

RENTAS DE CONGESTIÓN EN LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD; ANÁLISIS PARA LAS TRANSACCIONES ECUADOR – COLOMBIA

Gabriel Salazar
Investigación y Desarrollo

Gabriel Argüello
Director Ejecutivo

RESUMEN

El proceso de integración regional realizado en la CAN fue un proceso muy participativo que tiene un hito fundamental en la Decisión CAN 536 donde se establecen las directivas generales en base a las cuales se establecieron e implementaron los acuerdos de interconexión y el cuerpo reglamentario y regulatorio vigente actualmente en Ecuador, Colombia y Perú. Toda negociación entre países tiene un punto de equilibrio distinto que tiene que ver con la valorización que cada parte hace de los beneficios obtenidos y la fortaleza con la que enfrenta la negociación.

Un ejemplo de ello es por ejemplo la integración en el MERCOSUR donde Brasil aceptó que la venta de energía eléctrica desde Argentina sea por contrato y a riesgo de los inversores produciéndose la misma a un precio cercano al costo de oportunidad de Brasil al mismo momento que Argentina vendía su gas a su costo de oportunidad y no al de Chile que era el comprador. Estos beneficios nunca son explicitados y valorizados objetivamente porque dependen de las alternativas futuras disponibles; y por lo tanto, muy subjetivas, si se analizan a futuro y mucho más si se desean analizar en relación a interconexiones en servicio.

PALABRAS CLAVE: Beneficio de las Interconexiones, Rentas de Congestión, Transacciones Internacionales de Electricidad.

1. INTRODUCCIÓN

No obstante los beneficios para el Ecuador derivados de las interconexiones, es conveniente evaluar bajo qué marco normativo se desarrollaron y cuál era el objetivo de la CAN y si las decisiones tomadas en los acuerdos de interconexión o en la regulación nacional cumplen con el marco normativo regional.

El Acuerdo de Cartagena donde se crea la CAN tiene por objetivo *promover el desarrollo equilibrado y armónico de los Países Miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica*. El desarrollo equilibrado y armónico debe

conducir a una distribución equitativa de los beneficios derivados de la integración entre los Países Miembros de modo de reducir las diferencias existentes entre ellos. En este ámbito las normas aplicables debiesen cumplir con este marco normativo.

La decisión CAN 536, *marco general para la interconexiones de electricidad*, establece que los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, asegurarán precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante. En forma específica menciona que *las rentas de congestión no serán asignadas a los propietarios del mismo y la importación o exportación recibirá o pagará, respectivamente, el cargo por capacidad*.

El marco regulatorio establecido en la región y los objetivos de búsqueda de equidad y eficiencia asociados debiesen ser cumplidos en la normativa de orden inferior aprobada. No obstante la operación realizada en relación con intercambios de energía de Ecuador con Colombia y Perú muestra algunos elementos característicos que deben ser analizados para verificar que se están cumpliendo dichos objetivos, como ser:

- El sistema de asignación de los costos de la interconexión, las rentas de congestión y las pérdidas en las líneas de interconexión.
- Los contratos bilaterales de largo plazo.
- Los pagos de los cargos fijos de cada país en los intercambios internacionales.
- Análisis del modelo de despacho coordinado tripartito.

El presente estudio realiza un análisis técnico, conceptual, normativo y descriptivo del tema de la asignación de las rentas de congestión en las *Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE*, centrándose en el caso Ecuador – Colombia. Luego del análisis se realizará un análisis de experiencias internacionales en la asignación de rentas de congestión y se bosquejará alguna propuesta para reconsiderar el método utilizado entre Ecuador – Colombia: **“generador ficticio”**.

El concepto de “*generador ficticio*”, en realidad es utilizado en varios mercados, sin embargo es un concepto aplicable a mercados con equilibrio de precios e intercambios ocasionales y en ambos sentidos (Colombia – Venezuela), en mercados con exportaciones sistemáticas de un solo lado (Colombia – Ecuador), este concepto necesariamente coloca al país importador en una clara situación discriminatoria, pese a que este país es el que abre y permite el mercado. Por lo tanto, este modelo comercial de “*generador ficticio*” no está en concordancia con el Acuerdo de Cartagena. Este modelo no se lo utiliza para ventas de energía spot únicamente.

En todo caso, un mínimo análisis en el proceso de asignación de las rentas de congestión debiese considerar los siguientes elementos claves:

- La responsabilidad en el pago de los cargos fijos.
- La eficiencia y la equidad en la asignación de la renta.
- La equidad en la asignación del resto de los cargos fijos del sistema.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Comercio Exterior

En el marco de transacciones internacionales de cualquier producto, se analizará el efecto en los participantes de los mercados de los países involucrados, debido a una transacción de importación/ exportación de una cierta cantidad de producto.

Para un mercado de un producto de cierto país, el equilibrio entre la oferta y la demanda del mercado interno, es decir sin que se realice ninguna transacción internacional, se muestra en la Figura 1. La cantidad de producto y el precio se establecen por la intersección de las curvas de oferta y demanda, tal como se muestra en la Figura 1.

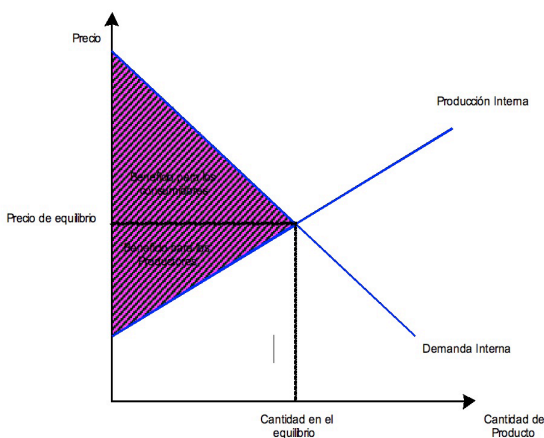


FIGURA 1: Equilibrio del Mercado Interno

✓ País Exportador

Debido a la comparación de precios del producto con un mercado internacional, se ha decidido exportar una cantidad determinada de producto. Aunque la demanda doméstica del país exportador no se ha modificado, la producción ha aumentado debido a la venta al país extranjero.

