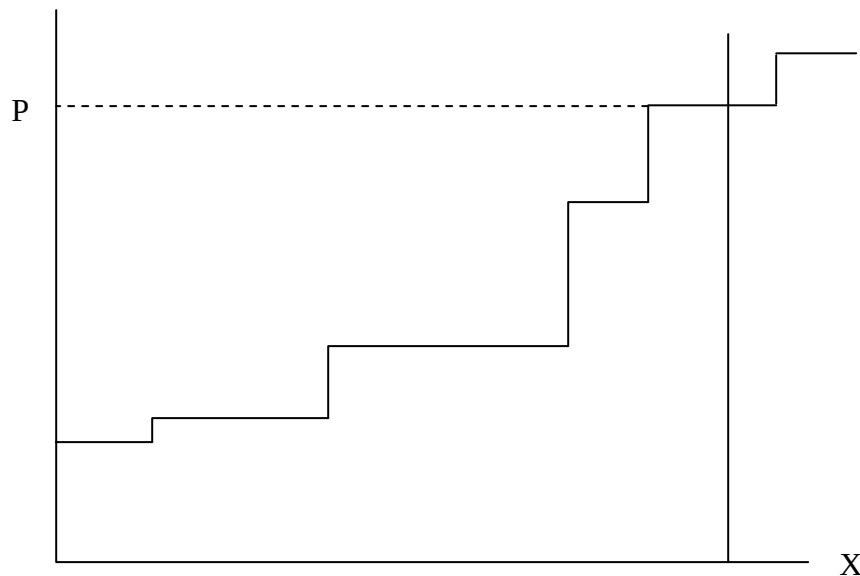
Fuente: www.mercadoelectricoandino.com

2. Los mercados de electricidad en Colombia y Ecuador

En ambos países funcionan mercados mayoristas de electricidad de corto plazo, en los cuales tienen un papel activo los generadores mas no la demanda, la cual aparece como un elemento pasivo que, para efectos del mercado es como si fuese una constante no dependiente del precio de la electricidad. Es decir, el sistema está concebido de tal manera que los generadores presentan para cada hora del día propuestas de disponibilidad de generación y de precios a los cuales prestarían el servicio, la entidad central encargada del despacho de energía recibe las propuestas y

establece una curva de oferta monotónicamente creciente en orden de precio ofrecido y fija como precio de bolsa el correspondiente al cruce del último escalón de la oferta con la demanda del mercado para esa hora del día. El gráfico siguiente ilustra la forma de determinar el precio de la electricidad en bolsa para una hora cualquiera del día:

Gráfico No. 1
Determinación del precio en bolsa



La altura de cada escalón muestra el precio al que ofrece el generador y la longitud horizontal muestra la cantidad que ofrece; la línea vertical es la demanda para esa hora del día, y la intersección entre ella y la línea horizontal correspondiente al último escalón necesario para atender la demanda muestra el precio de bolsa. El área total entre ese nivel de precio y la línea escalonada es la magnitud de las rentas obtenidas por los generadores que han ofrecido energía a precios inferiores al marginal.

En los dos países el sistema es similar, si bien en Ecuador, el ordenamiento por mérito para el despacho de los generadores se hace con base en los costos variables de producción y en Colombia por ofertas de precios. Es decir, el esquema corresponde en ambos casos al que se ha presentado en el gráfico anterior.

3. Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE)

Una Transacción Internacional de Corto Plazo –TIE– es una transacción horaria entre dos países que se origina en el despacho económico coordinado entre ellos y que se realiza a través de un enlace internacional. Desde su puesta en operación a principios de 2003, las transacciones de corto plazo entre Colombia y Ecuador han sido mayoritariamente exportaciones de Colombia hacia el Ecuador, así que en lo sucesivo todo el análisis se presentará como si sólo hubiera ese tipo de operaciones, aunque funciona igual desde la perspectiva ecuatoriana.

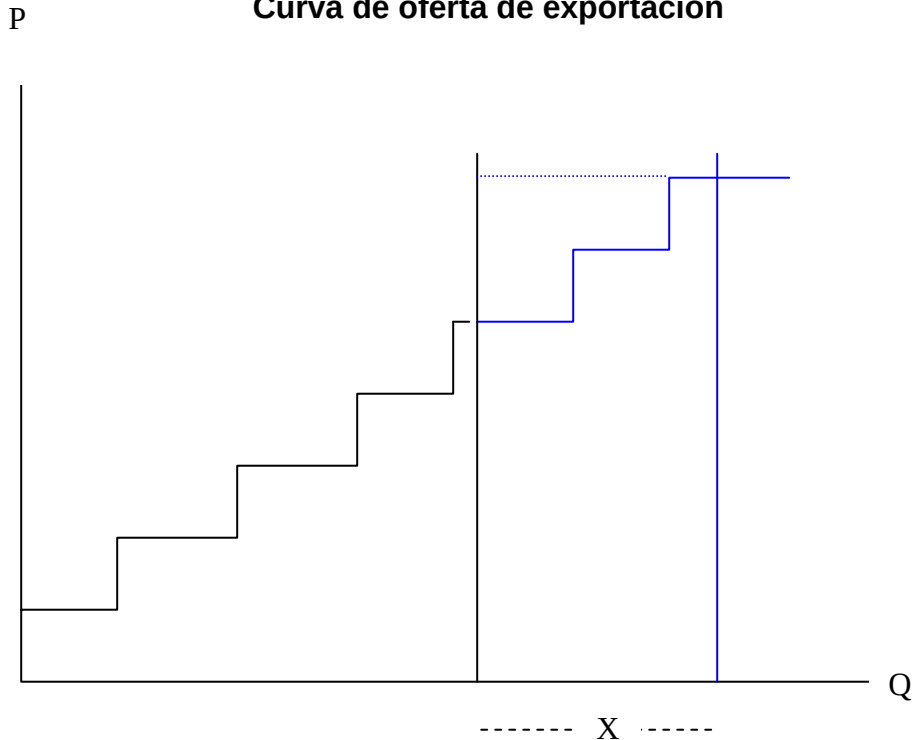
Para efectos de transacciones internacionales de electricidad, el Centro Nacional de Despacho² –CND– estima para cada hora del día una curva escalonada de precios de oferta de los generadores colombianos en el nodo de frontera (PONE_{QX}), es decir, en la subestación del enlace internacional con Ecuador que está situada del lado colombiano de la frontera. Esta línea escalonada se inicia con la capacidad de generación que sobra de la ofrecida por el último generador despachado, una vez que ha sido atendida la demanda colombiana para esa hora; luego se van agregando las propuestas de otros generadores, siempre en orden ascendente de sus precios ofrecidos, hasta completar una capacidad total equivalente a la del enlace internacional. Cada escalón de la línea de oferta escalonada “deberá incluir la totalidad de los costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo de frontera de exportación...”³

Es decir, siempre desde la perspectiva colombiana, todo funciona como si la capacidad de la línea de enlace internacional fuera una demanda adicional que debe ser atendida en orden de mérito por los generadores colombianos. En tal caso, las ofertas de los generadores colombianos se agregan a las de los generadores ecuatorianos hasta un monto equivalente a la capacidad del enlace.

² Actualmente el CND es una de las dependencias de XM, Expertos en Mercados, una nueva empresa, filial de ISA.

³ Artículo 5°, Resolución CREG 004 de 2003.

Gráfico No. 2
Curva de oferta de exportación



La parte azul de la oferta escalonada en el gráfico anterior corresponde a la denominada $PONE_{QX}$, curva de precios de oferta en el nodo de exportación. La diferencia entre las dos líneas verticales es el total exportado de acuerdo con la capacidad del enlace.

Ahora bien, la resolución CREG 004 de 2003 establece que una TIE se activa si se cumple la siguiente expresión:

$$(P_{iki} - (PONE_{QXEi} + \text{CargosG})) * 100 / (PONE_{QXE} + \text{CargosG}) > \text{Umbral}$$

Donde:

- P_{iki} = Precio máximo de importación Colombiano para la hora k. Equivalente a $P_{li} = \text{Precio_Bolsa_e} - \text{Cargo_de_Conexión_Col } i$
- $PONE_{QXEi}$: Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del Enlace Internacional i, en el segmento QXE, del otro país

- CargosG: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia, correspondientes a CND, SIC, AGC y FAZNI
- Umbral: Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utilizará para decidir una importación a través de las TIE

Simplificando, la transacción se activa si la diferencia entre el precio de exportación que ofrece Colombia tiene una diferencia de más 8%⁴ con el precio en el mercado ecuatoriano y, en consecuencia, se despacha capacidad suficiente para copar la del enlace internacional.