Esta nueva producción se representa en la Figura 2 como un desplazamiento en el eje de producción. La nueva condición de equilibrio se muestra en la Figura 2. Si la capacidad de exportador es ilimitada, el nuevo precio de equilibrio (precio interno del exportador) igualará al precio internacional del producto (precio internacional).

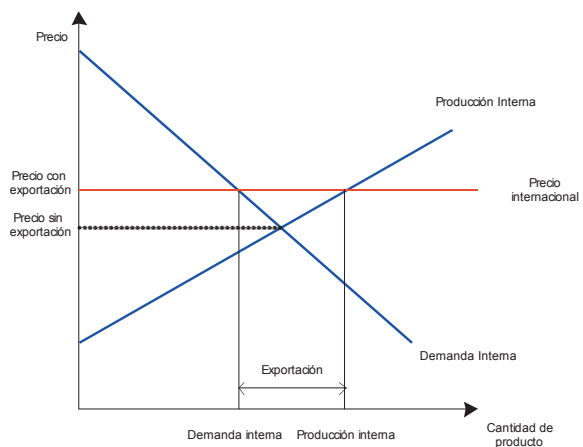


FIGURA 2: Equilibrio del Mercado Exportador

En la Figura 3 se representan las áreas de beneficio que se presentan para los consumidores y productores, tanto para un mercado sin transacciones internacionales y luego considerando la exportación.

Para los consumidores, se considera el beneficio como la disminución en el precio que está dispuesta a pagar parte de la demanda, comparado con el precio, que en el punto de equilibrio, le corresponde pagar. Esta área corresponde al triángulo que está por debajo de la curva de consumo y por encima del precio de equilibrio (A+B), cuando se considera la transacción internacional esta área es (A), debido al aumento en el precio.

Para los productores, el beneficio se lo considera al ingreso que obtienen por encima de sus costos de producción. Esta área es (C), sin considerar la transacción internacional y luego aumenta el beneficio y el área es (B+C+D) en el nuevo punto de equilibrio considerando la exportación.

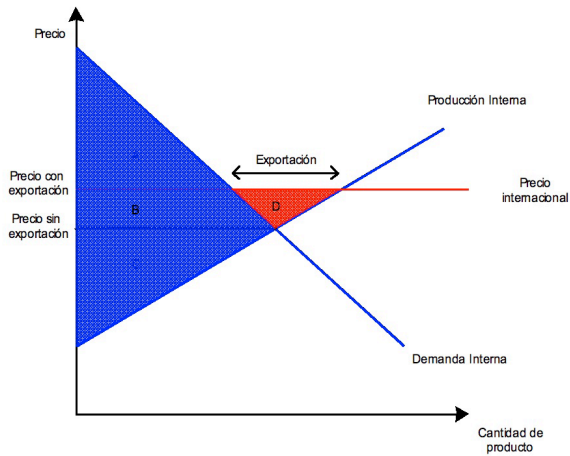


FIGURA 3: Áreas del País Exportador

El balance neto de beneficios debido a la transacción internacional se muestra en la Tabla 1.

El perjuicio neto para los consumidores del país exportador es el área B, mientras que el beneficio neto para los productores del país exportador es (B+D), y el beneficio neto para el país exportador es el área D. Nótese que el beneficio neto es positivo.

TABLA 1: Balance de Beneficios para el Exportador

	Antes de la Transacción	Luego de la Transacción	Cambio
Beneficio del consumidor	A + B	A	-B
Beneficio del productor	C	B + C + D	+(B + D)
Beneficio total	A + B + C	A + B + C + D	+D

√ País Importador

Ahora el análisis se lo realiza para la demanda y la producción del país importador, el cual ve una disminución en el precio (intersección de las curvas de oferta y demanda) ya que, aunque permanece constante la demanda interna, la producción interna disminuyó debido a la importación del producto desde el exterior.

En la Figura 4 se muestra el nuevo punto de intersección de las curvas de oferta y demanda y, por lo tanto, el nuevo precio para el mercado interno, el cual ha bajado a niveles de precio internacional si se considera una capacidad de importación ilimitada.

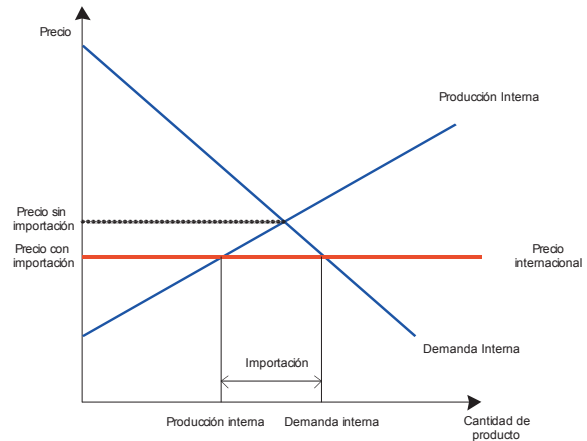


FIGURA 4: Equilibrio del Mercado Importador

En la Figura 5 se muestran las áreas de beneficio para los consumidores y para los productores del país importador, tanto para el mercado interno únicamente como para cuando se ha considerado la nueva transacción internacional.

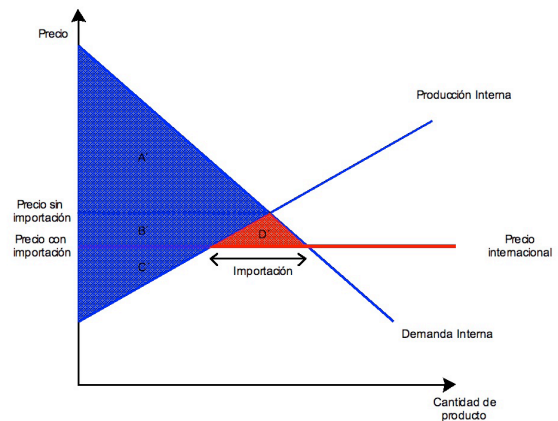


FIGURA 5: Áreas del País Importador

Realizando un análisis similar al del país exportador, se resumen en la Tabla 2 los beneficios para los consumidores antes de la importación (A') y luego de la importación (A'+B'+D').

Para los generadores, el beneficio antes de la transacción internacional (B'+C'), pasa a ser (C') luego de la importación. Ante estas circunstancias, el beneficio neto para el país importador, considerando la transacción internacional, es (D'), nótese que el beneficio, al igual que para el país exportador, es positivo.

TABLA 2: Balance de Beneficios para el Importador

	Antes de la Transacción	Luego de la Transacción	Cambio
Beneficio del Consumidor	A'	A' + B' + D'	+(B' + D')
Beneficio del Productor	B' + C'	C'	-B'
Beneficio Total	A' + B' + C'	A' + B' + C' + D'	+D'

En ambos mercados existen agentes que se perjudican y agentes que se benefician de aquella transacción, lo importante de destacar es que el beneficio neto es positivo en ambos países. El máximo beneficio para ambos países ocurriría cuando se igualen sus precios.

2.2. Transacciones Internacionales de Electricidad

En las siguientes Figuras se muestran las curvas de oferta de los países exportadores e importadores, las cuales al intersectarse con el nivel de producción local reflejan el precio de la energía para el mercado interno. La curva de oferta está representada por una función cuadrática, y, al no considerar la elasticidad al precio de la demanda, ésta está representada por una recta que se levanta perpendicularmente desde el eje de las ordenadas.

Los beneficios para los mercados eléctricos de ambos países, tienen ahora otros conceptos distintos a los analizados en los mercados de otros productos, estos son:

- Para el Exportador: El aumento en la producción y el aumento del precio que perciben los generadores, descontado el costo que representa el aumento en la producción para cubrir la demanda extranjera.
- Para el Importador: El beneficio lo percibe la demanda por la disminución en los precios del mercado eléctrico interno.

Estos beneficios se muestran en la Figura 6 y corresponden a las áreas resaltadas.

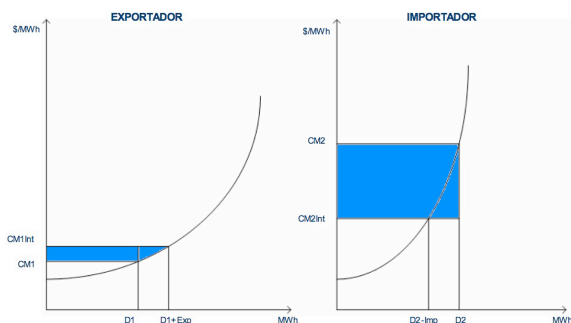


FIGURA 6: Beneficios derivados de una TIE

Los perjuicios económicos que se derivan de la transacción internacional se definen de la siguiente manera:

- Para el Exportador: El perjuicio lo percibe la demanda, ya que sin haberse modificado, ha visto aumentado su precio interno del mercado eléctrico.
- Para el Importador: El perjuicio se presenta en los productores, ya que por un lado han disminuido la producción y por el otro han visto disminuido el precio con el cual son remunerados en el mercado eléctrico interno. Para determinar el perjuicio neto de los productores hay que considerar el costo en el cual dejan de incurrir por la disminución de la producción.

Estas áreas se muestran resaltadas en la Figura 7.

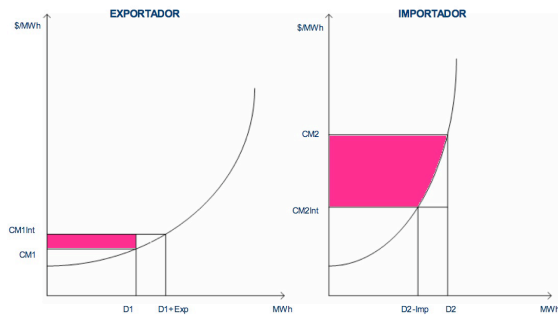


Figura 7: Perjuicios Derivados de una TIE

Los beneficios netos para los países exportador e importador se determinan como la diferencia entre el beneficio y el perjuicio que percibe cada país. Estas áreas de beneficio neto se presentan resaltadas en la Figura 8.

Nótese que para ambos países estos beneficios netos son positivos.

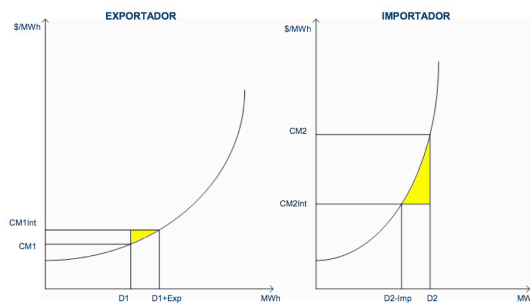


Figura 8: Beneficios Netos Derivados de una TIE

2.3. Beneficios de las Interconexiones

√ **Los Beneficios del Mercado**

La evaluación de los beneficios de una interconexión no puede ser realizada de manera objetiva una vez construida, porque una evaluación objetiva sólo puede ser realizada ex ante (en el momento en que toma la decisión de la inversión) y se disponen las alternativas existentes en ese momento.