Tal como se ha dicho antes, el mecanismo funciona como si la capacidad del enlace internacional fuera una demanda más para los generadores colombianos, alterando el precio interno en bolsa, el cual aumenta. Al mismo tiempo, en Ecuador todo funciona como si hubiera una oferta adicional a precios inferiores a los que regirían si no existiera el enlace y, en consecuencia el precio en bolsa disminuye.

El siguiente gráfico muestra el funcionamiento del despacho coordinado de electricidad en los dos países:

P_c sería el precio en el mercado mayorista de corto plazo en Colombia si no existiera la transacción internacional, mientras que en el mismo caso el precio en Ecuador sería P_e . Al producirse la transacción por una cantidad $X=M$, el precio en Colombia aumenta hasta P_c' , mientras que en Ecuador se reduce hasta P_e' . En una situación ideal, sin restricciones en la capacidad de transmisión y sin umbral, la operación terminaría cuando la diferencia de precios no existiera, pero como normalmente la capacidad de la línea establece un límite al flujo de electricidad y hay un umbral, existirá todavía una diferencia de precios entre los dos mercados.

Hay que recordar, por otra parte que los agentes en el mercado son los generadores de

⁴ Valor actual del umbral.

ambos lados de la frontera y los administradores de los dos mercados, de manera que las transacciones internacionales son entre ellos, es decir, el administrador del mercado colombiano es quien exporta al Ecuador, donde el administrador del mercado es el que actúa a su vez como importador. De este esquema resulta que el precio pagado a los generadores colombianos por toda la electricidad generada es P_c' , mientras que el precio pagado por los consumidores ecuatorianos sería P_e' si es que el precio en bolsa se transmitiera directamente a sus facturas. Esta diferencia de precios multiplicada por la cantidad transada internacionalmente es la que constituye las denominadas “rentas de congestión”. Es decir, en el gráfico, la suma $(P_e' - P_c') \cdot X$