Una interconexión eléctrica entre dos países impacta en los precios de los mercados mayoristas de ambos países en el corto plazo y bajo ciertas condiciones también podrían impactar en el largo plazo. Es necesario entender al mercado eléctrico como un mercado dinámico que responde a una señal de precios y como consecuencia de ella se instala generación.

En esa dinámica el costo marginal de largo plazo representa al costo en que los nuevos generadores entran y ese costo es, en principio y para las magnitudes que pueden estar en juego en este análisis, invariante con el incremento de demanda, especialmente para Colombia.

En ese largo plazo el mercado de Colombia ingresará la generación necesaria para cumplir con la demanda propia más la correspondiente a la exportación. En el caso de Ecuador ocurrirá lo mismo porque este mercado también deberá ingresar nueva generación que sólo entrará si el precio que recibe justifica su inversión y costos operativos.

En consecuencia en el largo plazo ambos países verán prácticamente no afectados sus costos marginales y el beneficio que obtienen de la interconexión en el mercado dinámico estará limitado a los correspondientes de corto plazo.

Es por ello que con la asignación de las rentas de congestión al país exportador éste obtiene todos los beneficios de la interconexión en oposición a los acuerdos internacionales mencionados y tanto más cuando por diferencias estructurales de la oferta energética de cada país será muy difícil que ambos países converjan a un único costo marginal de corto plazo.

En el corto plazo, cuando los mercados no han llegado a un equilibrio por el ingreso de nueva generación o el mercado no descontó el ingreso de la interconexión,

seguramente subirán los precios en el mercado exportador y bajarán en el mercado importador. Esta variación no es objetiva porque no se puede saber que hubiese sucedido si la interconexión no se hubiese instalado, pero lleva a las inevitables evaluaciones de los beneficios de un mercado estático que se pueden observar con o sin interconexión.

Este error de análisis se puede ejemplificar con una evaluación tramposa realizada por algunos gobiernos para justificar inversiones que es comparar la inversión contra un escenario en que ésta, ni ninguna otra, se realizan.

Es éste caso la comparación termina en la evaluación del costo de la energía no suministrada en el escenario sin versiones contra la evaluación de costos en el escenario con inversiones. Dado que el costo de la energía no suministrada es entre 10 y 50 veces el costo de suministro, la evaluación mencionada siempre da beneficios, pero estos no son objetivos ni representativos.

√ **Los Beneficios del Mercado Estático de Corto Plazo**

A pesar de la mención respecto a que los beneficios estáticos de corto plazo no son representativos en una evaluación y dejan en condición de inferioridad en la evaluación al país importador dado que la inversión alternativa a la interconexión no se realizó, se muestra una estimación de los beneficios considerando estáticamente que hay dos escenarios: el real con interconexión y otro imaginario sin interconexión y sin que el país importador hubiese realizado una inversión alternativa.

Este análisis se consideró para los años 2004 y 2005, que fueron los únicos dos años completos transcurridos desde el inicio de la operación del enlace internacional en el 2003. Se calcula los beneficios para la demanda y la generación para obtener así el beneficio social neto del país.

√ **Beneficios para el Ecuador**

En la Tabla 3 se presenta el cálculo de los beneficios para la demanda del Ecuador originados en la reducción de los costos en el Mercado Mayorista Eléctrico, comparando la situación sin interconexión y la real con interconexión. Los costos marginales en el caso sin interconexión provienen de simulaciones del despacho sin la interconexión.

TABLA 3: Beneficios para Ecuador

	Beneficios para la Demanda	Perjuicios para la Producción	Beneficios Netos (Precios)	Rentas de Congestión	Beneficios Totales	Pagos por Capacidad	Beneficios Finales
	Miliones de US\$	Miliones de US\$	Miliones de US\$	Miliones de US\$	Miliones de US\$	Miliones de US\$	Miliones de US\$
ene-04	10,76	-9,31	1,45	0,00	1,45	1,74	-0,29
feb-04	14,40	-12,72	1,67	0,00	1,67	1,71	-0,04
mar-04	14,97	-12,82	2,15	0,00	2,15	1,44	0,71
abr-04	21,30	-18,45	2,80	0,00	2,80	1,48	1,32
may-04	11,03	-9,10	1,93	0,00	1,93	1,04	0,89
jun-04	3,27	-2,75	0,53	0,00	0,53	0,29	0,24
jul-04	9,55	-7,70	1,85	0,00	1,85	0,74	1,11
ago-04	9,94	-7,93	2,00	0,20	2,20	0,98	1,22
sep-04	9,50	-7,91	1,59	0,37	1,96	1,00	0,96
oct-04	14,52	-12,23	2,29	0,45	2,74	1,13	1,61
nov-04	16,57	-14,03	2,55	0,54	3,09	1,28	1,81
dic-04	21,99	-18,48	3,50	0,36	3,86	1,25	2,61
TOTAL 2004	157,79	-133,48	24,31	1,92	26,23	14,08	12,15
ene-05	16,64	-14,58	2,06	0,60	2,66	1,32	1,34
feb-05	15,91	-13,51	2,41	0,27	2,68	1,10	1,58
mar-05	15,91	-14,04	1,87	0,14	2,01	0,78	1,23
abr-05	19,15	-16,80	2,35	0,11	2,46	0,58	1,88
may-05	28,49	-23,05	5,44	0,39	5,83	1,01	2,82
jun-05	18,88	-16,34	2,55	0,14	2,69	0,83	1,86
jul-05	25,92	-21,97	3,95	0,34	4,29	1,16	3,13
ago-05	9,03	-7,82	1,21	0,21	1,42	1,27	0,15
sep-05	7,30	-6,48	0,82	0,20	1,02	1,13	-0,11
oct-05	9,87	-8,33	1,54	0,30	1,84	1,36	0,48
nov-05	9,02	-7,69	1,33	0,28	1,61	1,28	0,33
dic-05	7,32	-6,51	0,81	0,20	1,01	1,04	-0,03
TOTAL 2005	181,45	-157,32	24,13	3,18	27,31	12,86	14,45

Las cifras de las pérdidas para la producción ecuatoriana que se observan en la Tabla 3, son importantes en función de las caídas de precios sustanciales.

En la Tabla 3 se muestran los beneficios netos para el Ecuador debidos a variación de precios (beneficio para la demanda menos pérdidas para los generadores), más las rentas de congestión y los beneficios netos totales.

Del análisis del cuadro anterior puede destacarse lo siguiente:

- El beneficio neto para el mercado eléctrico (beneficio para la demanda descontando la pérdida para los generadores) es de unos 24 millones de dólares anuales.
- La participación del Ecuador en las rentas de congestión es muy reducida debido al tratamiento de dichas rentas en los acuerdos existentes, que las asignan al mercado exportador. En consecuencia los montos percibidos en concepto de cargo por congestión representan solamente un 6% de los beneficios totales y constituyen solamente un 2,5% del total de las rentas de interconexión en el 2004 y 4,6% en el 2005.
- Ecuador paga además un cargo por potencia de acuerdo a lo establecido en la Regulación CONELEC 002/04, dando igual tratamiento al generador equivalente internacional que a los generadores nacionales, aunque sin la condición de firmeza de estos últimos, lo cual indica que es un pago que no debería efectuarse.
- Los pagos por potencia reducen los beneficios netos para el Ecuador a cifras del orden de los 12 a 14 millones de dólares anuales.

✓ Beneficios para Colombia

En el caso de Colombia, por tamaño relativo del mercado de Colombia respecto a la demanda de exportación se asume que la variación de los precios de la Bolsa es pequeña (según información de XM) y más cuando en el periodo bajo análisis no se registró el efecto de sequía extrema que caracteriza al fenómeno de "El Niño". Bajo este supuesto Colombia obtiene la renta por congestión sin un costo adicional para la demanda ni un beneficio adicional para los generadores lo que representa, hasta ahora, un promedio de ingresos del orden de los 71 millones de dólares por año.

	2004	2005
	Miliones de US\$	Miliones de US\$
ene	6,88	13,34
feb	9,77	5,92
mar	4,71	2,58
abr	5,16	2,81
may	2,73	8,88
jun	0,61	3,50
jul	2,66	6,75
ago	4,74	3,64
sep	8,06	4,71
oct	9,72	5,05
nov	12,04	5,93
dic	8,14	3,72
TOTAL	75,22	66,83

TABLA 4: Beneficios para Colombia

✓ Algunas Conclusiones Respecto a la Distribución de Beneficios de un Mercado Estático

Los resultados del análisis demuestran que, incluso en la situación de análisis de un mercado estático, es decir donde los beneficios que debiese obtener el país importador debiesen ser enormes, se puede demostrar que Colombia obtiene muchos más beneficios que lo que puede obtener Ecuador. Esto debe ser considerado como un elemento adicional para justificar la necesidad de reasignar las rentas de congestión.

3. RENTAS DE CONGESTIÓN

3.1. Concepto de Rentas de Congestión

Las Rentas de Congestión son rentas económicas que se derivan de una transacción internacional de electricidad y tienen relación con el volumen de la transacción y la diferencia de precios en los mercados importador y exportador.

Según la normativa de las TIE acordadas por los Reguladores, el mercado importador paga por la energía que compra del exterior, el precio de su mercado interno, mientras que en el mercado

exportador se reconoce esta energía a los productores al precio del mercado interno.

De esta diferencia en la valoración de la energía de la transacción internacional se deriva la renta de congestión. Esta renta es un bien generado por la transacción y, como tal, debe repartirse entre ambos mercados eléctricos atendiendo a criterios de eficiencia y equidad. Aún más cuando, es el importador quien abre el mercado. La definición de renta de congestión se puede observar en la Figura 9 (área sombreada).

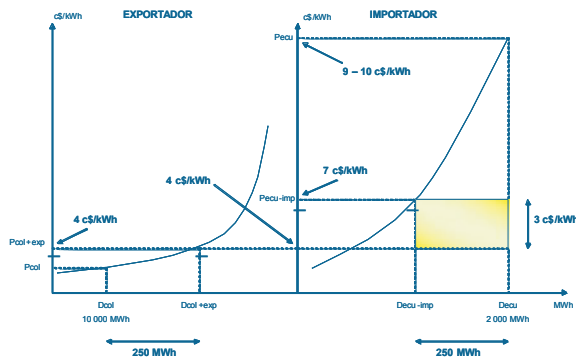


FIGURA 9: Concepto de Rentas de Congestión

En la regulación Colombiana, las rentas de congestión fueron destinadas en un 80% al Fondo Especial de Energía Social - FOES y 20% para alivio de las restricciones asignables a la demanda doméstica. Las rentas de congestión en el período analizado fueron el 53% de la facturación total.

El FOES, fue creado por medio del artículo 118 de la ley 812 y entró en vigencia el 28 de junio de 2003. Además con la Regulación CREG 004-2003, que establece la Regulación aplicable a las TIE, ha limitado las transacciones internacionales a la modalidad de corto plazo, pues no ha incluido norma explícita alguna que facilite la celebración de contratos a plazo, a diferencia de lo establecido por el Ecuador en su Regulación de las TIE, que sí contiene normas para la celebración de los contratos a plazo.