Gráfico No. 3
Despacho coordinado de electricidad entre Colombia y Ecuador

RENTAS DE CONGESTION

P_c' = Precio De Colombia con exportación a Ecuador

P_c = Precio de Colombia sin exportaciones

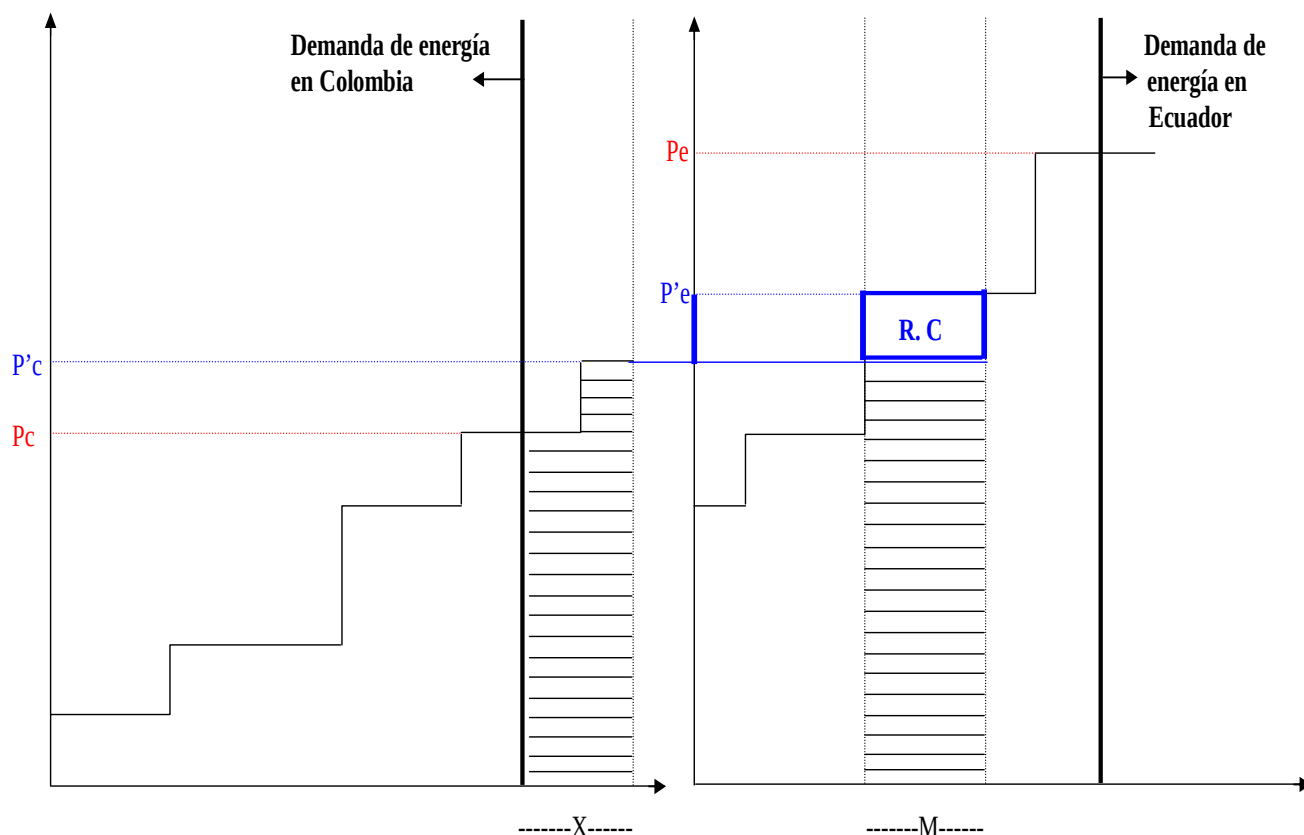
X = Exportaciones

P_e' = Precio de Ecuador con importaciones

P_e = Precio de Ecuador sin importaciones

M = Importaciones

R.C junto con el tramo — = Renta de congestión ocasionada por la poca capacidad de Colombia para cubrir el mercado Ecuatoriano con energía, por lo tanto no se igualan los precios en ambos países.



El Cuadro No. 2 muestra los precios medios de referencia para los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador

Cuadro No. 2

Precios medios de electricidad en Colombia y Ecuador

Precios de Corto Plazo (US\$/MWh)			
	Colombia	Ecuador	
Ene-03	23.65	95.28	
Feb-03	24.36	92.56	
Mar-03	25.89	82.74	
Abr-03	27.70	66.21	
May-03	24.34	46.00	
Jun-03	23.08	62.92	
Jul-03	24.33	50.12	
Ago-03	23.06	71.33	
Sep-03	21.81	69.68	
Oct-03	19.29	83.81	
Nov-03	22.62	69.93	
Dic-03	18.85	62.14	
Nov-03	21.50	69.93	
Dic-03	18.85	62.14	
Ene-04	21.50	68.62	
Feb-04	26.28	116.73	
Mar-04	27.31	86.95	
Abr-04	26.81	90.51	
May-04	26.62	73.40	
Jun-04	19.23	54.36	
Jul-04	20.31	71.12	
Ago-04	21.27	89.89	
Sep-04	23.25	125.58	
Oct-04	27.95	130.36	
Nov-04	29.03	136.35	
Dic-04	30.12	110.14	
Ene-05	30.40	149.74	
Feb-05	30.97	116.67	
Mar-05	29.29	82.05	
Abr-05	29.21	81.11	
May-05	29.81	122.74	
Jun-05	25.52	80.84	
Jul-05	33.75	116.96	
Ago-05	37.42	97.13	
Sep-05	38.29	104.19	
Oct-05	35.59	106.46	
Nov-05	24.99	94.99	
Dic-05	35.32	--	

Como se puede observar, los precios son sistemáticamente inferiores en Colombia. Otros resultados importantes del intercambio serían el aumento en los excedentes del productor en el caso de la exportación y el aumento de los excedentes de los consumidores en el caso del país importador, resultado que no es ajeno al análisis económico tradicional.