La energía se paga al precio marginal del nodo frontera del país importador, con lo cual la energía importada por Ecuador desde Colombia se valoriza al Costo Marginal de Ecuador. Esto es similar a suponer que la energía importada de Colombia es equivalente a un "generador ficticio" localizado en el nodo frontera que vende su producción en el mercado spot de Ecuador. Es clara la asimetría que esto implica ya que la exportación de Ecuador no es vista como una demanda equivalente de Colombia que compra energía al precio de energía de Colombia.

Ecuador asume, como País importador, el costo agregado de las pérdidas de la transmisión y el costo asociado a las rentas de congestión.

3.2. Criterios de Repartición de las Rentas de Congestión

En mercados eléctricos interconectados e implementados a través de un despacho coordinado, siempre y cuando exista una capacidad de interconexión limitada, que haga que los precios en los sistemas sean distintos, existirá una renta de congestión. Esta renta es un bien generado y como tal debe repartirse entre ambos mercados eléctricos atendiendo a criterios de eficiencia y equidad.

La economía del bienestar, constituye una de las herramientas útiles para debatir las cuestiones normativas que rodean a la política económica relacionadas con la *equidad y la eficiencia*. Por medio de lo señalado en esta teoría, es posible realizar eficientes y diferentes asignaciones de los bienes, pero es probable que unas asignaciones sean más justas que otras, y he aquí que surge la pregunta de cómo saber cuando una asignación es más equitativa que otra?.

Cada función social de bienestar puede relacionarse con determinado punto de vista sobre la equidad. Varios criterios de asignación de las rentas de congestión pueden ser:

- **Utilitarista**

Reparte las rentas de congestión en función de la utilidad que cada sistema obtiene de la interconexión. Una distribución de este tipo otorgaría el 50% de las rentas de congestión a Ecuador y 50% a Colombia.

- **Igualitarista**

Reparte las rentas de congestión de tal forma que ambos países obtengan igualdad de beneficios, es decir la suma de otros beneficios más las rentas de congestión sea igual en ambos países. Este tipo de métodos requiere alta sensibilidad en la definición de los beneficios que percibe cada país. Los cálculos presentados en el numeral 2.3 otorgarían el 42% de las rentas de congestión para Ecuador y el 58% para Colombia.

- **Rawlsiana**

Bajo este concepto las rentas de congestión se reparten en mayor porcentaje al país que menos perspectivas de crecimiento tiene.

Pueden existir otras propuestas de repartición de las rentas de congestión basadas en varios principios de repartición de los beneficios, como por ejemplo repartirlos en función del impacto económico de país o de algún otro parámetro.

4. EXPERIENCIA INTERNACIONAL

En general los principales enfoques de repartición de las rentas de congestión pueden ser:

Un primer enfoque consiste en procurar regular las líneas de interconexión internacionales de la forma más similar posible al resto del sistema, justificándose su desarrollo y su acceso de acuerdo a las reglas de beneficio común del sistema. Es decir asignar los costos fijos a toda la demanda o a aquellos que la usan en forma específica.

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

Se presenta a continuación el tratamiento que se da a las rentas de congestión en algunos mercados internacionales.

• **Centroamérica**

En el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano se asigna los ingresos variables (congestión y pérdidas) al transmisor para que los descuenta de su remuneración autorizada, es decir de manera indirecta se asigna a aquellos países que deben asumir los cargos de transmisión reduciéndolos. En ese mercado se asignan Derechos Financieros de Transmisión que facilita la realización de contratos bilaterales al reducir el riesgo de contratación por volatilidad de las rentas de congestión.

• **Argentina**

En la Argentina ocurrió algo muy similar que lo que ha ocurrido en la CAN, aunque siempre respetando que los que abonan los cargos de transmisión son los

beneficiarios de las rentas de congestión. En 1993 cuando se establecen las reglas de transmisión se asignan las rentas de congestión a reducir los cargos de transmisión, pero al poco tiempo de estar en aplicación las normas en una facturación se produjo un incremento de las rentas de congestión que hacía necesario poner cargos negativos en la transmisión. En ese momento (1994) se reanalizaron todas las variantes y se decidió crear un fondo de uso exclusivo que se le asignaba a las expansiones realizadas en el mismo corredor. Es de notar que la asignación de los cargos fijos de transmisión se realiza por uso y aquellos que usan el corredor son los que deben asumir la expansión de la transmisión.

• **España – Francia**

No existe aún posición definida pero se han realizado estudios acerca de la repartición de las rentas de congestión entre los mercados eléctricos de ambos países atendiendo a diferentes criterios:

- Criterio utilitarista: España 50% - Francia 50%
- Criterio igualitarista: España 48% - Francia 52%
- Asignación conjunta: España 76% - Francia 24%
- Rawlsiana: España 100% - Francia 0%.

• **Países Nórdicos**

Se trata de un sistema que tiene precios por áreas (locational marginal prices), los cuales son diferentes entre área y área cuando existen elementos saturados entre ellas. Por este motivo se generan las rentas de congestión, que se utilizan para reducir los costos de transmisión y, por lo tanto, para bajar las tarifas de transporte y reforzar la red de tal forma que se vayan eliminando las congestiones.

• **Irlanda**

En este mercado se han implementado precios zonales y además se utilizan derechos financieros de transmisión para repartir la capacidad del vínculo, en especial de la línea de transmisión que une Irlanda con Irlanda del Norte que tiene una capacidad de 300 MW.

La Comisión de Regulación de Energía de Irlanda, CER, realiza periódicamente encuestas a los agentes del mercado sobre inquietudes como:

- ¿Qué debe hacerse con los ingresos asociados a la interconexión?.
- ¿Deberían emplearse estos ingresos para reducir

las tarifas de transmisión?.

¿Debería crearse un fondo para pagar futuras expansiones de la capacidad de interconexión, que es la fórmula que propone la Comisión de la Unión Europea?.