Se han realizado ya algunos intentos de medición de estos cambios en el bienestar de los agentes involucrados, pero se requiere de estudios que tengan en cuenta la complejidad de la cadena que va de los precios de bolsa a los costos unitarios que constituyen la referencia para los precios que finalmente pagan los consumidores colombianos por cada kilovatio hora comprado.

4. Rentas de congestión

En la normatividad vigente para las transacciones de electricidad a corto plazo, las rentas de congestión pasan a manos del país exportador, pero en ningún caso a la entidad propietaria del enlace, pues este enlace de transmisión constituye un monopolio natural que no debe lucrarse de la falta de capacidad.

El artículo 118 de la Ley 812 de 2003, que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2003-2006, definió como fondo especial del orden nacional (Fondo de Energía Social, FOES), los recursos provenientes del 80% de las rentas de congestión resultantes de las transacciones internacionales de electricidad. Los ingresos del fondo se emplearán para cubrir hasta \$40 por kilovatio hora del valor de la electricidad consumida por usuarios en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus zonas urbanas y en zonas subnormales urbanas.

El 20% restante de las rentas de congestión se emplean para aliviar el costo de las restricciones que pagan los usuarios del sistema eléctrico colombiano como parte del costo unitario de la electricidad.

No cabe dentro de los propósitos de este trabajo el seguimiento a los ingresos del FOES ni el de los efectos de bienestar que tiene el alivio a las rentas de congestión que se incluyen en la tarifa que pagan los usuarios finales de la electricidad; pero estudios en estos campos serían de gran utilidad para la orientación de la política futura que les concierne.

Por otra parte, es claro que las rentas de congestión pueden emplearse en muy diferentes objetivos, entre los cuales podría estar, por ejemplo, la ampliación de la capacidad de interconexión internacional. Se trata, pues de un tema negociable entre las partes y, en general, de un asunto de economía normativa.

5. Las cifras del intercambio

Las transacciones de corto plazo entre Colombia y Ecuador se iniciaron en el año 2003 y desde entonces ha habido un flujo de exportaciones e importaciones, con amplio predominio de las primeras, seguramente por la existencia de un parque generador que en Colombia es todavía principalmente hidráulico. El Cuadro No.2 resume las transacciones realizadas entre los dos países hasta diciembre de 2005 en el marco de la Decisión 536 de la CAN, tanto en cantidad como en valor, así como el volumen de las rentas de congestión. Estas últimas suman ya para Colombia un valor total acumulado de un poco más de trescientos sesenta y siete millones de dólares, lo cual no es ni mucho menos una cifra despreciable.



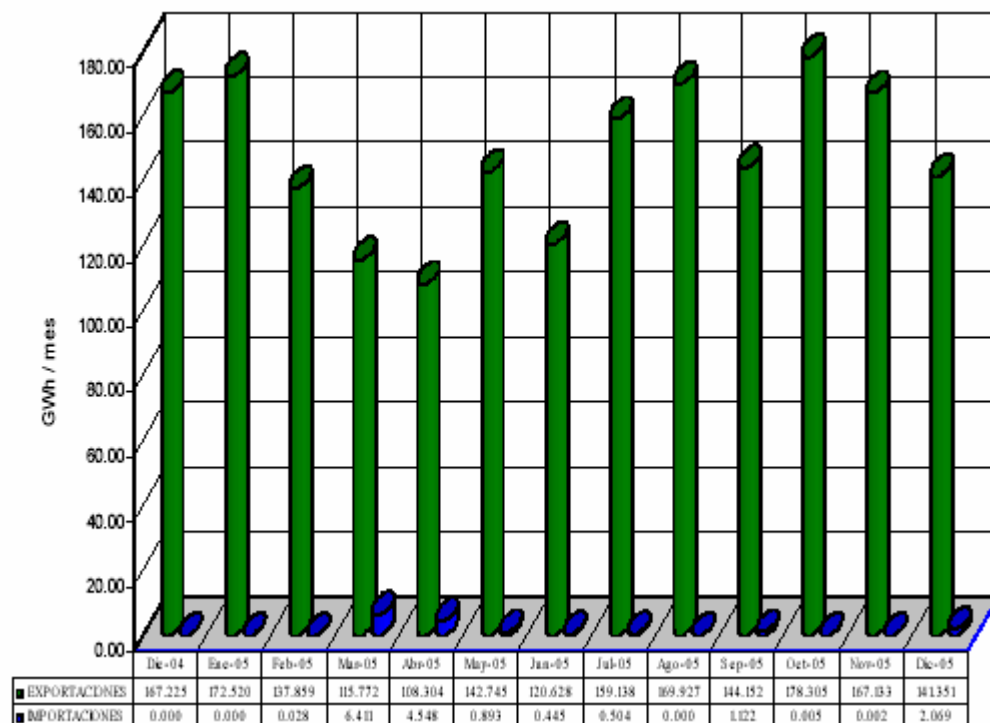
Cuadro No. 2
Resumen de las transacciones internacionales de electricidad
Colombia -Ecuador

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Millones de USD)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
Dic-04	167.22	0.00	14.59	0.00	8.50
Ene-05	172.52	0.00	21.61	0.00	13.94
Feb-05	137.86	0.03	11.96	0.00	6.19
Mar-05	115.77	6.41	8.14	0.17	3.50
Abr-05	108.32	4.55	7.31	0.11	2.92
May-05	142.75	0.89	15.09	0.02	9.27
Jun-05	120.63	0.45	8.25	0.01	3.64
Jul-05	159.15	0.50	15.29	0.01	8.25
Ago-05	169.93	0.00	13.16	0.00	5.12
Sep-05	144.15	1.12	12.10	0.12	4.91
Oct-05	178.31	0.01	15.12	0.00	6.70
Nov-05	167.13	0.00	12.21	0.00	6.21
Dic-05	141.35	2.07	11.49	0.06	4.96
Total 2003	1,129.26	67.20	80.31	2.33	44.35
Total 2004	1,681.09	34.97	135.11	0.74	76.83
Total 2005	1,757.88	16.03	151.73	0.51	75.61
Total Historia	4,568.23	118.21	367.15	3.58	196.78

Fuente: XM S.A. E.S.P. www.xm.com.co

El Gráfico No. 5 ilustra la magnitud de los intercambios de electricidad durante el último año. Se aprecia la diferencia entre el monto exportado y el monto importado, tal como se había resaltado antes.

Gráfico No. 5
Intercambios de electricidad con Ecuador
GWh por mes



CONCLUSIONES

Los intercambios de electricidad de corto plazo entre Colombia y Ecuador tienen su apoyo fundamental en la Decisión 536 de la CAN que obedece a los principios de búsqueda de mayor eficiencia en los mercados.

Los sistemas eléctricos de ambos países funcionan con el criterio del despacho centralizado de los generadores, mientras que la demanda juega un papel pasivo en el esquema. En este despacho centralizado opera un mercado administrado de energía horaria.

Los intercambios ocurren como si se tratara de transacciones entre los administradores de los mercados y no entre productores y consumidores.

Los intercambios se producen no por escasez de electricidad en uno de los países u obedeciendo a condiciones climáticas catastróficas, sino como resultado de la operación diaria de los mercados.

- El mercado ecuatoriano es una demanda más para los generadores colombianos y su único límite es en principio es la capacidad de la línea de interconexión mientras haya diferencias de precios superiores al umbral del 8%.
- Las rentas de congestión resultantes del arreglo institucional y de la limitación impuesta por la capacidad de la línea por la que se transmite la energía entre los dos países, se han asignado al país exportador.
- Colombia asigna las rentas de congestión en un 20% al alivio de los costos por restricciones que se incorporan a las tarifas de los usuarios del sistema, y en un 80% al Fondo de Energía Social (FODES).
- Las rentas de congestión resultan afectadas por cualquier factor que influya sobre los precios en bolsa y no sólo por la capacidad de transmisión del enlace

internacional.

- Por último, el tema abre muchas posibilidades de investigación hacia el futuro, entre las cuales cabe mencionar las distintas opciones de asignación de las rentas de congestión, la influencia de variables diferentes a la limitación de las líneas, y los efectos sobre el bienestar de los consumidores y los productores.