- ¿Cómo deben ser tratadas las rentas de congestión, sobre todo si exceden los costos de los nuevos proyectos de interconexión, incluyendo costos de inversión, operación, mantenimiento, depreciación y una rentabilidad adecuada?.

En un documento reciente, la CER propone la creación de un fondo con las rentas de congestión y con los ingresos de la venta de los derechos financieros de transmisión, la CER se encargaría de la asignación de los recursos del fondo, pero siempre entre los agentes del mercado. Los posibles receptores de los recursos de fondo son los siguientes:

- Tenedores de derechos de transmisión.
- Todos los participantes del mercado.
- Operador de la red de transmisión para reducir cargos por uso de transmisión.
- Inversiones en la red de transmisión.

• **Unión Europea**

La capacidad de los vínculos se la asigna a través de subastas implícitas y explícitas. Con respecto al uso de las rentas de congestión, se considera que éstas se deben emplear para reducir la congestión de la manera más eficiente posible. Se sugiere la creación de un fondo administrado y vigilado por el CEER (Council of European Energy Regulators).

• **Australia**

Las rentas de congestión se las asigna para reducir los cargos por uso de transmisión y al proveedor de servicios de transmisión.

• **California – PJM**

Las rentas de congestión se asignan a los propietarios de los derechos de transmisión. En general los Derechos Financieros de Congestión están disponibles por un término menor a un año y se los asignan a aquellos agentes que pagan el cargo de acceso o los cargos fijos de transmisión (inversión).

Las experiencias internacionales muestran que en la mayoría de los países, la renta de la congestión se asigna a los responsables de los cargos de transmisión o aplicar los mismos para lograr la remuneración de

las expansiones. No se ha observado un caso donde se exponga criterios similares a los adoptados en la interconexión Colombia-Ecuador.

Las conclusiones que se alcanzan son que no le corresponde al transmisor, como concluye la CAN, y que son los usuarios que pagan los cargos fijos de transmisión los que están en mejor situación para utilizar y disponer de las rentas de congestión de manera de fomentar la eficiencia económica. En este contexto quienes pagan los costos de la interconexión (demanda de Ecuador) tienen dos alternativas:

1. Utilizar las rentas de congestión para reducir sus costos de transmisión, lo cual no es muy óptimo.
2. Utilizar las rentas de congestión para lograr contratos de largo plazo con generadores colombianos, utilizando para la asignación de la capacidad de la línea de interconexión “Financial Transmission Rights”.

5. ESTADÍSTICA DE LAS TRANSACCIONES ECUADOR - COLOMBIA

En la Tabla 5 se muestran los volúmenes energéticos y monetarios de las transacciones con Colombia, claramente se puede apreciar la posición mayoritaria como importador que ha tenido Ecuador frente a Colombia.

Desde marzo de 2003 hasta agosto de 2006 se generaron rentas de congestión por US\$ 234,99 millones, la repartición de estas rentas se la realizó asignando a Colombia US\$ 228,30 millones y a Ecuador US\$ 6,69 millones.

TABLA 5: Transacciones Ecuador - Colombia

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Millones de USD)			
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Rentas de Congestión	Reasignación a la Demanda de Ecuador
ene-05	172,52	0,00	21,61	0,00	13,94	0,60
feb-05	137,86	0,03	11,96	0,00	6,19	0,27
mar-05	115,77	6,41	8,14	0,17	3,50	0,14
abr-05	198,32	4,55	7,31	0,11	2,92	0,11
may-05	142,75	0,89	15,09	0,02	9,27	0,39
jun-05	120,63	0,45	8,25	0,01	3,84	0,14
jul-05	159,15	0,50	15,29	0,01	8,25	0,34
ago-05	169,93	0,00	13,16	0,00	5,12	0,21
sep-05	144,15	1,12	12,10	0,12	4,91	0,20
oct-05	178,31	0,01	15,12	0,00	6,70	0,30
nov-05	167,13	0,00	12,21	0,00	6,21	0,28
dic-05	141,35	2,07	11,49	0,05	4,96	0,20
ene-06	161,07	0,02	12,34	0,00	4,74	0,21
feb-06	144,17	0,10	10,31	0,00	3,73	0,16
mar-06	142,75	0,01	10,51	0,00	4,57	0,19
abr-06	128,34	0,25	8,81	0,01	4,29	0,19
may-06	89,77	0,22	6,30	0,01	3,41	0,12
jun-06	116,50	0,03	7,61	0,00	4,13	0,17
jul-06	136,00	0,02	11,15	0,00	6,57	0,27
ago-06	136,80	0,03	11,89	0,00	6,81	0,27
Total 2003	1129,26	67,20	80,31	2,48	44,35	0,00
Total 2004	1681,89	34,97	135,11	0,74	76,83	1,93
Total 2005	1757,89	16,63	151,73	0,51	75,56	3,19
Ene-Ago-06	1055,80	0,69	78,72	0,02	38,25	1,58
Total Historia	5624,03	118,89	445,87	3,75	234,99	6,69

En porcentaje, la totalidad de las rentas de congestión fue repartida de la siguiente forma: 97,15% para Colombia y 2,85% para Ecuador, como se muestra en la Figura 10.



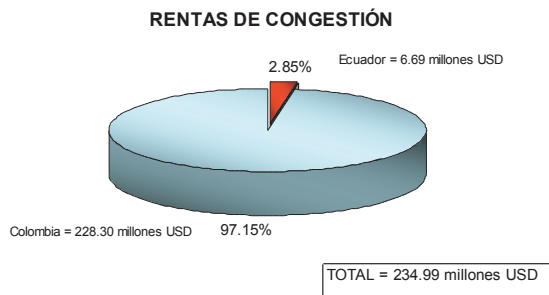


FIGURA 10: Porcentaje de Asignación de Rentas de Congestión

6. CONCLUSIONES

La asignación de rentas de congestión realizada al país exportador no cumple con los principios del Acuerdo de Cartagena porque no promueve el desarrollo equilibrado y armónico del Ecuador al capturarle los principales beneficios de la integración eléctrica, no cumple con un tratamiento preferencial al Ecuador que establece el acuerdo y que especialmente no produce una distribución equitativa de los beneficios, considerando que el resultado ha sido una captura de rentas varias veces superior a la inversión realizada.

La asignación que Colombia hace de las rentas, empleándolas en su mayoría para subvencionar los precios de la demanda propia, indica que por medio de esta regulación se definen precios que no reflejan costos económicos eficientes, tal como exige la Decisión 536 de la CAN.

Si se hace una investigación de las experiencias internacionales respecto a la asignación de las rentas de congestión, no se observa un caso en que las mismas se le asignen con la metodología aprobada por los Organismos reguladores de Ecuador y Colombia (o siguiendo los mismos lineamientos Perú y Ecuador). En todos los países, de manera directa o indirecta, la renta de la congestión es asignada a los responsables de abonar los cargos de transmisión de manera de hacer consistentes los riesgos y beneficios asignados.

Cuando existe un sistema de transporte monopólico, como la interconexión en análisis, las rentas de congestión deben ser reguladas y asignadas equitativa y eficientemente: a quien puede hacer uso de ello para mejorar la eficiencia de la integración, es decir a aquellos que han asumido los costos de la inversión.

Los beneficios obtenidos por la integración no pueden ser evaluados ex post de manera objetiva. Solo se puede hacer una estimación de los beneficios suponiendo que el mercado es estático, es decir

que la alternativa a no realizar la interconexión es no realizar ninguna otra obra y así evaluar beneficios.

La asignación de la responsabilidad de pago de los cargos fijos de la interconexión es tal que la demanda ecuatoriana para el 100% del tramo ecuatoriano y el 36% del tramo colombiano de la interconexión. Ecuador asume la totalidad de las pérdidas de transmisión en las TIE, mientras que las rentas de congestión se asignan al exportador, que es fundamentalmente Colombia.

La asignación de las rentas de congestión al país exportador, además de inequitativo da señales ineficientes y contradice los antecedentes internacionales de asignación de estas rentas.

En el articulado del acuerdo de Cartagena se destaca que la integración debe ser realizada con un tratamiento preferencial para Ecuador, conducir a una distribución equitativa de los beneficios, debiendo esto último tener una especial atención de la Secretaría General de la Comunidad Andina.

El criterio que cuando un país exporta lo hace al precio de su oferta o al precio del mercado importador, al mayor de ambos, discrimina a la demanda del país importador respecto de la demanda del país exportador ya que la primera no recibe el mismo producto al mismo precio que la segunda.

Con la asignación de las rentas de congestión al país exportador, éste obtiene todos los beneficios de la interconexión, en oposición a los acuerdos internacionales mencionados y tanto más cuando por diferencias estructurales de la oferta energética de cada país, será muy difícil que ambos países converjan a un único Costos Marginales de Largo Plazo.

La asignación que Colombia hace de las rentas, empleándolas en su mayoría para subvencionar los precios de la demanda propia, indica que por medio de esta regulación se definen precios que no reflejan costos económicos eficientes, tal como exige la Decisión 536 de la CAN.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Taller Análisis de las Transacciones Internacionales de Electricidad en la Comunidad Andina, CENACE, Marzo 2006.
- [2] MANKIW, Gregory; Principles of Microeconomics; MC. GRAW HILL; Second Edition.
- [3] CONTEL CRAVINO, Javier; Análisis de los Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Interconexión para las Interconexiones del

- Sistema Eléctrico Español; Tesis de Maestría, ICAI, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, España, 2004.
- [4] PRADO, Estudio Jurídico; Análisis de la Viabilidad Técnica, Económica y Jurídica de Contratos a Plazo Bilaterales entre Colombia y Ecuador, Informe Final, Enero 2005.
- [5] Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos, Informe General, Proyecto CIER 03 – Fase I, CIER, junio de 2000.
- [6] Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad; Decisión CAN 536, Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, Diciembre 2002.
- [7] Regulaciones de Transacciones Internacionales de Electricidad de Ecuador y Colombia, CONELEC 002-04, CREG 004-2003.
- [8] SHIH, HSIEH, CHIEN-CHIH, CHU; HSIN-MIN, WANG; Congestion Cost Allocation and Congestion Indices for a Competitive Electricity Market; I-Shou University, Taiwan.
- [9] BRIGHT, J.M.; BRIGNONE, S.; PRAIS, M.; STOTT, B.; VEMPATI, N.; The Rights to Fight Price Volatility; New York and Midwest ISO.
- [10] VASSILOPOULOS, Phillippe; Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets, University Paris Dauphine.
- [11] Reglamento del Mercado Eléctrico Regional - RMER; Libro III del RMER de la Transmisión Versión Final Revisión I, Noviembre 2005.
- [12] Financial Transmission Rights for New Zealand: Process: Who “Owns” the Rentals.



Gabriel Salazar Yépez.- Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; y, de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en el 2005.

Actualmente, se desempeña como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y como Profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus Áreas de Investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad.



Gabriel Argüello Ríos.- Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador 1974. Master of Electrical Engineering, University of Idaho, Idaho-USA 1975. Desde 1995 a la fecha, Director Ejecutivo del Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, Organismo Operador

del Sistema Nacional Interconectado; y, a partir de 1999 como Organismo Operador del Sistema Nacional Interconectado y del Mercado Eléctrico Mayorista. Su ámbito de especialización se encuentra en el tema de Aplicaciones para la Operación en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia.