

*Documento de Trabajo*

# *Notas Técnicas de Energía*

Agosto 2009

# 1

## **Comercio internacional de electricidad**

---

**Asignación de rentas de congestión  
en transacciones internacionales de electricidad**



# **Comercio internacional de electricidad**

---

**Asignación de rentas de congestión  
en transacciones internacionales de electricidad  
Caso Colombia-Ecuador**



**Título:**

**Comercio internacional de electricidad  
Asignación de rentas de congestión en transacciones  
internacionales de electricidad  
Caso Colombia-Ecuador**

Depósito Legal: If75320096202699

Este documento fue preparado por Jorge Vasconcelos, consultor externo de la Dirección de Análisis y Programación Sectorial de la Vicepresidencia de Infraestructura de la Corporación Andina de Fomento (CAF), bajo la supervisión y corrección de Mauricio Garrón, Ejecutivo Principal de Energía de la CAF y el apoyo en la edición de María Eugenia Miquilena, Ejecutivo CAF, Ivette Medina e Ignacio Fernández, asistentes de investigación.

El presente estudio se llevó a cabo gracias al apoyo y colaboración del Director de la Oficina de la CAF en Ecuador, Dr. Luis Palau; el Director de la Oficina de la CAF en Colombia, Dr. Freddy Rojas y el Director de Análisis y Programación Sectorial, Francisco Wulff, de la Vicepresidencia de Infraestructura.

**Editor:**

Corporación Andina de Fomento (CAF)

**Diseño original:**

Leopoldo Palís

**Diagramación:**

Yuruni Guerere

**Traducción del inglés al español:**

Judith Hernández Mora

Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación, son de exclusiva responsabilidad de su autor, y de ninguna manera pueden ser atribuidos a la Corporación Andina de Fomento (CAF), a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. La CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

El documento original de esta publicación es en inglés. La presente corresponde a una traducción.

La versión digital de este libro se encuentra en: [www.caf.com/publicaciones](http://www.caf.com/publicaciones)

## **Resumen ejecutivo**

### **Propósito**

Elaborar recomendaciones de política regulatoria para el manejo del comercio internacional de electricidad entre los países andinos, particularmente entre Colombia y Ecuador.

### **Metodología**

Análisis del marco normativo que rige el comercio internacional de electricidad entre los países andinos, establecido en la Decisión N° 536 de la Comunidad Andina particularmente el comercio de electricidad entre Colombia y Ecuador. A partir de ello, contrastar con las mejoras prácticas regulatorias utilizadas en el comercio de electricidad en los países de la Unión Europea.

### **Resultados**

Recomendaciones para el manejo y la distribución de las rentas de congestión que se originan en el comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador, el establecimiento de un plan maestro de interconexiones internacionales entre los países andinos, actualizar los estudios de factibilidad necesarios para el desarrollo de las interconexiones, discutir y aprobar un nuevo modelo regulatorio de las transacciones internacionales de electricidad que clarifique y regule ya sea un modelo centralizado, descentralizado o mixto.

### **Originalidad/Valor**

El presente documento presenta un análisis técnico imparcial del comercio internacional de electricidad entre los países andinos, particularmente entre Colombia y Ecuador, para a partir de ello proponer acciones que fortalezcan e impulsen el comercio internacional de electricidad.

### **Palabras clave**

Electricidad, interconexiones, energía, rentas de congestión, integración, desarrollo sostenible, Decisión N° 536, regulación y comercio de electricidad.



# Contenido

<b>Presentación</b>	<b>7</b>
<b>Acrónimos</b>	<b>8</b>
<b>I. Análisis</b>	<b>9</b>
• Congestión, rentas de congestión y comercio fronterizo de electricidad	9
• El marco legal y regulatorio que rige el comercio de electricidad entre los países de la CAN	13
• Comercio internacional de electricidad en el contexto de la integración política y regional	17
• Evolución del comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador	23
• Visiones de Colombia y Ecuador sobre el comercio fronterizo de electricidad y sobre la asignación de rentas de congestión	30
• Experiencias internacionales concernientes al manejo de la congestión en los mercados supranacionales	31
<b>II. Recomendaciones</b>	<b>50</b>
• El futuro de la industria eléctrica en la CAN	50
• El comercio eléctrico entre Colombia y Ecuador	59
• Recomendaciones adicionales	65
<b>Referencias bibliográficas</b>	<b>67</b>



## Presentación

Las repúblicas de Colombia y Ecuador, a través del Ministerio de Energía y Minas y del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables respectivamente, en busca de propiciar la integración sostenible a largo plazo, solicitaron a la CAF apoyo técnico para la realización de un estudio independiente sobre “Rentas de congestión en transacciones internacionales de electricidad”, con el objetivo de llegar a acuerdos entre ambos países relacionados con la regulación del comercio fronterizo de electricidad en el marco de la Decisión 536 de la Comunidad Andina (CAN).

En este sentido, la CAF, en su esfuerzo por apoyar el desarrollo sostenible de la infraestructura energética de América Latina y contribuir a la generación de conocimiento de vanguardia que facilite los procesos y toma de decisiones en el sector, presenta este estudio que contiene un análisis técnico, económico y jurídico de la normativa de la CAN para transacciones internacionales de electricidad. Asimismo, revisa las reglas de reparto de las Rentas de Congestión de otros países y regiones, especialmente aquellas de ámbito intra-comunitario.

Igualmente, el presente estudio, ofrece recomendaciones sobre el mecanismo de reparto más conveniente de las rentas de congestión y que propicie y facilite un proceso de integración sostenible a largo plazo, particularmente para las transacciones de electricidad entre Colombia y Ecuador.

## Acrónimos

CAN	Comunidad Andina
CARNEL	Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores del Servicio de Electricidad
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad de Ecuador
COP	Pesos Colombianos
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
ERGEG	Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas ( <i>Energy XXX</i> , por sus siglas en inglés)
ESP	Empresas de Servicio Público
ETOS	Operadores Europeos del Sistema de Transmisión
GOPLAN	Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
GW	Gigavatios (1.000.000.000 vatios)
H	Hora
KW	Kilovatios (1.000 vatios)
MW	Megavatios (1.000.000 vatios)
NRA	Autoridad reguladora Nacional ( <i>National Regulatory Authority</i> , por sus siglas en inglés)
NTC	Capacidad Neta de Transmisión ( <i>Net Transmission Capacity</i> , por sus siglas en inglés)
SDL	Sistema de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TIE	Transmisión Internacional de Electricidad
TSO	Operadores del Sistema de Transmisión ( <i>Transmission System Operators</i> , por sus siglas en inglés)
TW	Teravatios (1.000.000.000.000 vatios)
UCTE	Unión de Coordinadores de Transmisión de Electricidad
UE	Unión Europea
UNASUR	Unión de Naciones de América del Sur
USD	Dólares estadounidenses
XM	Expertos en Mercado (filial de ISA encargada del despacho de carga)

## I. Análisis

### Congestión, rentas de congestión y comercio fronterizo de electricidad

La congestión en la transmisión está presente en casi todos los sistemas eléctricos, aunque el grado de congestión varía de sistema a sistema y, en algunos casos, dentro de un sistema dado<sup>1</sup>. Un cierto grado de congestión en la transmisión es tolerado usualmente tanto en los mercados monopolísticos con estructuras integradas verticalmente, como en los mercados competitivos totalmente liberalizados. Aunque no es fácil calcular el grado exacto de la congestión económicamente justificada, es intuitivo que la congestión sería eliminada solamente cuando los costos correspondientes sean más bajos que los beneficios resultantes de la remoción de la congestión, cualquiera que sean los costos y los beneficios tomados en consideración.

La congestión en la transmisión puede ser analizada desde dos perspectivas:

- La perspectiva a largo plazo, relativa a la expansión óptima de la transmisión de infraestructura. Por consiguiente, las decisiones de inversión se hacen tomando en cuenta un cierto grado esperado de congestión –que puede ser cero o cualquier valor razonablemente bajo– y las correspondientes pérdidas económicas derivadas de la congestión esperada. El problema aquí es, en términos simplificados, *cómo evitar la congestión*.
- La perspectiva a corto plazo, relativa al uso óptimo de la infraestructura existente. Por consiguiente, cuando haya estrangulamientos de transmisión, éstos deberán ser manejados de manera transparente y adecuada. El problema aquí es *cómo manejar la congestión*.

En un escenario ideal, las dos escalas de tiempo pueden ser combinadas en un enfoque conceptual integrado. En teoría económica, es posible establecer un mecanismo de manejo de la congestión basado en precios nodales que proporcionen los signos apropiados para inversiones en transmisión y generación a largo plazo. Sin embargo, este enfoque teórico está basado en premisas que raramente se cumplen en la práctica.

La congestión en la transmisión depende en gran medida de la existencia de precios diferenciales. Lo anterior se debe a que en el período de vida de las instalaciones de transmisión los precios de generación eléctrica cambian frecuentemente tanto en términos absolutos como en términos relativos, debido a cambios en la tecnología (p.e., ciclos combinados de turbina a gas), la disponibilidad de fuentes primarias de energía (p.e., gas natural<sup>2</sup>), factores geopolíticos (p.e., precios del petróleo) y la introducción de nuevas tecnologías (p.e., nuclear, eólica), entre otros. Por lo tanto, es imposible determinar cuál estructura

---

1. Por ejemplo, seguido al colapso de la Unión Soviética, la demanda de electricidad disminuyó en un 40% en varios países de Europa Oriental. En los años noventa, la demanda fue tan baja en esos países que la congestión en la transmisión no fue objeto de preocupación. Sin embargo, cuando la demanda interna y el comercio fronterizo aumentó, surgieron problemas de congestión en varios lugares.

2. Por ejemplo, en los años setenta y ochenta, el uso de gas natural para la generación de energía fue prohibido por la Ley Europea. Después de la revocación de esa Ley, la mayoría de las plantas nuevas construidas en Europa en los años 1990 y 2000 utilizan gas natural.

## Recuadro 1

### Ejemplo de cómo el uso efectivo de las líneas de transmisión puede diferir de los supuestos iniciales debido a cambios económicos y políticos

---

A inicios de los años ochenta, Francia y el Reino Unido decidieron construir una interconexión submarina de 2000 MW entre sus sistemas eléctricos. Se asumió entonces que la energía fluiría 50% del tiempo en una dirección y el otro 50% del tiempo en la dirección contraria. En ese momento ambos sistemas de generación estaban basados principalmente en energía convencional y nuclear, y existían monopolios en ambos países. El nivel de consumo de electricidad en ambos países era similar.

En 1980, la capacidad total instalada ascendía a 61 GW en Francia y a 74 GW en el Reino Unido. En 2005, las cifras fueron, 112 GW y 78 GW<sup>3</sup>, respectivamente. Durante el período 1980-2005, la capacidad térmica convencional instalada disminuyó de 30GW a 27 GW en Francia, mientras que en el Reino Unido lo hizo de 65 GW (principalmente carbón) a 61 GW (principalmente gas)<sup>4</sup>. En el mismo período, la capacidad nuclear instalada aumentó de 14 GW a 63 GW en Francia y de 6 GW a 11 GW en el Reino Unido<sup>5</sup>. El consumo de electricidad aumentó de 236 TWh a 451 TWh en Francia y de 243 TWh a 348 TWh<sup>6</sup> en el Reino Unido. Este último país comenzó la liberalización de la industria de electricidad en 1989 y Francia lo hizo 10 años más tarde.

Debido a los cambios inesperados en la capacidad de generación y en las estructuras de mercado de ambos países, el uso de la interconexión fue muy diferente a lo esperado y a los supuestos bajo los cuales se tomó la decisión para construir la interconexión. Durante los primeros 20 años de la interconexión (1986-2006), la energía que fluyó desde Francia al Reino Unido alcanzó 270 TWh y el flujo desde el Reino Unido hasta Francia fue de sólo 7 TWh<sup>7</sup>. En otras palabras, en lugar de una distribución de flujos de energía de cincuenta-cincuenta, la distribución fue de 97%-3%. Sin embargo, la interconexión es claramente una historia de éxito con un índice de disponibilidad técnica de 97% y un índice de utilización comercial de casi 80%.

En el mercado eléctrico europeo totalmente liberalizado todo el mundo tiene acceso a las interconexiones. Por consiguiente, en 2001 los operadores de sistemas franceses e ingleses introdujeron un mecanismo de subasta para distribuir una capacidad disponible de transmisión de 2.000 MW. Desde entonces, este mecanismo ha sido revisado y mejorado<sup>8</sup>. Alrededor de 25 compañías comercializadoras y generadoras participan regularmente en los procesos de licitación y los resultados son publicados por los operadores del sistema.

El Recuadro 2 reproduce los comunicados de prensa más recientes sobre la subasta mensual de la capacidad<sup>9</sup>.

---

## Recuadro 2

### Interconexión Francia-Inglaterra: resultados de algunas subastas mensuales 17/07/2008

---

Interconexión Francia-Inglaterra: resultados de las subastas mensuales.

Resultados de las subastas mensuales organizadas por RTE y National Grid: 150 MW propuestos en dirección Francia a Inglaterra, y 150MW propuestos en dirección Inglaterra a Francia.

Como parte del proceso de asignación de 2000MW de la capacidad del interconector en la dirección Francia-Inglaterra e Inglaterra-Francia, RTE y National Grid realizaron una subasta el 17 de julio de 2008 para agosto 2008.

Hoy, 17 de julio de 2008 RTE y National Grid publican los resultados de esas subastas.

Toda la capacidad propuesta en la dirección Francia-Inglaterra fue otorgada, esto es 150 MW para un precio promedio de 23 120 Euros/ MW.mes. En total 13 participantes enviaron licitaciones.

Toda la capacidad propuesta en dirección Inglaterra-Francia fue otorgada, esto es 150 MW para un precio promedio de 107,67 Euros/ MW.mes. En total 8 participantes enviaron licitaciones.

Consultar nuestra sección: "Clientes y Mercados en juego / Datos Operativos / Transferencia de capacidades / Interconexión Francia-Inglaterra / Resultados de las subastas".

Contactos de prensa:

Michel DERDEVET

Directeur de la Communication et des Affaires publiques Réseau de Transport d'Electricité

Tél.: +33 (0) 1.41.02.19.73

Stewart LARQUE

National Grid

Tél.: +44 (0) 24.76.42.36.04

---

Fuente: RTE.

---

3. <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/electricitycapacity.html>

4. Ibid.

5. Ibidem.

6. <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/electricityconsumption.html>

7. [http://www.rte-france.com/htm/an/journalistes/telecharge/dossiers/DP\\_IFA\\_30\\_11\\_2006\\_an.pdf](http://www.rte-france.com/htm/an/journalistes/telecharge/dossiers/DP_IFA_30_11_2006_an.pdf)

8. Las normas que rigen el uso de este interconector están disponibles en [http://www.rte-france.com/htm/an/offre/offre\\_inter\\_france\\_angleterre.jsp](http://www.rte-france.com/htm/an/offre/offre_inter_france_angleterre.jsp)

9. <http://www.rte-france.com/htm/an/accueil/viewdepeche.jsp?id=9094>

de transmisión maximizará el valor para los consumidores y los generadores durante el período de vida de las inversiones de transmisión. En otras palabras, la congestión de hoy no es el indicador más confiable de la congestión de mañana y no existe certeza sobre el lugar ni la duración de la congestión. Sin embargo, esto no significa que las inversiones de transmisión estarán paralizadas en el futuro, sino que las instalaciones de transmisión probablemente serán utilizadas de una manera no anticipada en la planificación. El uso no anticipado o previsto de las instalaciones de transmisión nuevas puede incluso llegar a ser más eficiente, en términos económicos, que lo que se planificó cuando se tomó la decisión de inversión. El siguiente ejemplo muestra cómo el uso efectivo de las líneas de transmisión puede diferir de los supuestos iniciales debido a cambios económicos y políticos.

En industrias verticalmente integradas, monopolísticas, los costos de las congestiones son asumidas por todos los consumidores de electricidad. Cuando los cuellos de botella en la transmisión evitan que las plantas de energía entren en el orden de mérito correspondiente, el sistema operador “re-despacha” las plantas de energía con el objeto de suplir la demanda a pesar de los estrangulamientos de la transmisión. Esto significa que algunas plantas de energía menos costosas no entrarán o entrarán con una capacidad por debajo del nivel deseado, mientras que algunas plantas más costosas entrarán, incluso por encima del nivel de producción óptimo. Los costos extra de generación resultantes de una desviación en el orden de mérito están incluidos en las tarifas de electricidad de los consumidores.

Debido a que en una estructura monopolística, verticalmente integrada, no hay competencia y no hay necesidad de desagregar las diferentes actividades<sup>10</sup>, usualmente la congestión no es publicitada y los costos de congestión no están identificados.

En un mercado eléctrico competitivo, la congestión tiene que ser explícitamente revelada y los costos resultantes tienen que estar identificados y distribuidos de forma transparente, debido a que existen varios agentes (generadores, distribuidores, comercializadores, grandes consumidores) interesados en usar las instalaciones de transmisión congestionadas. De acuerdo con el diseño del mercado y el marco regulatorio, hay muchas formas de manejar la congestión. Algunos métodos son muy fáciles de implementar pero no muy eficientes (p.e., primero en entrar-primero en ser servido, distribución prorrateada). Otros métodos basados en el mercado pueden asumir la forma de subastas explícitas o implícitas, más complejas pero más eficientes.

Las subastas generan ingresos, generalmente llamados *rentas de congestión*, tanto a través del pago explícito hecho por los usuarios de la red por el derecho de usar la capacidad de la interconexión o mediante los precios diferenciales en los dos extremos de la interconexión que implícitamente generan un flujo físico

---

10. Las estructuras monopolísticas no implican una integración vertical, a pesar de que ese fue el modelo estándar en la mayoría de los países antes de la liberalización. España fue una excepción: la transmisión desempaquetada fue introducida en 1985, aunque la competencia en generación sólo comenzó en 1998.

y comercial entre mercados *spot* adyacentes (mercado de acoplamiento o *market coupling*) o la división de un mercado *spot* integrado en diferentes zonas de precios (mercado dividido o *market splitting*).

El manejo de la congestión puede incluir la aplicación de varios métodos al mismo tiempo para los diferentes *tramos* de una capacidad disponible. La situación actual en la frontera Colombia-Ecuador puede ser descrita como un caso de subasta implícita.

En el ejemplo anterior de la interconexión Francia-Reino Unido, los agentes de mercado ofertan para tener el derecho de usar una cierta capacidad de transmisión por un cierto período de tiempo determinado (la capacidad de 2.000 MW fue dividida en varios segmentos y hay subastas anuales, trimestrales, mensuales, diarias). Por ejemplo, aquellas que serán asignadas a la exportación desde Francia al Reino Unido en agosto de 2008 dentro de la subasta de los 150 MW pagarán a los operadores del sistema en Francia y en Reino Unido un precio promedio de 23.120,10 Euros/MW al mes. Esta *renta de congestión* es cobrada por los operadores del sistema y se utiliza para cubrir los costos fijos y operativos de la interconexión.

En los mercados abiertos, competitivos, no sólo los costos de congestión sino también las rentas de congestión son un asunto crucial en términos de eficiencia del mercado y equidad.

El manejo de la congestión y las interconexiones depende de varios factores, tales como:

- a) Tipo de corriente (alterna o continua) y densidad (líneas simple o malla de red) de las interconexiones.
- b) Estructura del mercado en ambos lados de la frontera (p.e., liberalización total o parcial, intercambio de energía obligatorio, opcional o ninguno, productos físicos o financieros).
- c) Tamaño del mercado y liquidez.
- d) Características de la matriz de generación en ambos lados de la frontera.
- e) Grado de la armonización regulatoria actual y prevista, tomando en cuenta el marco legal supranacional existente y las metas políticas.

De acuerdo con cada situación, es posible introducir diferentes mecanismos para el manejo de congestión y adoptar diferentes tratamientos a los ingresos de la congestión. Más aún, debido a la creciente complejidad de los mercados de electricidad, ningún mecanismo puede afirmar que proporciona la mejor solución a corto y a largo plazo. Por consiguiente, no existe ninguna solución simple ni una exhaustiva. Sin embargo, dado un conjunto claro de objetivos de políticas y regulación, así como un conjunto exhaustivo de restricciones técnicas y económicas, es posible identificar las soluciones más apropiadas para cada caso.

## **El marco legal y regulatorio que rige el comercio de electricidad entre los países de la CAN**

Tanto Colombia como Ecuador están activamente comprometidos en promover la cooperación regional a nivel político y económico. En este sentido, ambos países suscribieron el Acuerdo de Integración Subregional Andino, también conocido como Acuerdo de Cartagena, el cual fue firmado en 1969 por cinco países<sup>11</sup> deseosos de promover *“el desarrollo equilibrado y armónico de los Países Miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica y social; acelerar su crecimiento y la generación de ocupación; facilitar su participación en el proceso de integración regional, con miras a la formación gradual de un mercado común latinoamericano”* (Artículo 1).

El Acuerdo de Cartagena determinó el establecimiento de varios programas referentes a, entre otras cosas, el desarrollo de infraestructuras físicas (Artículo 54 c) –energía en particular, tal y como se especifica en el Artículo 104– y la liberalización de servicios a nivel interregional (Artículo 54 d).

El Acuerdo de Cartagena también incluye algunas previsiones estableciendo un régimen especial para Ecuador y Bolivia, a saber:

- *“Con el fin de disminuir gradualmente las diferencias de desarrollo actualmente existentes en la Subregión, Bolivia y Ecuador gozarán de un régimen especial que les permita alcanzar un ritmo más acelerado de desarrollo económico, mediante su participación efectiva e inmediata en los beneficios de la industrialización del área y de la liberación del comercio.”* (Artículo 109).
- *En la armonización de políticas económicas y sociales y en la coordinación de los planes de que trata el Capítulo IV [el cual incluye el artículo 54 citado arriba], deberán establecerse tratamientos diferenciales e incentivos suficientes que compensen las deficiencias estructurales de Bolivia y Ecuador y aseguren la movilización y asignación de los recursos indispensables para el cumplimiento de los objetivos que a su favor contempla el Acuerdo.”* (Artículo 110).

Con respecto al sector eléctrico, el Acuerdo de Cartagena más adelante dio origen a la Decisión 536 del Acuerdo de Cartagena, relacionado al Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos a intercambio intracomunitario de electricidad. Esta decisión enfatiza la importancia de incrementar las interconexiones físicas y armonizar los marcos legales nacionales y regulatorios con el objeto de construir un mercado común de electricidad: *“... es deseable que la operación de interconexiones intracomunitarias y el desarrollo de transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros, conduzca al desarrollo de sistemas regionales interconectados y al futuro fun-*

---

11. Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Desde entonces, Venezuela se incorporó a la CAN en 1973 y se retiró en 2006, mientras que Chile se retiró en 1975 y se reincorporó en 2006.

*cionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina.”*

La Decisión 536 no provee el diseño de mercado para el futuro mercado común. Sin embargo, establece algunos principios que deberían guiar a los países miembros a incrementar la convergencia, a saber: “...*Las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos países, sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales”*.”

Estos principios generales fueron detallados de la siguiente manera (los artículos relevantes se citan textualmente a continuación):

“Art. 1.- La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina se hará conforme a las siguientes reglas:

1. Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

2. Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.

4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.

5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.

6. Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.

7. Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado eléctrico de los países, respetando los contra-

tos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.

8. Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.

9. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.

10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.

11. Los Países Miembros no concederán ningún tipo subsidio a las exportaciones ni importaciones electricidad; tampoco impondrán aranceles restricciones específicas a las importaciones exportaciones intracomunitarias de electricidad.

12. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

Art. 3.- Un agente debidamente autorizado y habilitado para comercializar internacionalmente electricidad en un País Miembro podrá realizar este tipo de actividades en cualquiera de los demás Países Miembros.

Art. 5.- Las restricciones e inflexibilidades operativas asociadas con las transacciones de importación y exportación serán tratadas en las mismas condiciones para agentes internos y externos.

Art. 6.- La importación y la exportación de electricidad estarán sujetas a los mismos cargos propios del sector eléctrico, que se aplican a la generación y demandas locales.

Art. 9.- En los procesos de planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, cada país Miembro tomará en cuenta la información de los demás países buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional.

Art. 12.- El despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda de los países de la Subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre países, de conformidad con las respectivas regulaciones.

Art. 13.- Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo no estarán condicionadas a la existencia de excedentes y únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales.

Art. 14.- Los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros serán los entes encargados de liquidar de manera coordinada las transacciones internacionales de electricidad. Para este fin, de conformidad con las respectivas regulaciones, los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros liquidarán de manera coordinada los intercambios internacionales de energía, a través de la suscripción de acuerdos de administración de los mercados, liquidación de las transacciones e intercambio de información.

Art. 15.- Los operadores de los sistemas eléctricos de los Países Miembros celebrarán acuerdos para la coordinación de la operación de los enlaces internacionales.

Art. 16.- Los administradores de los mercados de los Países Miembros constituirán garantías que cubran el monto esperado de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo. La metodología para el cálculo de dichas garantías será desarrollada en conjunto por los reguladores. Sólo podrán efectuarse transacciones internacionales de electricidad de corto plazo si existen tales garantías.

Art. 17.- Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo serán consideradas en la asignación y pago del cargo por capacidad en condiciones similares a los agentes internos de cada país. En tal sentido, la importación o exportación recibirá o pagará, respectivamente, el cargo por capacidad.

Art. 18.- La definición de los precios de la electricidad en cada lado de la frontera deberá considerar todos los cargos propios del sector eléctrico existentes en cada sistema y expresarse en dólares de los Estados Unidos de América.”

Luego de la publicación de la Decisión 536, los países miembros y las autoridades regulatorias han emitido varios documentos. Algunos documentos de naturaleza transitoria, publicados en 2002 y 2003 en Colombia y en Ecuador, permiten el uso efectivo de la interconexión entre esos dos países –sólo para transacciones *spot* a corto plazo– que comenzaron en marzo de 2003.

Dos decisiones tomadas por CONELEC y por CREG entre los años 2003 y 2004 tienen particular relevancia, en el contexto del presente estudio.

La Resolución CREG 004-2003 y la Regulación CONELEC 002-2004 establecieron los respectivos marcos regulatorios nacionales para el comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador, armonizando las reglas que rigen el acceso a la interconexión y los procesos comerciales, incluyendo la fijación de precios y los procedimientos de ajuste. Estos dos documentos han

regido el comercio fronterizo de electricidad entre Colombia y Ecuador desde 2004 y han sido desde entonces complementados y modificados parcialmente por las respectivas autoridades regulatorias<sup>12</sup>.

## **Comercio internacional de electricidad en el contexto de la integración política y regional**

Como se mencionó en el segmento previo, Colombia y Ecuador siempre han estado comprometidos en la cooperación política y económica regional. Ambos países suscribieron el Acuerdo de Cartagena en 1969 y participaron en varias iniciativas multilaterales enfocadas al aumento y ampliación de la cooperación regional.

Casi 40 años después de que el Acuerdo de Cartagena fuera firmado, la CAN mantiene la ambición de alcanzar una mayor integración política y económica:

*“Nosotros somos una Comunidad de cuatro países que voluntariamente decidieron unirse con el propósito de alcanzar un desarrollo más rápido, mejor balanceado y más autónomo desarrollo por la integración Andina, Sur Americana y Latinoamericana.*

*Hemos planificado avanzar adelante en profundizar un proceso **integral de integración** que contribuirá efectivamente con el desarrollo humano sostenible y equitativo, con el propósito de vivir mejor, con respecto a la diversidad y asimetría que aglutina las diferentes visiones, modelos y enfoques, y que convergerá en la formación de la Unión de Naciones de Sur América (UNASUR)”<sup>13</sup>.*

Mas aún, la CAN es en sí misma un “Sistema legal Supranacional que es sólo comparable con la Unión Europea”<sup>14</sup>.

En abril de 2007, los jefes de estado de los Gobiernos de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Uruguay, Surinam y Venezuela firmaron la *Declaración de Margarita sobre Construcción de la Integración Energética del Sur*. Los jefes de estado acordaron, entre otras cosas, “promover el desarrollo y la expansión de la infraestructura de integración de la energía mediante inversiones conjuntas con el propósito primario de asegurar que los recursos de los países productores alcancen a todos los países de la región de Suramérica y contribuya con la equidad y justicia social”<sup>15</sup>.

Todos los acuerdos y declaraciones suscritos por los estados andinos en general, y por Colombia y Ecuador en particular, manifiestan un deseo político claro de acelerar la integración de sus mercados de energía hacia un mercado común.

---

12. En Ecuador la Regulación previa No. CONELEC 001/03 fue reemplazada el 19 de febrero de 2003 por la Regulación de transición N° CONELEC 002/03 la cual fue modificada por la Resolución N° 084/03 del 2 de abril de 2003 y finalmente reemplazada mediante la Regulación CONELEC No. 002/04 el 3 de agosto de 2004, recientemente modificada mediante la Resolución N° 055/08 del 15 de mayo de 2008. En Colombia la Resolución 004-2003 del 12 de febrero de 2003 fue complementada mediante la Resolución 014-2004 del 12 de febrero del 2004 y modificada en parte mediante la Resolución 060-2004 del 10 de agosto de 2004.

13. <http://www.comunidadandina.org/ingles/who.htm>

14. <http://www.comunidadandina.org/ingles/who.htm>

15. <http://www.comunidadandina.org/INGLES/documentos/documents/unasur17-4-07.htm>

Por consiguiente, las dificultades técnicas, económicas, regulatorias e incluso políticas que hasta el momento han retrasado la ejecución de este proyecto deben ser interpretadas como accidentes pasajeros de un proceso de aprendizaje que requiere ajustes apropiados, en lugar de un fracaso irreparable.

La Decisión 536 debe ser interpretada en el contexto de su perspectiva a largo plazo. Es muy importante analizar la Decisión 536 con relación a los antecedentes políticos mencionados arriba, a objeto de no sólo evaluar el caso de Colombia y Ecuador, sino también de discutir el desarrollo de un marco regulatorio para el comercio internacional de electricidad en la CAN que sea estable, eficiente y justo.

Como se señaló anteriormente, la Decisión 536 no proporciona un diseño para el mercado común de energía. De hecho, la Decisión 536, al igual que las directrices europeas no, pretende definir un diseño único de mercado supranacional que abarque todos los generadores, distribuidores y consumidores en la región sino que explícitamente apunta hacia la *“autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales”*. Por lo tanto, asume que cada estado miembro definirá e implementará su propio modelo nacional.

La meta de la Decisión 536 es establecer *“un marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y los marcos regulatorios de los Países Miembros, que facilite las interconexiones y los intercambios de electricidad”*. Por lo tanto, la Decisión 536 proporciona un conjunto de principios globales que regirán el *“futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina”*.

Este enfoque es muy similar al adoptado por la Unión Europea a través del establecimiento de *reglas comunes* implementadas por los países miembros sin la imposición de un solo diseño de mercado.

Debe señalarse que un acercamiento de abajo hacia arriba (*bottom-up approach*), basado en el aumento de la armonización de los marcos regulatorios nacionales y la convergencia de los mercados nacionales, requiere una colaboración más cercana, una disciplina más rígida, una supervisión cada vez más efectiva y establecer mecanismos de resolución de controversias que un acercamiento de arriba hacia abajo (*top-down approach*) basado en la implementación de un único diseño específico de mercado. Claramente, un proceso de integración basado en procesos de armonización paso a paso de marcos nacionales requiere enormes esfuerzos de coordinación, ya que de otra manera la meta final de alcanzar un alto grado de integración podría nunca ser alcanzada, o podría sólo alcanzarse a altos costos y considerable pérdidas de eficiencia.

Por otra parte, moverse desde un conjunto de monopolios nacionales a un mercado completamente integrado, liberalizado, competitivo y supranacional de un solo paso es un proceso tan complejo y exigente que no ha sido implementado en ninguna parte del mundo.

El primer principio fundamental establecido en la Decisión 536 es por consiguiente que *el desarrollo de sistemas regionales interconectados y el futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina* estará basado en la *autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales* y en una adecuada armonización de los *aspectos legales y regulatorios*. Este principio es llamado frecuentemente *subsidiaridad*.

El segundo principio importante presente en la Decisión 536 es la no discriminación: las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los países miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos países (Preámbulo).

La aplicación de este principio general le concierne tanto a los estados como a los agentes: *Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad* (Artículo 1, párrafo 1). La primera parte de este párrafo evita a los países miembros la introducción de impuestos de importación y exportación, gravámenes, subsidios o cualquier otra clase de barrera técnica o económica en las interconexiones entre países. Esta idea está reforzada en el párrafo 11, Artículo 1 y en el Artículo 6, respectivamente:

*“Los Países Miembros no concederán ningún tipo subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles o restricciones específicas a las importaciones exportaciones intracomunitarias de electricidad.*

*Art. 6.- La importación y la exportación de electricidad estarán sujetas a los mismos cargos propios del sector eléctrico, que se aplican a la generación y demandas locales”.*

La preocupación del legislador con el rol perjudicial de los subsidios es expresada aun más claramente en el párrafo 6, Artículo 1: *“Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado eléctrico, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante”.*

Este párrafo obliga a los países miembros a asegurar que las tarifas de electricidad (reguladas) reflejan el costo, evitando así subsidios cruzados, no sólo entre consumidores nacionales y no nacionales, sino también entre diferentes clases de consumidores nacionales y entre diferentes actividades a lo largo de la cadena de valor (p.e., entre generación, transmisión y distribución). Además, la Decisión 536 requiere que los países miembros supervisen los mercados de energía para hacer cumplir la ley de competencia de tal forma que los precios (no regulados, de mercado) reflejen los costos reales (los abusos de la posición dominante y las prácticas discriminatorias generalmente conducen a distorsiones de precios).

La segunda parte del párrafo 1, Artículo 1, va aún más allá que la primera: establece que los agentes del mercado no pueden ser discriminados en ninguno de los países miembros. Esto significa, por ejemplo, que si un generador o distribuidor es autorizado a vender electricidad a clientes elegibles en uno o más de los países miembros, también tendrá el derecho de vender electricidad a clientes elegibles en otro de los países miembros<sup>16</sup>.

Inversamente, si un consumidor específico dado en uno de los países miembros cumple con los criterios de elegibilidad aplicable en otro de los países miembros (expresado en términos de nivel de voltaje, consumo anual, capacidad contractual o cualquier otra) tiene el derecho de comprarle a uno de los vendedores autorizados en ese país miembro, bajo las mismas condiciones que el consumidor disfrutaría si estuviese ubicado físicamente en ese país.

Este *principio de reconocimiento mutuo* de los agentes del mercado está explícitamente impuesto en el párrafo 7, Artículo 1 hasta los Artículos 2 y 3: “*Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado eléctrico de los países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales*”.

Art. 2.- Las autorizaciones, licencias, permisos o concesiones para la actuación en el mercado eléctrico o para la realización de transacciones comerciales internacionales no podrán ser negados cuando el interesado haya cumplido los requisitos señalados en la normativa del País sede para sus propios agentes.

Art. 3.- Un agente debidamente autorizado y habilitado para comercializar internacionalmente electricidad en un País Miembro podrá realizar este tipo de actividades en cualquiera de los demás Países Miembros.

Además de establecer los principios de subsidiaridad, no discriminación y reconocimiento mutuo, la Decisión 536 añade cuatro aspectos importantes de la interconexión:

- a) Planificación/construcción
- b) Operación/gestión-manejo
- c) Remuneración/pago
- d) Accesos/uso

Con relación a la planificación, el objetivo es claramente el desarrollar una red regional coordinada:

“Art. 8.- Los Países Miembros garantizarán un acceso libre, oportuno y

---

16. El criterio de elegibilidad o bordes de elegibilidad puede variar de país a país y por consiguiente este generador o proveedor puede ser legalmente impedido para vender a esos consumidores elegibles en los países limítrofes quienes no deberían ser elegibles en su propio país. Sin embargo, la aplicación de este “principio de reciprocidad” no está previsto en la Decisión 536.

transparente a la información que los organismos y los agentes del mercado requieran para la planificación de construcción de enlaces internacionales, incluyendo datos acerca de los recursos, oferta y demanda.

Art. 9.- En los procesos de planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, cada país Miembro tomará en cuenta la información de los demás países buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional.

Art. 10.- Los Países Miembros coordinarán los procesos dirigidos a la construcción de enlaces. En el caso de que dichos enlaces sean considerados como activos de uso común, la coordinación será efectuada por los organismos encargados de la licitación para su realización”.

A nivel operativo, la coordinación es también un objetivo mayor:

“Art. 15.- Los operadores de los sistemas eléctricos de los Países Miembros celebrarán acuerdos para la coordinación de la operación de los enlaces internacionales.

Art. 19.- Los Países Miembros impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad”.

Con relación al manejo de la congestión (*Tratamiento de restricciones e inflexibilidades*), la Decisión 536 sólo replantea el principio de no discriminación, sin proporcionar ninguna solución técnica:

“Art. 5.- Las restricciones e inflexibilidades operativas asociadas con las transacciones de importación y exportación serán tratadas en las mismas condiciones para agentes internos y externos”.

Con relación a la remuneración de las interconexiones y el pago por su uso, la Decisión 536 establece las reglas siguientes: *“La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad”* (párrafo 5, Artículo 1). *“Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo* (párrafo 10, Artículo 1). *Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales”* (párrafo 9, Artículo 1).

Esas reglas sugieren que no debería haber ninguna tarifa específica para las interconexiones y por lo tanto el valor de las interconexiones debería estar incluido en el valor base de los activos de la transmisión general de los países involucrados. En otras palabras, las tarifas reguladas de transmisión pagadas

por la red de usuarios incluyen todos los costos de transmisión concernientes a la infraestructura nacional como a las instalaciones internacionales. Adicionalmente, el párrafo 10, Artículo 1, establece que los propietarios de las redes de transmisión no tienen derecho a recibir *ganancias inesperadas* resultantes de la congestión en las interconexiones.

Con relación al uso de las interconexiones, y en particular el derecho de acceso a las interconexiones, la Decisión 536 contempla dos situaciones, descritas en el párrafo 2 y 8 del Artículo 1, respectivamente:

*“Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.*

*Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo”.*

El párrafo 2 Artículo 1 sugiere que los agentes de mercado tengan libre acceso a las interconexiones. En particular, los agentes de mercado pueden negociar contratos bilaterales, siempre que ellos estén previstos en el modelo de organización del mercado nacional estableciendo, entre otras cosas, diferentes plazos contractuales. Esta idea esta reforzada por el párrafo 7, Artículo 1:

*“Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado eléctrico de los países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales”.*

El hecho de que el posible uso de las interconexiones por transacciones a corto plazo se menciona en el párrafo 8 (por tanto, después de los párrafos 2 y 7) sugiere que el legislador consideró los contratos bilaterales como la regla general y las transacciones a corto plazo como una posibilidad de segundo orden.

El concepto del legislador sobre la coexistencia de contratos bilaterales (libre acceso) y las transacciones a corto plazo basadas en mercados *spot* (*transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo*) es confirmada por la existencia de diferentes provisiones concernientes a esas dos familias de relaciones contractuales. Las transacciones a corto plazo están regidas por el párrafo 12, artículo 1:

*“Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados”.*

Por otra parte, las transacciones bilaterales están regidas por el párrafo 3 y 4 del Artículo 1, respectivamente:

*“El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.”*

*Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas”.*

Esas dos previsiones no están muy claras: mientras que el párrafo tres sugiere que el uso de las interconexiones debería estar basado en subastas implícitas (*“El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados”*), el párrafo cuatro sugiere que el uso de las interconexiones debería o podría estar basado en subastas explícitas (*“Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas”*).

### **Evolución del comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador**

El comercio de electricidad significativo entre Colombia y Ecuador comenzó en marzo de 2003, cuando una línea nueva de 230 kV, 350 MW entró en operación. Los cuadros 1 y 2 muestran el físico y el correspondiente flujo de efectivo entre los dos países en el período marzo 2003-diciembre 2007 de acuerdo a fuentes públicas de Ecuador (CONELEC<sup>17</sup>) y Colombia (XM<sup>18</sup>). Las diferencias entre los dos cuadros son menores.

**Cuadro 1**  
**Comercio de electricidad entre Colombia y Ecuador (2003-2007) (CONELEC)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2007
<b>Ecuador &gt; Colombia</b>							
GWh	67,00	34,97	16,03	1,07	38,39	157,46	
millón USD	2,49	0,76	0,50	0,05	1,29	5,09	
av. precio USD ¢/kWh	3,72	2,17	3,12	4,58	3,36	3,23	
<b>Colombia &gt; Ecuador</b>							
GWh	1.120,00	1.642,00	1.716,00	1.570,47	860,87	6.909,34	
millón USD	81,72	134,11	148,55	124,98	65,68	555,04	
av. precio USD ¢/kWh	7,30	8,17	8,66	7,96	7,63	8,03	

Fuente: Conelec, 2008.

17. Datos del informe estadístico anual de CONELEC disponibles en <http://www.conelec.gov.ec/>

18. Datos de XM: "Evolución de las transacciones internacionales de electricidad junio 2008". Documento XM-MEM-2008-018. Disponible en <http://www.xm.com.co/Informe%20TIE/TIE-junio-2008.pdf>

**Cuadro 2**

**Comercio de electricidad entre Colombia y Ecuador (2003-2007) (XM)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2003	2007
<b>Ecuador &gt; Colombia</b>							
GWh	67,20	34,97	16,02	1,07	38,39	157,65	
millón USD	2,47	0,73	0,50	0,05	1,33	5,08	
av. precio USD ¢/kWh	3,68	2,09	3,12	4,67	3,46	3,22	
<b>Colombia &gt; Ecuador</b>							
GWh	1.129,26	1.681,08	1.757,88	1.608,62	876,60	7.053,44	
millón USD	80,30	135,10	151,73	127,10	66,26	560,49	
av. precio USD ¢/kWh	7,11	8,04	8,63	7,90	7,56	7,95	

Fuente: XM, 2008.

El comercio de electricidad fue establecido no sólo por razones comerciales debido a los diferentes precios de la energía en ambos lados de la frontera, sino también por razones de seguridad de suministro y calidad del suministro, como lo reconocen ambas autoridades regulatorias:

*“La Importación de energía desde Colombia se realizó mediante las líneas de transmisión a 138 kV (Pasto-Pomasqui-15,05 GWh-) y a 230 kV (Jamondino-Pomasqui-1 104,56 GWh-). Esta última entró en operación en el mes de marzo de 2003 y constituyó una gran ayuda para cubrir el déficit de producción de energía y evitó que se recurra a los racionamientos”<sup>19</sup>.*

*“La experiencia de Colombia y Ecuador obtenida a través de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (iniciadas el 1 de marzo de 2003), ha arrojado beneficios importantes para los dos países, no sólo desde el punto de vista económico, sino desde el punto de vista de calidad y seguridad de los sistemas eléctricos. El mecanismo de comparación de precios de los mercados, permite que cada hora la electricidad fluya desde el país que oferta precios más bajos hacia el que presenta precios más altos, generando la optimización del Sistema Integrado. (...). Al ser la oferta de precios la que determina el flujo de la transacción, el esquema opera bidireccionalmente. Aunque la mayor parte del tiempo Colombia ha exportado a Ecuador, también ha habido períodos horarios en que el mercado ecuatoriano ha sido más económico (...). Por otro lado se ha mejorado la calidad y la confiabilidad del suministro gracias a las interconexiones. Es así como se ha cubierto generación de seguridad a precios más competitivos y en otros casos se han evitado racionamientos locales. La calidad del sistema y la frecuencia, han mejorado en los dos países”<sup>20</sup>.*

En 2003, los precios diferenciales entre los dos mercados de electricidad siguieron el patrón descrito en el Gráfico 1<sup>21</sup> el cual es explicado “entre otras circunstancias, por las condiciones de desarrollo de la competencia en la actividad de generación en Colombia, y por las condiciones técnicas del parque generador, que permiten que el Precio de Oferta de exportación del sistema

19. CONELEC: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2003, pág. 18.

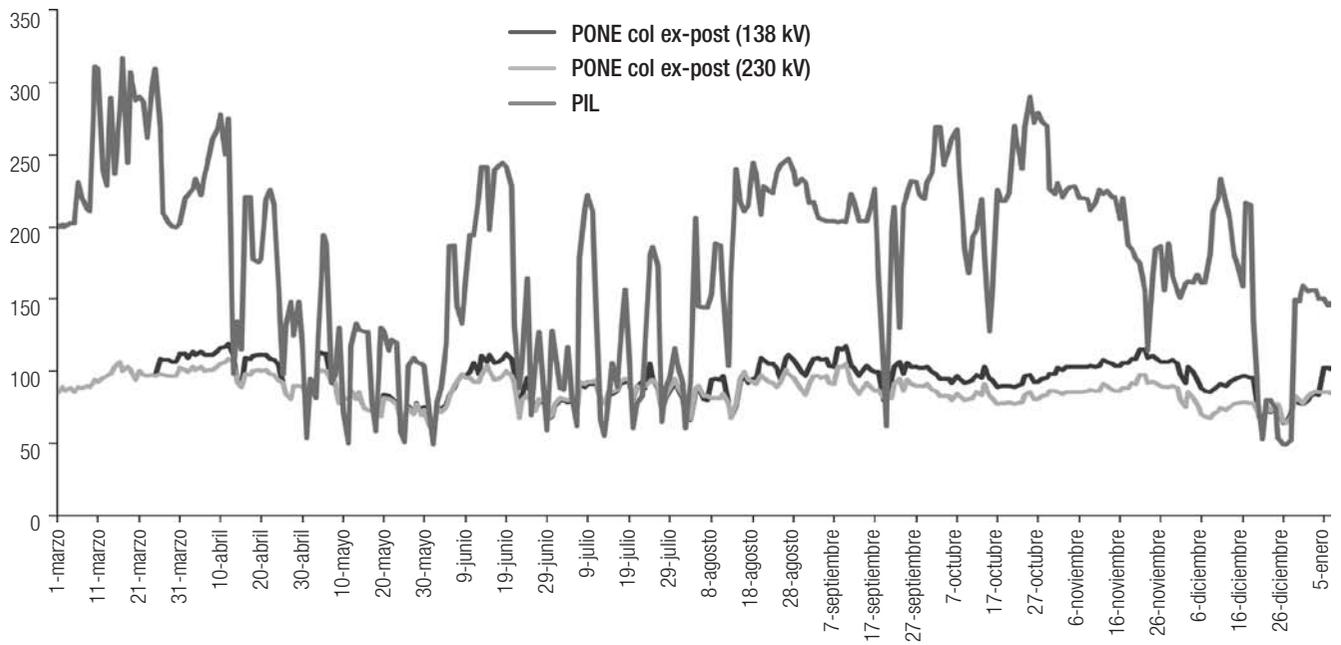
Disponible en: [http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/e\\_2003.pdf](http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/e_2003.pdf)

20. CREG: “Informe al congreso de la República. Período 2003-abril de 2004 y perspectivas para 2004”, pp. 6-9. Disponible en: [http://www.creg.gov.co/upload/documentos/Memorias\\_CREG\\_2003-2004.doc](http://www.creg.gov.co/upload/documentos/Memorias_CREG_2003-2004.doc)

21. Ibid., p. 8.

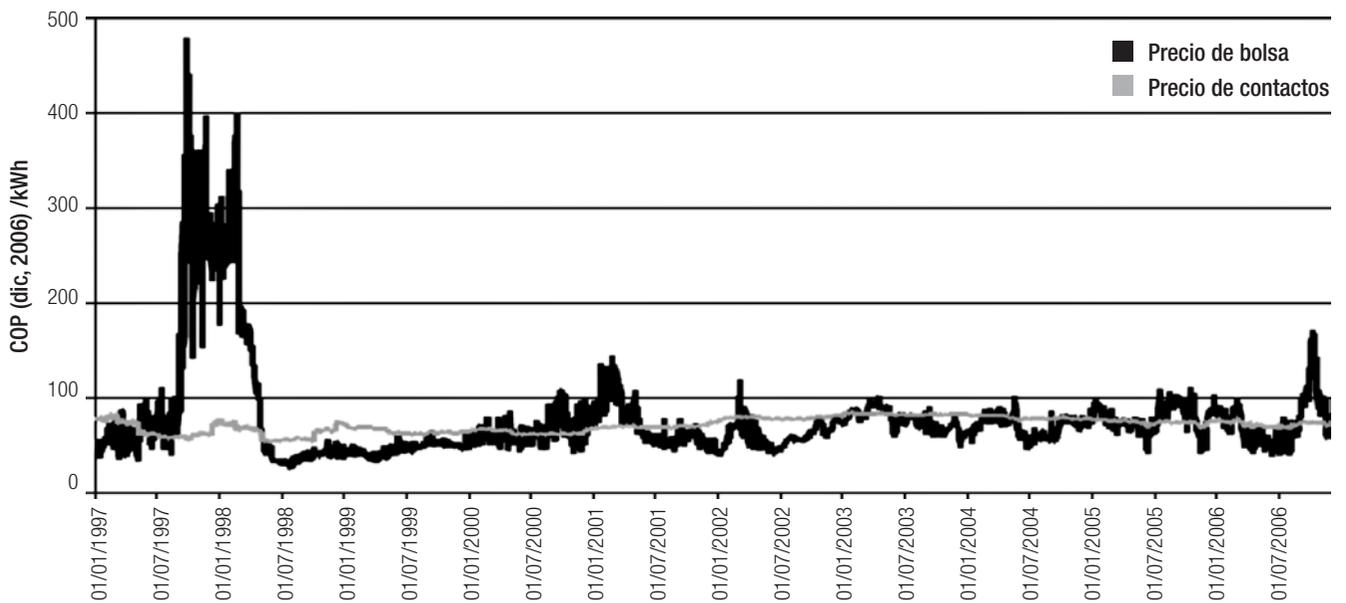
colombiano haya sido en general más competitivo frente a los precios ofertados por el sistema ecuatoriano<sup>22</sup>.

**Gráfico 1**  
Precios diferenciales (establecidos en septiembre) entre Colombia y Ecuador (2003)



Fuente: CREG, 2003.

**Gráfico 2**  
Precios actuales de electricidad en Colombia (1997-2007)



Fuente: CREG, 2003.

22. Ibidem.

El considerable incremento de los precios de electricidad en Colombia, en 2007 (ver Gráfico 2<sup>23</sup>, página 23) explica la disminución del 50% de las exportaciones a Ecuador en ese año, con relación a los años previos.

Con respecto al marco regulatorio del comercio internacional de electricidad entre ambos países, los siguientes aspectos, tal y como son descritos por CREG, son de particular importancia:

*“La Interconexión Internacional es el conjunto de líneas y/o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación (Resolución CREG-057 de 1998). Las importaciones y/o exportaciones de energía y las transacciones comerciales que se realicen para tal fin, deberán estar representadas por una empresa de Generación y/o Comercialización ESP constituida en Colombia y registrada en el Mercado Mayorista de Electricidad. Las Interconexiones Internacionales se consideran Activos de Conexión.*

*Las Interconexiones Internacionales que hacen parte de un Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local (STR y/o SDL), existentes con anterioridad al 1 de junio de 1998, tendrán hasta el 1º de Enero del 2003 para cumplir plenamente con la regulación establecida para estas interconexiones.*

*Para efectos de liquidar las transacciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, cada interconexión internacional es considerada como una unidad de generación. En el caso de exportaciones de Energía Eléctrica, se calcula primero el precio de bolsa del mercado doméstico, que considera únicamente la demanda doméstica; luego se calcula el precio de bolsa del mercado internacional que incluye la demanda internacional. (Resolución CREG-112 de 1998)*

*Las importaciones que realice un Comercializador o un Generador, pagarán Cargos por Uso del STN como una planta térmica de capacidad equivalente a la máxima transferencia de energía horaria registrada en el mes que se esté facturando; y las exportaciones que realice un Generador o Comercializador pagarán Cargos por Uso del STN de acuerdo con la energía realmente exportada. (Resolución CREG-08 de 1997)<sup>24</sup>.*

*En desarrollo del programa de Integración Energética Regional y del mandato de la Decisión CAN, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó la Resolución 004 de 2003, que contiene el Marco Regulatorio aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo-TIE, en cuanto a sus aspectos operativos y comerciales. Con esta Resolución se armoniza la regulación para el desarrollo del despacho económico coordinado, para la operación de un mercado regulatoriamente integrado con países miembros de la Comunidad Andina, y con los demás países que desarrollen Transacciones Interna-*

23. CREG. "Cargo por confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo". Disponible en <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf>

24. <http://www.creg.gov.co/>

*cionales de Electricidad de Corto Plazo con Colombia. Igualmente la Comisión emitió varias resoluciones complementarias sobre el tema las cuales son:*

- Resolución CREG 001 de 2003 - Limitación de suministro
- Resolución CREG 006 de 2003 - Ajustes comerciales
- Resolución CREG 007 de 2003 - Ajuste garantías
- Resolución CREG 014 de 2004 - Complemento a la Resolución CREG 004 de 2003

*Las ventas efectuadas en el año 2003 por el sistema eléctrico colombiano, representan ingresos por exportaciones de aproximadamente USD 80,6 millones, recursos que sirvieron para remunerar a todos los agentes del mercado para cubrir los costos asociados con la entrega de la energía en el nodo de frontera (USD 35,6 millones), así como para aliviar la tarifa eléctrica al usuario final (USD 45 millones), a través de un menor costo de restricciones, lo cual se obtiene a través de las rentas de congestión.*

*Es importante indicar que el 80% de las rentas de congestión tendrán el objeto de cubrir hasta cuarenta pesos COP40/kWh hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, y en zonas subnormales urbanas, de acuerdo con la Ley 812 de 2003<sup>25</sup>.*

Como se mencionó previamente, la Resolución CREG 004-2003 y la Regulación CONELEC 002/04 establecieron los marcos regulatorios nacionales para el comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador, armonizando las reglas que rigen el acceso a la interconexión y los procedimientos de comercialización, incluyendo la fijación de precios y los procedimientos de ajuste. Estos dos documentos han gobernado el comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador desde 2004, a pesar de que se han introducido de ambos lados algunas modificaciones desde entonces.

El mecanismo del comercio internacional de electricidad puesto en marcha entre los años 2003 y 2004 por las dos autoridades regulatorias puede ser resumido brevemente de la forma siguiente:

*“El esquema de TIEs establece un mecanismo de coordinación de despachos basado en los precios del mercado spot de cada país, lo que hace posible flujos de energía en ambos sentidos de acuerdo con las diferencias de precios en los nodos terminales de los enlaces internacionales. Los precios de oferta de cada país deben considerar tanto los precios de generación, como todos los otros cargos adicionales en cada sistema, para colocar la energía en dichos nodos. (...) Para la realización de las TIEs se establecen diariamente los precios horarios máximos de importación y de oferta de exportación en las fronteras de cada país, o nodos de las interconexiones internacionales, incluyendo todos los cargos correspondientes en cada mercado. Con base en estos valores se realiza un*

---

25. CREG: "Informe al congreso de la República. Período 2003-abril de 2004 y perspectivas para 2004", pp. 6-7. Disponible en: [http://www.creg.gov.co/upload/documentos/Memorias\\_CREG\\_2003-2004.doc](http://www.creg.gov.co/upload/documentos/Memorias_CREG_2003-2004.doc)

*despacho económico coordinado que determina el programa de intercambios de importación o exportación para cada período horario del día siguiente, los cuales son integrados a los despachos económicos nacionales. Los administradores de los mercados involucrados son responsables de la administración, liquidación y pago de las TIEs, incluyendo las garantías de pago asociadas. Las transacciones son liquidadas y pagadas al país exportador al precio del mercado del país importador (...). De otro lado, debido al límite de transferencia que tienen las líneas de la interconexión se da una diferencia de precios entre el país importador y el país exportador lo que conlleva a un beneficio. La condición de generador adquirida por el país exportador hace que esta diferencia sea equivalente a la que recibe cualquiera de los generadores instalados en el país importador, denominada como rentas de congestión o inframarginales y que corresponde a la diferencia entre el precio de oferta de cada generador y el precio de bolsa del mercado importador (...). Cuando se realiza una importación, la TIE se considera como un generador más del Sistema y participa en el proceso del despacho ideal por mérito con una disponibilidad igual a la importación real. En el caso de una exportación, la TIE se considera una demanda del SIN y participa de todos los cargos que le corresponda, como a cualquier demanda nacional (...). El precio de oferta horario en el nodo frontera de exportación conforma la curva escalonada horaria de precios que es informado entre los Operadores de Sistemas, asociado al precio, se declara la energía de importación o exportación en cada nodo, la cual no debe sobrepasar la capacidad máxima de intercambio por el enlace internacional. Esta curva horaria es resultado de la declaración de ofertas comerciales de los generadores, los cuales no verán una diferencia entre ofertas nacionales e internacionales. En el caso de activarse una exportación, los generadores verán un incremento de la demanda”<sup>26</sup>.*

Los volúmenes del comercio internacional de electricidad entre Colombia y Ecuador en el período marzo 2003-diciembre 2007 se presentan en el Cuadro 1. Sin embargo, dicho cuadro no identifica las rentas de congestión como se establece bajo la Resolución CREG 004-2003 y la Regulación CONELEC 002/04. Alrededor del 50% del total de los flujos financieros corresponde a rentas de congestión, tal y como se explica en el siguiente párrafo y se describe en el Cuadro 3 a continuación.

*“De acuerdo con la estadística de las TIE, durante el período comprendido entre abril de 2003 y mayo de 2007, Ecuador ha pagado a Colombia USD 525,77 millones por la importación de energía desde dicho país, mientras que ha recibido por concepto de exportación USD 4,34 millones. El 51% de la facturación total (USD 264,54 millones) corresponden a las rentas de congestión, que de acuerdo con la modalidad de reparto vigente, son asignadas mayoritariamente al país exportador. En este contexto, le ha correspondido el 97,1% de las rentas de congestión a Colombia y el 2,9% al Ecuador. Para el período de marzo de 2003 hasta diciembre de 2007, el costo adicional que ha tenido la demanda colombiana por efecto de la exportación de energía hacia el Ecuador, asciende a USD 130 millones”<sup>27</sup>.*

26. CREG: “Transacciones internacionales de electricidad de corto plazo-TIE”. Escrito proporcionado por CREG al autor.

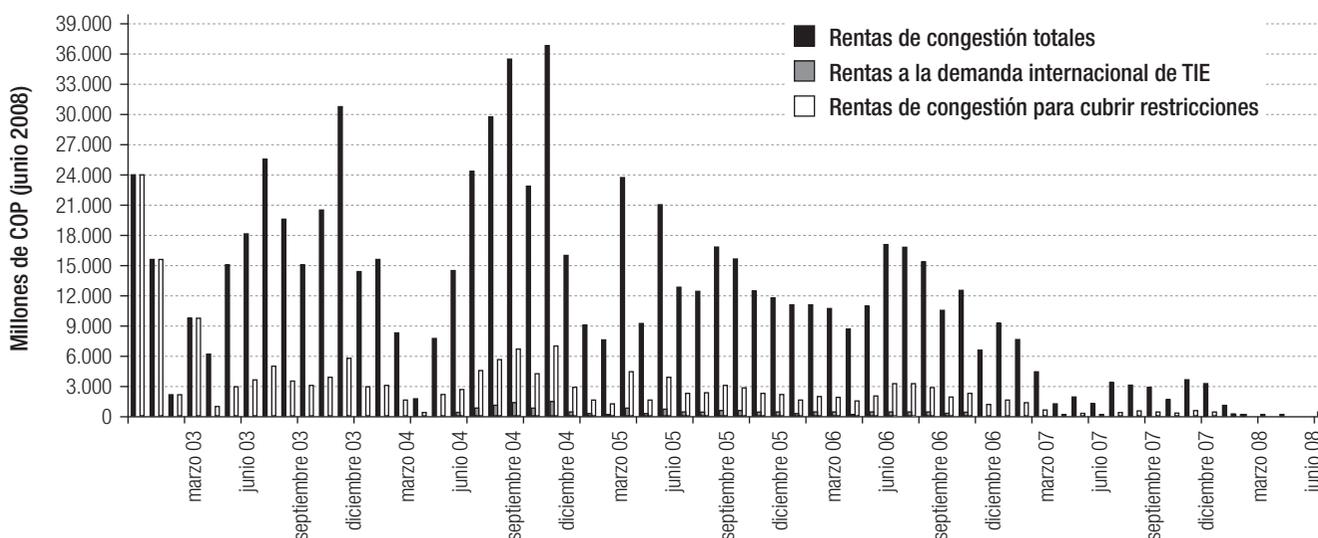
27. Términos de referencia del presente estudio.

**Cuadro 3**  
**Rentas de congestión (abril 2003-mayo 2007) (en USD)**

Rentas de congestión			
Fecha	Rentas de congestión totales	Rentas de congestión Colombia	Rentas de congestión Ecuador
Total 2003	44,35	44,35	0
Total 2004	76,83	74,9	1,93
Total 2005	75,56	72,37	3,19
Total 2006	56,86	54,55	2,31
Total 2007	10,94	10,63	0,31
Total historia	264,54	256,8	7,74

Fuente: elaboración propia.

**Gráfico 3**  
**Rentas de congestión (marzo 2003-junio 2008)**



Fuente: CREG, 2003

El Gráfico 3 presenta los mismos valores de las rentas totales de congestión, así como también información más desagregada, como lo proporcionó XM<sup>28</sup>.

*“En el año 2003, las Rentas de Congestión se asignaron en su totalidad para Colombia. Esta situación cambió de manera muy ligera a partir de agosto de 2004, cuando como resultado de un análisis al interior de los Organismos Reguladores, propuesto por el Ecuador, se incluyó a la exportación hacia Ecuador, como parte de la demanda atendida por el mercado colombiano. Con ello las cifras se movieron ligeramente (...)”<sup>29</sup>.*

28. XM: “Evolución de las transacciones internacionales de electricidad junio 2008”. Documento XM-MEM-2008-018. Disponible en <http://www.xm.com.co/Informe%20TIE/TIE-junio-2008.pdf>

29. CONELEC: Análisis del Informe: “Propuesta de armonización de marcos normativos”. Anexo a las minutas de la reunión XIX de GTOR el 2 de agosto de 2007.

## **Visiones de Colombia y Ecuador sobre el comercio fronterizo de electricidad y sobre la asignación de rentas de congestión**

Este Segmento no pretende proporcionar una descripción exhaustiva de las visiones expresadas por CREG y CONELEC sobre la interconexión en general y sobre las asignaciones de rentas de congestión en particular, solamente proporciona una lista corta de los que parecen ser los puntos más polémicos a objeto de facilitar la discusión en la parte 2 del presente informe.

CREG considera:

- [1] “Que la asignación de las rentas de congestión al país exportador cumple con los principios establecidos en el Documento “Acuerdo para la Interconexión Regional de Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de energía Eléctrica” y en la Decisión 536.
- [2] Que modificar dicha asignación implica cambiar los principios establecidos en la Decisión 536”<sup>30</sup>.

Además, CREG establece que:

- [3] *“Las rentas de congestión deben asignarse al país exportador y específicamente a la demanda y reducir la tarifa al usuario final. Además se elimina la necesidad de proteger al usuario nacional y se busca como objetivo de largo plazo que se llegue a un mercado regional. En este contexto se permite el aumento de precios a la demanda del país exportador; pero se la compensa con las rentas de congestión. De esta forma la tarifa al usuario final importador se disminuye y se compensa el aumento en la tarifa al usuario del país exportador”*<sup>31</sup>.

Por otra parte, CONELEC establece que:

- [4] “Las rentas de congestión deben ser asignadas a las demandas de los dos países. (...).

El mecanismo en cuestión deberá ser tal que asigne las rentas de congestión que se produzcan por la diferencia de precios en los extremos del enlace, a las demandas de los países involucrados, en proporción directa con las inversiones eficientes realizadas por cada uno de ellos.

- [5] Considerando el desequilibrio histórico que ha existido desde marzo 2003, producto de un mecanismo de asignación de rentas de congestión que no se fundamenta en criterios técnicos-económicos válidos, es necesario establecer un reparto de las rentas de congestión de tal forma que el 100% de éstas sean asignadas a Ecuador hasta com-

---

30. “Informe de Colombia de la reunión del Grupo de Trabajo del GTOR. Lima, Julio 31 y Agosto 1 de 2007”. Anexo a las minutas de la reunión XIX anual de GTOR el 2 de agosto de 2007.

31. Ibid.

pensar el desequilibrio acumulado, luego de lo cual se adoptará el mecanismo planteado en el párrafo anterior”<sup>32</sup>.

CONELEC también establece que:

[6] *“Sin embargo, al margen de no haberse incluido en el texto de la Decisión 536, la forma de asignación de las Rentas de Congestión entre países, los principios contenidos en el Informe: Propuesta de armonización de marcos normativos-noviembre de 2001, son válidos y deben ser aplicados”*<sup>33</sup>.

Finalmente, CONELEC establece que:

[7] *“en la Decisión Aclaratoria y Complementaria de la Decisión 536 que se expida para el efecto, debe constar en forma expresa la figura de Trato Preferencial a Ecuador y Bolivia”*<sup>34</sup>.

### **Experiencias internacionales concernientes al manejo de la congestión en los mercados supranacionales**

Por muchas décadas, el suministro de electricidad fue considerado un monopolio. Por una parte, la economía de la generación, transmisión y distribución de electricidad justificó la existencia de los monopolios verticalmente integrados. Por otra parte, el deseo social y político de dar a los ciudadanos acceso al sistema de electricidad también justificó la existencia de monopolios encargados de esta misión de interés público.

En algunos países, se establecieron monopolios nacionales; en otros países se establecieron monopolios regionales cubriendo diferentes áreas geográficas. En algunos casos las compañías de distribución de electricidad fueron privadas, en otros casos fueron propiedad del Estado o de los gobiernos regionales o locales.

La interconexión de sistemas de electricidad comenzó muy temprano y fueron conducidos principalmente por dos factores relacionados con el interés mutuo de ambas partes de intercambiar electricidad de manera de:

Optimizar sus propios recursos (p.e., explorar la complementariedad entre sistemas de energía hídrica y térmica).

Mejorar la confiabilidad (p.e., mediante importaciones de emergencia durante restricciones inesperadas en la generación, evitando así cortes de energía a los consumidores locales) y calidad de servicio (los sistemas interconectados más grandes tienen voltajes y frecuencias más estables que los sistemas aislados).

---

32. CONELEC: Análisis del Informe: “Propuesta de armonización de marcos normativos”. Anexo a las minutas de la reunión XIX de GTOR del 2 de agosto de 2007.

33. Ibid.

34. Ibid.

Bajo el régimen monopolístico, los intercambios de electricidad entre las partes interconectadas fueron organizados ya sea como contratos bilaterales o multilaterales de largo plazo, suministrados en grandes cantidades (involucrando comercio en efectivo o de permuta), o como acuerdos multilaterales (muy frecuentemente basados en el manejo simple de las cuentas de los flujos de electricidad, sin involucrar pagos en efectivo o de contado). Generalmente no hubo ninguna *tarifa de interconexión* específica, los costos de transmisión fueron de alguna manera incorporados en el esquema general de la transacción y los costos y beneficios de todos esos intercambios de electricidad fueron distribuidos entre las compañías involucradas y, en alguna manera, compartida por los consumidores involucrados.

La liberalización de la industria de electricidad cambió la forma en que los intercambios de electricidad están organizados. Los intercambios de confiabilidad todavía tienen lugar y sus costos y beneficios todavía son compartidos entre todos los consumidores involucrados dado que la confiabilidad (y la calidad técnica del servicio) son *bienes comunes*.

Sin embargo, los costos y beneficios de las transacciones comerciales tienen que ser distribuidas solamente a las partes involucradas contractualmente. Esto requiere la existencia de reglas transparentes y no discriminatorias concernientes al acceso y uso de las redes (incluyendo las interconexiones), en particular tarifas no discriminatorias, que reflejan el costo resultante de las redes y mecanismos de distribución de la capacidad de transmisión e interconexión disponible a las diferentes partes interesadas (ya que la capacidad de interconexión es usualmente un recurso escaso). En donde se introdujo la liberalización, las fuerzas del mercado reestructuran la forma en que son usadas las interconexiones y la manera en como el comercio de electricidad está organizado, al impulsar una mayor integración de los mercados locales (nacionales o regionales, infranacionales).

A finales del siglo XX, en muchas partes del mundo, los gobiernos decidieron aumentar la cooperación política y económica entre vecinos y crear instituciones supranacionales para promover esta cooperación. Hay varios ejemplos de tales iniciativas en América (Norte, Centro y Sur), Europa, África y Asia. Hasta ahora, el caso más avanzado en términos de integración política y económica es la UE la cual incluye 27 Países Miembros y alrededor de 500 millones de ciudadanos. Por consiguiente, este segmento estará dedicado principalmente al manejo de la congestión en el mercado eléctrico en la UE.

A finales de los años ochenta, los gobiernos de la UE decidieron crear un solo mercado Europeo de energía, también conocido como Mercado Interno de Energía (MIE), incluyendo electricidad y gas natural. Aunque las primeras Directrices de la UE concernientes al MIE fueron aprobadas en 1990, la primera Directriz fundamental estableciendo las *reglas comunes* del mercado eléctrico interno sólo fueron aprobadas en 1996, seguida de una prolongada y compleja negociación<sup>35</sup>. Todos los documentos legales concernientes al MIE pueden bajarse

---

35. Fue seguido, en 1998, por las primeras *reglas comunes* de la directriz de gas.

de [http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/index_en.htm) (electricidad) y de [http://ec.europa.eu/energy/gas/legislation/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas/legislation/index_en.htm) (gas natural).

La directriz de 1996 proporcionó una generación de apertura completa de mercado, una apertura gradual del mercado minorista, acceso no discriminatorio a todas las redes y desintegración vertical de cuentas<sup>36</sup>. Sin embargo, no trató explícitamente los temas relacionados al comercio internacional de electricidad. Con el objeto de sobrellevar los defectos de la Directriz de 1996 relativa al comercio internacional de electricidad, la Comisión Europea decidió organizar un Foro Regulatorio de electricidad, también conocido como Foro de Florencia. Los representantes de las autoridades regulatorias nacionales donde ellas ya habían sido nombradas incorporadas, y los representantes de gobiernos e industria fueron igualmente invitados a discutir de manera voluntaria cómo facilitar el comercio de internacional de electricidad. En ese momento la industria no mostraba gran entusiasmo para adoptar la liberalización del comercio internacional de electricidad, de manera de que la principal tarea de los reguladores y de la Comisión Europea fue organizar un marco conceptual adecuado para las discusiones técnicas. En la práctica, la agenda del Foro de Florencia fue establecida en un borrador escrito en conjunto por las autoridades regulatorias de España, Italia y Portugal<sup>37</sup>. El documento indicaba que:

*“Las experiencias del Reino Unido y de la red Nórdica durante los años 1990s, en lo referente a la organización del comercio y transmisión de electricidad, son extremadamente importantes para la UE. Sin embargo, el tamaño y complejidad de la red Continental, medida por el número de agentes y fronteras involucradas, representa una clase nueva de desafíos para aquellos comprometidos en la consecución del mercado interno de electricidad”<sup>38</sup>.*

El acercamiento pragmático sugerido por los tres reguladores en 1988 y adoptados por el Foro<sup>39</sup> consistió en separar los asuntos de la fijación de precios de la transmisión, incluidas las pérdidas, de los asuntos del manejo de la congestión. Aunque los dos asuntos están conceptualmente relacionados, considerarlos simultáneamente sería demasiado complejo dada la diversidad de

---

36. El objetivo del desempaquetamiento es evitar la discriminación, los subsidios cruzados y la distorsión de la competencia. Las empresas de electricidad integrada tienen, por consiguiente, que conservar en sus contabilidades internas cuentas separadas para sus actividades de generación, transmisión y distribución. Si ellos asumen actividades no eléctricas esas otras actividades tienen que ser contabilizadas separadamente, justamente como si fuesen llevadas a cabo por empresa separadas. Los Países Miembros o cualquier autoridad competente tiene que tener derecho de ingresar a esas cuentas desempaquetadas. Las cuentas anuales tienen que ser publicadas.  
[http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/historical\\_documents.htm](http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/historical_documents.htm)

37. El escrito presentado en el Foro en octubre de 1998 fue publicado más tarde por: Vasconcelos, J., Órdoñez, M. e Ranci, P.: “Transmission and trade of electricity in Europe”, Oil&Gas Law and Taxation Review, issue 2, febrero 1999.

38. La importancia de este punto no puede ser exagerada. Ver Vasconcelos, J.: “European energy liberalisation: progress and problems”. The Besley Lectures-Lectures on Regulation- Series XV 2005, London Business School, London. Published in Robinson, C. (ed.): “Utility Regulation In Competitive Markets. Problems and progress”, Edward Elgar, UK, 2007:

*La experiencia de la liberalización eléctrica del Reino Unido fue una de las mayores fuentes de inspiración para los tomadores de decisiones políticas quienes lanzaron el mercado europeo de energía. Proporcionó el momento inicial necesario y uno de los más influyentes paradigmas moldeadores de la reestructuración de energía en Europa. Sin embargo, más tarde, este proceso obtuvo su propia dinámica e, inevitablemente, los defectos de un modelo diseñado para ser una isla autosuficiente se hicieron evidentes. Nuevas soluciones mejor adaptadas a un sistema continental grande, interconectado y energía-dependiente fueron diseñadas e implementadas. Posteriormente, esas nuevas reglas de la UE influenciaron el desarrollo de los mercados de energía dentro del Reino Unido (p.e., en Escocia e Irlanda del Norte) y otros países.*

39. Con relación al rol crucial del escrito de 1998 por el Foro ver, por ejemplo, el punto 5 en [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_1-7/fl\\_concl\\_4\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_1-7/fl_concl_4_en.pdf)

modelos de mercados de electricidad implementados por los diferentes países miembros. Este enfoque fue traducido en tres reglas simples:

- I. Los usuarios del sistema de transmisión pagan todos los costos relacionados con la red y la operación de los sistemas donde ellos están conectados. Esto les da el derecho de tanto usar la red interna como las interconexiones.*
- II. El uso de la red y los servicios del sistema son pagados conforme al criterio definido por los Países Miembros donde este conectado el sistema de transmisión del usuario.*
- III. Los mismos procedimientos por el manejo de pérdidas y restricciones serán aplicados, dentro de la red de cada País Miembro, para tanto sus transacciones internas como para cualquier transacción internacional. Estos procedimientos deberán ser transparentes, no discriminatorios y objetivos y deberán proveer señales económicas apropiadas”<sup>40</sup>.*

El Foro de Florencia primero analizó los asuntos relacionados a la fijación de precios de la transmisión acordando, a principios de la década del 2000, un mecanismo de pago entre los operadores del sistema (TSO, por sus siglas en ingles) tomando en consideración los flujos actuales y las pérdidas en cada red, resultante de las transacciones agregadas del comercio internacional. En otras palabras, las transacciones internacionales individuales no estaban sujetas a cargos extra, los pagos inter-TSO (y las compensaciones) serían incorporadas dentro de las tarifas de transmisión nacionales, de conformidad con la primera regla propuesta por los tres reguladores.

El mecanismo de compensación inicial inter-TSO<sup>41</sup> ha sido mejorado y modificado varias veces desde el 2000 y un nuevo mecanismo está actualmente en discusión, pero los principios básicos regulatorios establecidos en 1998 permanecen sin cambios.

El Foro de Florencia aspiraba trabajar en el manejo de la congestión e invito a TSO a hacer propuestas basadas en los principios regulatorios acordados:

*“Las reglas y mecanismos relacionadas a la tarificación de interconexiones y al manejo de la congestión, tienen que estar basadas en los principios de reflejar los costos, transparencia y no discriminación. Ellas deberían respetar las reglas de la Comunidad y las de competencia nacional. En particular deberían proporcionar a los clientes información clara y oportuna (ex ante) de las condiciones con la cual las transacciones fronterizas pueden ser llevadas a cabo (...).*

*Los TSO’s deben comenzar rápido el trabajo de manera de proponer, en noviembre [1999], un sistema para manejar problemas de congestión”<sup>42</sup>.*

---

40. Vasconcelos, J., Órdoñez, M. e Ranci, P.: “Transmission and trade of electricity in Europe”, Oil&Gas Law and Taxation Review, 2 edición, febrero 1999.

41. Una descripción de este mecanismo puede ser encontrada en Vasconcelos, J.: “Interconnection and cross-border electricity trade in the European Union”, Revue E, Revue d’Électricité et d’Electronique Industrielle, 116<sup>ème</sup> année, n° 3/2000, Brussels, 2000.

42. Conclusiones del 3er Foro de Florencia: [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_1-7/fl\\_concl\\_3\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_1-7/fl_concl_3_en.pdf)

En marzo de 2000, los gobiernos de la UE exigieron a la Comisión Europea el envío de propuestas para las nuevas directrices con miras a la aceleración de la liberalización e integración de los mercados de energía. La Comisión presentó dos directrices que reemplazaban las directrices iniciales de 1996 (electricidad) y de 1998 (gas), así como también una *Regulación en las condiciones para el acceso a la red para el intercambio internacional de electricidad*. Las nuevas directrices y la regulación fueron adoptadas en 2003<sup>43</sup> y establecieron, entre otras cosas, la apertura completa del mercado en 2007.

La regulación de 2003 “*aspira a sentar reglas justas para los intercambios internacionales de electricidad, de este modo incrementando la competencia dentro del mercado internos de electricidad, tomando en consideración las especificidades de los mercados nacionales y regionales. Esto conllevará el establecimiento de un mecanismo de compensación para los flujos internacionales de electricidad y el establecimiento de principios armonizados en los cargos de la transmisión internacional y la distribución de las capacidades disponibles de las interconexiones entre los sistemas nacionales de transmisión*”<sup>44</sup>.

El Artículo 6 de la Regulación de 2003 menciona el manejo de la congestión en los siguientes términos<sup>45</sup>:

### Recuadro 3

#### Artículo 6. Principios generales de la gestión de congestión

---

1. Los problemas de congestión de la red deberán ser tratados con soluciones basadas en el mercado no discriminatorio el cual otorga señales económicas eficientes a los participantes del mercado y a los operadores de sistema de transmisión involucrados. Los problemas de congestión de la red se resolverán preferiblemente con métodos basados en la no transacción, por ejemplo, métodos que no involucren una selección entre los contratistas o de participantes individuales del mercado.
  2. Los procedimientos para las restricciones en las transacciones solamente se usarán en situaciones de emergencia donde el operador del sistema de transmisión tenga que actuar de forma expedita y no sea posible el redespacho o compensación bilateral. Cualquiera de tales procedimientos se aplicará de manera no discriminatoria. Excepto en casos de *fuera mayor*, los participantes del mercado a quienes se les haya asignado capacidad serán compensados por cualquier restricción.
  3. La capacidad máxima de las interconexiones y/o las redes de transmisión que afecten los flujos fronterizos serán puestas a la disposición de los participantes del mercado, de conformidad con los estándares de seguridad y la operación segura de la red.
  4. Los participantes del mercado informarán, dentro de un tiempo previo razonable, a los operadores del sistema de transmisión interesados acerca del período operativo relevante si intentan utilizar la capacidad asignada. Cualquier capacidad asignada que no será usada se volverá a distribuir al Mercado en una manera abierta, transparente y no discriminatoria.
  5. Los operadores del sistema de transmisión, tanto como sea posible técnicamente, generarán los requisitos de capacidad de cualesquiera flujos de energía en dirección contraria sobre la línea de interconexión congestionada con el propósito de usar esa línea a su máxima capacidad. Teniendo sumo cuidado con la seguridad de la red, las transacciones que alivien la congestión no serán negadas nunca.
  6. Cualesquier ingreso resultantes de la asignación de la interconexión serán usados para alguno de los propósitos siguientes:
    - a) Garantizar la disponibilidad actual de la capacidad asignada.
    - b) Inversiones en la red para mantener o aumentar las capacidades de interconexión.
    - c) Como un ingreso a ser tomado en cuenta por las autoridades regulatorias cuando aprueben la metodología para calcular las tarifas de la red, y/o evaluar si esas tarifas debieran ser modificadas.
- 

43. Ver [http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/index_en.htm)

44. Regulación (EC) No 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo del 26 de junio de 2003 sobre las condiciones para el acceso a la red para los intercambios fronterizos de electricidad, Official Journal of the European Union L 176 of 15.07.2003. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0001:0010:EN:PDF>

45. Idem.

## Recuadro 4

### Lineamientos sobre el manejo y distribución de la capacidad de transferencia disponible de las interconexiones entre sistemas nacionales

---

#### General

1. El(los) método(s) de congestión implementados por los Estados Miembros tratarán la congestión a corto plazo de manera económicamente eficiente basados en el mercado, mientras ofrecen simultáneamente señales o incentivos para una red de trabajo eficiente en las ubicaciones correctas.
2. Los TSO o cuando sea apropiado, los Estados Miembros, deberán ofrecer estándares no discriminatorios y transparentes que describan cuál método de gestión de congestión aplicarán bajo cuáles circunstancias. Estos estándares, junto con los estándares de seguridad, serán descritos en documentos disponibles al público.
3. El tratamiento de los diferentes tipos de transacciones fronterizas, sean contratos físico bilaterales o licitaciones en mercados extranjeros organizados, deberán mantenerse en un mínimo cuando diseñen reglamentos de métodos específicos para la gestión de congestión. El método para distribuir escasa capacidad de transmisión debe ser transparente. Cualquier diferencia en cómo las transacciones son tratadas debe mostrar que no distorsiona o dificulta el desarrollo de la competencia.
4. Las señales de precios que resulten de los sistemas de gerencia de congestión deberán ser direccionales.
5. Los TSO deberán ofrecerse para la capacidad de transmisión del mercado que sea tan firme como sea posible. Una fracción razonable de la capacidad puede ser ofrecida al mercado bajo la condición de firmeza disminuida, pero en todo momento las condiciones exactas para el transporte más allá de las líneas fronterizas deberán hacerse saber a los participantes del mercado.
6. Considerando el hecho de que la red de trabajo europea está altamente engranada y que el uso de líneas de interconexión tiene un efecto en los flujos de electricidad en al menos dos partes de la frontera nacional, los reguladores nacionales deberán garantizar que ningún procedimiento de gestión de congestión con efectos significativos en los flujos de electricidad, se conciba unilateralmente.

#### Posición de los contratos a largo plazo

1. Los derechos de acceso prioritario a una capacidad de interconexión no deberán distribuirse a aquellos contratos que incumplan con los artículos 81 y 82 del Tratado EC.
2. Los contratos a largo plazo existentes no deberán tener derechos de preferencia cuando se consideran para renovación.

#### Disposiciones de información

1. Los TSO deberán implementar los mecanismos de coordinación e intercambio de información adecuados para garantizar la seguridad de la red de trabajo.
2. Los TSO deberán publicar todos los datos relevantes en cuanto a las capacidades de transferencia total fronteriza. Además de los valores ATC de invierno y verano, los estimados de la capacidad de transferencia para cada día deberán ser publicados por los TSO en varios intervalos de tiempo antes del día de transporte. Al menos los estimados precisos deberán estar disponibles una semana antes y los TSO también deben esforzarse en suministrar información un mes antes. Se deberá incluir una descripción de la firmeza de los datos.
3. Los TSO deberán publicar un esquema general para calcular la capacidad de transferencia total y el margen de confiabilidad de transmisión sobre la base de realidades eléctricas y físicas de la red de trabajo. Tal esquema deberá estar sujeto a la aprobación de los reguladores de los estados miembros interesados. Los estándares de seguridad y los estándares operativos y de planificación formarán una parte integral de la información que TSO publicará en documentos disponibles al público.

#### Principios que rigen los métodos para la gestión de congestión

1. Los problemas de congestión de la red de trabajo deberán ser resueltos preferiblemente con métodos que no se basen en transacciones, es decir, métodos que no involucren una selección entre los contratos de participantes de mercado individuales.
2. El reenvío fronterizo coordinado o la compensación bilateral puede ser usado conjuntamente por los TSO interesados. Los costos de los TSO que incurren en compensación bilateral y redespacho deben, sin embargo, estar en un nivel eficiente.
3. Los posibles méritos de una combinación de la división del mercado, u otros mecanismos basados en el mercado, para solucionar la congestión 'permanente' y la compensación bilateral para solucionar la congestión temporal deberá ser explorado de inmediato como un enfoque más duradero para la gestión de congestión.

#### Lineamientos para subastas explícitas

1. El sistema de subasta debe estar diseñado de forma que toda la capacidad disponible esté siendo ofrecida al mercado. Esto puede ser realizado organizando una subasta compuesta en la que las capacidades se subasten para duraciones y características diferentes (por ejemplo, con respecto a la confiabilidad esperada de la capacidad disponible en cuestión).
  2. La capacidad de interconexión total deberá ser ofrecida en una serie de subastas, las cuales podrían mantenerse con base anual, mensual, semanal, diaria o inter-diaria, de acuerdo con las necesidades de los mercados involucrados. Cada una de estas subastas deberá distribuir una fracción prescrita de la capacidad de transferencia disponible más cualquier capacidad remanente que no sea distribuida en subastas previas.
  3. Los procedimientos de subasta explícita deberán ser preparados en colaboración cercana entre la autoridad regulatoria nacional y el TSO interesado y diseñados de modo que permitan a los licitantes participar también en las sesiones diarias de cualquier mercado organizado (es decir, intercambio de electricidad) en los países involucrados.
  4. Los flujos eléctricos en ambas direcciones a lo largo de las líneas de enlace privadas congestionadas deberán en principio ser producidas a objeto de maximizar la capacidad de transporte en la dirección de la congestión. Sin embargo, el procedimiento para cancelar cuentas mutuas mediante saldos netos de flujos deberá cumplir con la operación segura del sistema eléctrico.
  5. A objeto de ofrecer tanta capacidad al mercado como sea posible, los riesgos financieros relacionados con la cancelación de cuentas mutuas mediante saldos netos de flujos, deberán atribuirse a esas partes que hagan que esos riesgos se materialicen.
  6. Cualquier procedimiento de subasta adoptado deberá ser capaz de enviar señales de precio direccionales a los participantes de mercado. El transporte en una dirección contra el flujo de electricidad dominante alivia la congestión resultando así en capacidad de transporte adicional sobre la línea de enlace privada congestionada.
  7. A objeto de no arriesgar la creación o de agravar los problemas relacionados con cualquier posición dominante de los participantes del mercado, las autoridades regulatorias competentes deberán considerarse seriamente poner un tope al monto de la capacidad que puede ser traída/poseída/usada por cualquier participante único de mercado en una subasta en el diseño de cualquier mecanismo de subasta.
  8. Para promover la creación de mercados eléctricos líquidos, la capacidad que se lleva a una subasta deberá ser libremente negociable hasta que la TSO sea notificada que la capacidad traída será usada.
-

## Recuadro 5 Cambios relevantes

1.9 Antes del 1° de enero de 2008, los mecanismos para la gestión de congestión inter-diaria de la capacidad del interconector deberán ser establecidos de manera coordinada y bajo condiciones operativas seguras, a objeto de maximizar las oportunidades para comerciar y ofrecer balance fronterizo.

2.1 Los métodos de gestión de congestión deberán basarse en el mercado a objeto de facilitar el comercio fronterizo. Con este fin, la capacidad deberá ser distribuida sólo mediante medios de subasta explícitas (capacidad) o implícitas (capacidad y energía). Ambos métodos pueden coexistir en la misma interconexión. Puede ser usado para el comercio continuo intra-diario.

2.8 En regiones donde los mercados eléctricos financieros a plazos están bien desarrollados y han mostrado su eficiencia, toda la capacidad de interconexión puede ser distribuida a través de la realización de subastas implícitas.

2.10 En principio, a todos los participantes potenciales del mercado deberán permitírsele participar en el proceso de distribución sin restricciones. Para evitar crear o agravar los problemas relacionados con el uso potencial de cualquier jugador de mercado, las autoridades regulatorias y/o de competición, cuando sea adecuado, podrán imponer restricciones en general o en una compañía en particular por cuenta del dominio del mercado.

3.2 Un método de gestión de congestión coordinada y un procedimiento para distribuir la capacidad al mercado al menos anual o mensualmente o un día anticipado deberá ser aplicado antes del 1° de enero de 2007 entre los países en las siguientes regiones: (...)

5.3 La gestión de congestión y los procedimientos en uso respecto a la distribución de la capacidad, junto con los tiempos y procedimientos para solicitar capacidad, una descripción de los productos ofrecidos y las obligaciones y derechos de ambos TSO y la parte que obtiene la capacidad, incluyendo las responsabilidades que se acumulen al no honrar las obligaciones, deberán ser descritas en detalle y puestas de forma transparente a la disposición de todos los usuarios potenciales de la red de trabajo por parte de los TSO.

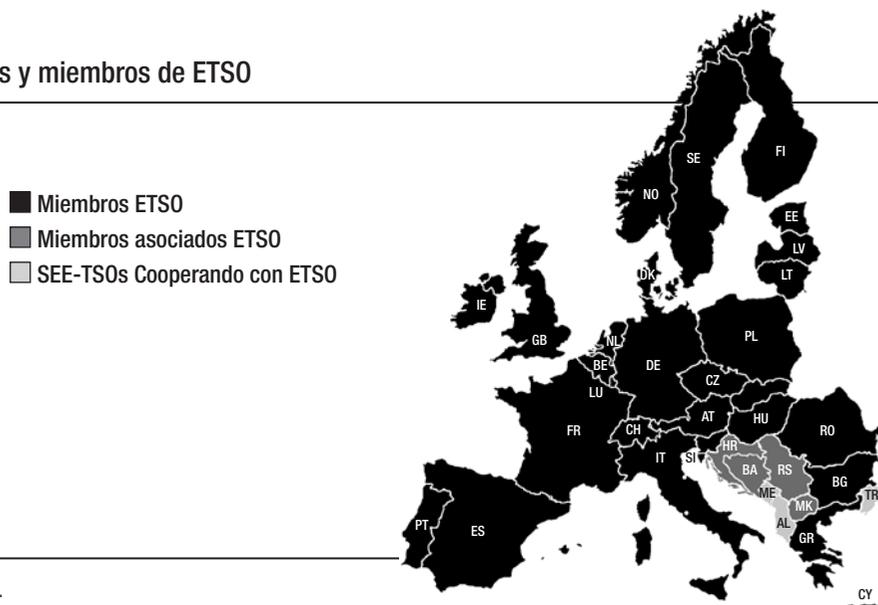
5.4 Los estándares de seguridad operativa y de planificación deberán formar parte integral parte de la información que TSO publica en un documento abierto y publico. Este documento también deberá estar sujeto a revisión por parte de las Autoridades Regulatorias nacionales.

5.5 Los TSO deberán publicar todos los datos relevantes sobre el comercio fronterizo con base en el mejor pronóstico posible. A objeto de cumplir con esta obligación los participantes de mercado interesados deberán suministrar los TSO con los datos relevantes. La forma en la que dicha información sea publicada deberá estar sujeta a revisión por parte de las autoridades regulatorias. Los TSO deberán publicar al menos: (...)

Estas guías iniciales fueron corregidas en 2006, siguiendo una consulta pública lanzada por el Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG) en 2005<sup>46</sup> y la aprobación formal de los países miembros a través de procedimientos del Comité de la Unión Europea<sup>47</sup>, entre los cambios más relevantes están los puntos siguientes:

En un informe publicado en mayo de 2006<sup>48</sup> la asociación europea de TSOs (ETSO) describió los mecanismos de congestión existentes en las diferentes fronteras en ese entonces. El mapa 1 describe la cobertura geográfica de ET-  
SO<sup>49</sup>.

Mapa 1  
Países europeos y miembros de ET-  
SO



Fuente: ESTO, 2008.

46. Todos los documentos relativos a la consulta pública están disponibles en [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Congestion%20Management%20Guidelines/BG](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Congestion%20Management%20Guidelines/BG)

47. "Decisión de la Comisión del 9 de noviembre de 2006 enmendando el Anexo a la Regulación (EC) N° 1228/2003 sobre las condiciones de acceso a la red para los intercambios eléctricos fronterizos". Official Journal of the European Union L 312 del 11.11.2006. Disponible en <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:312:0059:0065:EN:PDF>

48. ET-  
SO: "Una Visión General de los Actuales Métodos de Gestión de Congestión Fronterizos en Europa", mayo 2006. [http://www.ets-net.org/upload/documents/Current\\_CM\\_methods\\_update%202006%20.pdf](http://www.ets-net.org/upload/documents/Current_CM_methods_update%202006%20.pdf)

49. [http://www.ets-net.org/association/membership/map/e\\_default.asp](http://www.ets-net.org/association/membership/map/e_default.asp)

**Cuadro 4**  
**Generación eléctrica en los países UCTE (2006)**

País	Térmica nuclear		Térmica convencional		Hidro producción		Otras renovables		de las cuales eólica		No identificada		Total
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	TWh	%		
Alemania	158,7	27,0	359,1	61,1	24,0	4,1	46,0	7,8	32,30	-	0,0	587,8	
Austria	-	0,0	22,5	35,7	34,1	54,1	-	0,0	-	6,4	10,2	63,0	
Bélgica	44,3	54,4	32,6	40,0	1,6	2,0	2,9	3,6	0,30	-	0,0	81,4	
Bosnia Herzegovina	-	0,0	7,5	56,0	5,9	44,0	-	0,0	-	-	0,0	13,3	
Bulgaria	19,0	43,1	20,5	46,6	4,5	10,2	-	0,0	-	-	0,0	43,9	
Croacia	-	0,0	5,3	46,3	6,1	53,5	0,02	0,2	0,02	-	0,0	11,4	
España	57,4	21,4	153,8	57,4	29,0	10,8	28,0	10,4	22,60	-	0,0	268,2	
Eslovaquia	16,6	57,3	5,4	18,6	4,4	15,2	0,01	0,03	0,01	2,6	8,9	29,0	
Eslovenia	5,3	40,2	4,7	36,0	3,1	23,8	-	0,0	-	-	0,0	13,1	
Francia	428,7	78,1	54,0	9,8	60,9	11,1	5,5	1,0	2,20	-	0,0	549,1	
Grecia	-	0,0	42,7	84,6	6,4	12,8	1,3	2,6	1,20	-	0,0	50,4	
Holanda	3,3	3,5	84,3	89,0	0,1	0,1	7,1	7,5	2,70	-	0,0	94,8	
Hungría	12,7	37,9	18,7	56,1	0,2	0,6	1,2	3,5	0,04	0,7	2,0	33,5	
Italia	-	0,0	250,7	83,1	42,5	14,1	8,4	2,8	3,20	-	0,0	301,6	
Luxemburgo	-	0,0	3,2	75,9	0,9	21,2	0,1	2,9	0,10	-	0,0	4,2	
Macedonia	-	0,0	4,9	75,3	1,6	24,7	-	0,0	-	-	0,0	6,5	
Polonia	-	0,0	145,7	97,9	2,8	1,9	0,3	0,2	0,20	-	0,0	148,8	
Portugal	-	0,0	30,0	65,2	11,2	24,4	4,8	10,5	2,90	-	0,0	46,0	
República Checa	24,5	31,5	50,0	64,2	3,2	4,2	0,2	0,2	0,05	-	0,0	77,9	
Rumania	5,2	9,1	34,2	59,6	18,0	31,3	-	0,0	-	-	0,0	57,4	
Serbia y Montenegro	-	0,0	28,8	69,7	12,5	30,3	-	0,0	-	-	0,0	41,3	
Suiza	26,2	42,2	2,3	3,7	32,6	52,4	1,1	1,7	0,01	-	0,0	62,1	
UCTE	801,9	31,1	1.360,7	52,5	305,6	11,8	106,8	4,1	67,90	9,7	0,4	2.584,7	
Dinamarca (Oeste)	-	0,0	20,1	76,6	0,0	0,1	6,1	23,3	4,70	-	0,0	26,2	
Ucrania (Oeste-Isla Burshtyn)	-	0,0	8,3	98,5	0,1	1,5	-	0,0	-	-	0,0	8,4	

Fuente: UCTE, 2006.

La mayoría de los miembros de ETSO están interconectados sincrónicamente dentro de la llamada red UCTE descrita en el Cuadro 4<sup>50</sup>.

Las principales características de la generación UCTE se describen en el Cuadro 5<sup>51</sup>.

El Cuadro 6 (ver p. 39) muestra los flujos fronterizos físicos en el sistema UCTE en 2006<sup>52</sup> mientras que el Cuadro 4 muestra las Capacidades Netas de Transferencia de Red (NTC, por sus siglas en inglés) disponibles en todas las fronteras ETSO en el verano de 2008<sup>53</sup>.

50. <http://www.ucte.org/>

51. [http://www.ucte.org/\\_library/statsyearbook/Statistical\\_Yearbook\\_2006\\_4.pdf](http://www.ucte.org/_library/statsyearbook/Statistical_Yearbook_2006_4.pdf)

52. Ibid.

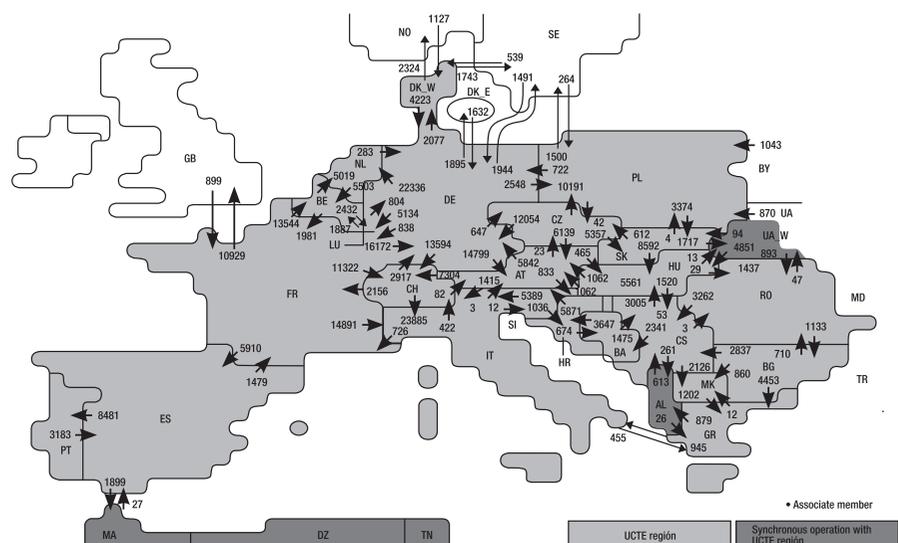
53. [http://www.ets-net.org/file/pdf/NTC\\_MatrixSummer2008\\_v3.pdf](http://www.ets-net.org/file/pdf/NTC_MatrixSummer2008_v3.pdf)

**Cuadro 5**  
**Carga máxima en los países UCTE (2006)**

País	Fecha	Día	Hora	MW
Alemania	11 de diciembre	Lunes	5:30 p.m	77.800
Austria	25 de enero	Miércoles	6:00 p.m	9.481
Bélgica	18 de diciembre	Lunes	5:45 p.m	13.848
Bosnia Herzegovina	29 de diciembre	Viernes	6:00 p.m	2.019
Bulgaria	25 de enero	Miércoles	6:00 p.m	6.930
Croacia	25 de enero	Miércoles	8:00 p.m	3.036
Dinamarca (Oeste)	4 de enero	Miércoles	6:00 p.m	3.755
España	30 de enero	Lunes	7:00 p.m	41.907
Eslovaquia	26 de enero	Jueves	6:00 p.m	4.423
Eslovenia	26 de enero	Jueves	7:00 p.m	2.075
Francia	27 de enero	Viernes	6:58 p.m	86.280
Grecia	21 de agosto	Lunes	1:00 p.m	9.889
Holanda	12 de enero	Jueves	5:30 p.m	16.496
Hungría	13 de diciembre	Miércoles	5:00 p.m	6.074
Italia	27 de junio	Martes	11:00 a.m	55.619
Luxemburgo	12 de diciembre	Martes	6:00 p.m	1.035
Macedonia	31 de diciembre	Domingo	6:00 p.m	1.565
Polonia	24 de enero	Martes	6:00 p.m	22.673
Portugal	30 de enero	Lunes	8:30 p.m	8.804
República Checa	25 de enero	Miércoles	3:00 p.m	10.484
Rumania	13 de diciembre	Miércoles	5:00 p.m	8.151
Serbia y Montenegro	26 de enero	Jueves	6:00 p.m	7.699
Suiza	15 de febrero	Miércoles	10:15 a.m	10.218
Ucrania (Oeste-Isla Burshtyn)	25 de enero	Miércoles	6:00 p.m	1.028

Fuente: UCTE, 2006.

**Mapa 2**  
**Países UCTE-Flujos fronterizos (2006)**



Fuente: UCTE, 2008.

Nota: ver cuadro en p. 38

**Cuadro Mapa 2**  
**Países UCTE-Flujos fronterizos (2006)**

Países exportadores	AU	BA	BE	BG	CHRS y ME	CZ	AL	ES	FR	GR	HR	HU	IT	LU	MK	NI	PL	PT	RO	SI	SK	DKw	UAW	Otro*	Suma Exportada	
Austria	-	-	-	-	7.304	-	23 5.842	-	-	-	-	465	1.415	-	-	-	-	-	-	833	-	-	-	-	15.882	
Bosnia-Herzegovina	-	-	-	-	1.475	-	-	-	-	-	3.647	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.122	
Bélgica	-	-	-	-	-	-	-	1.961	-	-	-	-	1.697	-	-	5.019	-	-	-	-	-	-	-	-	8.677	
Bulgaria	-	-	-	-	2.837	-	-	-	-	4.458	-	-	-	-	860	-	-	-	710	-	-	-	-	-	8.865	
Suiza	82	-	-	-	-	-	2.917	-	2.156	-	-	-	23.885	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.040	
Serbia y Montenegro	-	2.341	-	-	-	-	-	-	-	-	3.005	53	-	-	2.126	-	-	-	3	-	-	-	-	261	7.789	
República Checa	6.139	-	-	-	-	-	12.054	-	-	-	-	-	-	-	-	42	-	-	-	-	5.857	-	-	-	24.092	
Alemania	14.799	-	-	-	13.694	-	647	-	868	-	-	-	5.134	-	-	22.336	2.548	-	-	-	-	2.077	-	-	3.839	65.942
España	-	-	-	-	-	-	-	-	1.479	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.899	11.859
Francia	-	-	10.644	-	11.322	-	-	16.172	5.910	-	-	-	14.891	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.929	69.868
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	945	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	979	1.936
Croacia	-	674	-	-	-	31	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	6.871	-	-	-	-	7.577	
Hungría	1.062	-	-	-	1.520	-	-	-	-	-	5.561	-	-	-	-	-	-	-	29	0	-	-	13	-	8.185	
Italia	3	-	-	-	422	-	-	-	725	465	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	1.627	
Luxemburgo	-	-	2.482	-	-	-	804	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.286	
Macedonia	-	-	0	-	-	-	-	-	-	1.202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.202	
Holanda	-	-	5.603	-	-	-	283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.886	
Polonia	-	-	-	-	-	-	10.181	722	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.374	-	-	1.500	15.777	
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	3.183	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.183	
Rumania	-	-	-	1.138	-	3.262	-	-	-	-	-	1.437	5.389	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	11.273	
Slovenia	1.062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.098	
Eslovaquia	-	-	-	-	-	-	612	-	-	-	-	8.552	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	1.717	-	10.885	
Dinamarca (Oeste)	-	-	-	-	-	-	4.223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.067	8.290	
Ucrania (Oeste - Isla Burshtyn)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.891	-	-	-	-	-	-	893	-	-	-	-	-	5.878	
Otros*	-	-	-	-	613	-	3.123	27	890	26	-	-	-	-	-	2.177	-	-	-	-	-	-	1.716	-	8.572	
<b>Total importaciones</b>	<b>23.147</b>	<b>3.015</b>	<b>18.729</b>	<b>1.138</b>	<b>32.742</b>	<b>9.738</b>	<b>11.463</b>	<b>46.140</b>	<b>9.120</b>	<b>8.079</b>	<b>6.151</b>	<b>13.249</b>	<b>15.399</b>	<b>46.525</b>	<b>6.831</b>	<b>2.998</b>	<b>27.355</b>	<b>4.771</b>	<b>8.481</b>	<b>1.635</b>	<b>7.716</b>	<b>9.325</b>	<b>3.793</b>	<b>1.777</b>	<b>23.474</b>	<b>342.791</b>

Suma de los flujos físicos de energía entre los países miembros de UCTE = 296.822 GWh Total de flujos físicos de energía = 342.792 GWh

\* Otros: Albania, Bielorusia, Dinamarca (Este), Gran Bretaña, Marruecos, Moldavia, Noruega, Suecia, Turquía y Ucrania.

Estos flujos físicos de energía fueron medidos en las líneas de transmisión de fronteras ( $\leq 110$  kV) listadas en el cuadro T9 del anuario estadístico de UCTE 2006.

**Cuadro 6**  
**Capacidades netas de transferencia en Europa (verano de 2008)**

País/Desde	IE/NI	GB	MA	PT	ES	FR	BE	NL	DE	DKw	Dke	NO	SE	FI	CH	IT	AT	SI	PL	CZ	SK	HU	GR	RO	HR	BA	RS	ME	MK	AL	BG	UA	LV	LT	EE	BY	RU	Exportaciones Máximas en MW
Irlanda/Holanda	410																																					
Reino Unido	80	2000 GB																																				
Marruecos		600 MA																																				
Portugal		1100																																				
España		600 MA	1200 MA																																			
Francia	2000 GB	500					1100								1400 PL CH	870																						
Belgica		2700					2000																															
Holanda							4000																															4700
Alemania							3800																															
Dinamarca (oeste)							950																															
Dinamarca (este)							550																															
Noruega							700 NL																															
Suecia							600	740	1700	2200																												
Finlandia																																						
Suiza							3000																															
Italia							2400																															
Austria																																						
Eslovenia																																						
Polonia																																						
República Checa																																						
Eslovaquia																																						
Hungría																																						
Grecia																																						
Rumanía																																						
Croacia																																						
Bosnia																																						
Serbia																																						
Montenegro																																						
Rep. de Macedonia																																						
Albania																																						
Bulgaria																																						
Ucrania																																						
Latvia																																						
Lituania																																						
Estonia																																						
Bielorrusia																																						
Rusia																																						
Exportaciones máximas en MW								400	7000																													

Fuente: ESTO, 2008

En un informe intermedio publicado en 2007 la Comisión Europea comentó que *“Durante el período en que los mercados eléctricos han sido abiertos en Europa, ha habido un constante, aunque modesto, aumento en los flujos entre países. El principal impulsor ha sido la posibilidad de comerciar entre áreas de precio con precios diferenciales. La capacidad de cálculo y los métodos de asignación se han desarrollado con la posibilidad de mejora, como resultado de los ajustes para el manejo de la congestión adoptados en noviembre de 2006, lo cuales requerirán de métodos mas amplios basados en una optimización regional del uso de la red en lugar de una concentración del comercio bilateral entre dos países adyacentes. Esto proporcionará también un manejo más seguro de los flujos físicos. (...).*

*Con mecanismos basados en el mercado, los TSOs recolectan las rentas de congestión las cuales reflejan la diferencia de precios entre zonas y el volumen comercializado en cada interconexión. En las fronteras donde ya se han usado subastas explícitas por algún tiempo, se cobraron las siguientes rentas en el 2005 (2004)”* (Información recogida en los sitios de internet de las subasta- Se asume que la renta de cada interconexión está compartida 50-50 entre los TSOs involucrados: *“Alemania 158 M€ (98 M€), los Países Bajos 48 M€ (35 M€), República Checa 44 M€ (41 M€), Polonia 41 M€ (9 M€) y Dinamarca (fronteras con Alemania) 28 M€ (19 M€). En la región del Norte las siguientes rentas agregadas de congestión han sido recolectadas bajo el sistema de mercado compartido: 48 M€ en 2004, 117 M€ en 2005 y 104 M€ en 2006. Para el 2006 varias subastas explícitas fueron introducidas a objeto de reemplazar la retención, la asignación prioritaria para contratos persistentes/anteriores o métodos como primero en llegar - primero en cobrar, los cuales no son compatibles con la Regulación 1228/2003 o la Regla Europea de justicia en el caso C-17/0”*<sup>54</sup>.

Mientras tanto, el manejo de la congestión en Europa ha evolucionado hacia una combinación de subastas explícitas e implícitas. El porcentaje de capacidad disponible asignada a cada mecanismo varía de frontera a frontera. Las reglas de las subastas aplicadas en cada lado de la frontera de la UE pueden ser descargadas de [http://www.etsovista.org/auction\\_rules.aspx](http://www.etsovista.org/auction_rules.aspx). Por ejemplo, al ir a la página anterior el internauta es dirigido a las reglas en la frontera Francia-España: [http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/IFE\\_Rules\\_15-06-2007.pdf](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/IFE_Rules_15-06-2007.pdf)

Generalmente, la información numérica también está disponible. Por ejemplo, el resultado de las subastas de 2008, presentadas en el Cuadro 7 fueron descargadas de <https://www.etsovista.org/data.aspx?IdMenu=3&IdPeriodicity=4> y los resultados de las subastas mensuales de marzo de 2008, presentadas en el Cuadro 8, fueron descargadas <https://www.etsovista.org/data.aspx?IdMenu=3&IdPeriodicity=3>

---

54. Comunicación de la Comisión del Consejo y del Informe del Parlamento Europeo sobre la experiencia ganada en la aplicación de la Regulación (EC) N° 1228/2003 “Regulación en los Intercambios Eléctricos Fronterizos”. COM(2007) 250 final del 15.05.2007. Disponible en <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0250:FIN:EN:PDF>

**Cuadro 7**  
**Subastas explícitas en las fronteras de la UE (2008)**

Frontera	Capacidad ofrecida	Requerida (MW)	Asignada (MW)	Precio	Unidad	Capacidad ofrecida (MW)	Requerida (MW)	Asignada (MW)	Precio	Unidad
Bélgica-Países Bajos	234	n.d.	234	22.224,00	Euro/MW	234	n.d.	234	1318,63	Euro/MW
Países Bajos-Alemania	155	n.d.	155	615,02	Euro/MW	155	n.d.	155	28723,68	Euro/MW
Países Bajos-Alemania	261	n.d.	261	1406	Euro/MW	261	n.d.	261	30348,82	Euro/MW
Bélgica-Francia	n.d.	n.d.	400	0,56	Euro/MWh	n.d.	n.d.	1300	0,9	Euro/MWh
Polonia- República Checa	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
República Checa-República Eslovaca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
República Checa-Alemania	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
República Checa-Alemania	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Dinamarca-Alemania	250	n.d.	250	53.311,00	Euro/MW	200	n.d.	200	22.991,00	Euro/MW
Polonia-República Eslovaca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Alemania-Polonia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Italia- Austria carga básica	70	n.d.	70	1,81	Euro/MWh	182	n.d.	182	16,74	Euro/MWh
Alemania-Suiza carga básica	500	n.d.	500	6,75	Euro/MW	1200	n.d.	1200	0,16	Euro/MWh
Francia-Alemania	n.d.	n.d.	699	2,76	Euro/MWh	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia-Italia	n.d.	n.d.	1000	15,47	Euro/MWh	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia-Italia	n.d.	n.d.	1000	15,47	Euro/MWh	700	n.d.	700	1,93	Euro/MWh
Eslovenia-Italia	100	n.d.	100	3,17	Euro/MWh	80	n.d.	80	1,03	Euro/MWh
Suiza-Italia	285	n.d.	285	12,65	Euro/MWh	600	n.d.	600	3,16	Euro/MWh
Grecia-Italia	250	n.d.	250	0,77	Euro/MWh	250	n.d.	250	3,16	Euro/MWh

Fuente: ESTO, 2008.

Las diferencias en precios que pueden ser observadas reflejan las diferencias tanto en los precios de energía en los dos lados de cada frontera y la cantidad de capacidad disponible en cada frontera.

Siguiendo una solicitud del Foro de Florencia en septiembre de 2007, ETSO y EuroPex (la asociación europea de intercambios de energía) publicó un reporte interno en abril de 2008 sobre *Desarrollo e Implementación de un Modelo Coordinado para el manejo de la congestión regional e interregional*<sup>55</sup> e inició una consulta sobre el tema. La discusión documenta los beneficios de las conclusiones de un informe previo encargado por la Comisión Europea<sup>56</sup>.

Los principales tópicos en discusión son:

- 1) Métodos de cálculo de capacidad coordinada.
- 2) Distribución de la capacidad de interconexión y mecanismos de comercio incluyendo:
  - a) Compra/venta futura (largo plazo) y mercados secundarios de compra/venta
  - b) Mecanismos del día después (*day ahead mechanisms*)
  - c) Mecanismos intra-día
- 3) Gobernabilidad apropiada y marco organizacional en cada área.

Los comentarios sobre ese informe interno están disponibles en <http://www.ets-net.org/upload/documents/Responses.pdf>. El informe final será presentado en el próximo Foro de Florencia en noviembre de 2008.

55. Disponible en <http://www.ets-net.org/upload/documents/Report.pdf>

56. Consentec: Hacia un método de gestión de congestión regional común coordinada en Europa. Informe final, octubre 2007. Estudio encargado por la Comisión Europea y disponible en [http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/regional\\_congestion\\_management.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/regional_congestion_management.pdf)

## Cuadro 8

### Subastas explícitas mensuales en las fronteras de la UE (marzo 2008)

Frontera	Capacidad ofrecida	Requerida (MW)	Asignada (MW)	Precio	Unidad	Capacidad ofrecida (MW)	Requerida (MW)	Asignada (MW)	Precio	Unidad
BE-NL	313	n.a.	313	267,84	Euro/ MW	313	n.a.	313	297,2	Euro/ MW
HU-AT(APG)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
NL-DE (EON)	159	n.a.	159	29,76	Euro/ MW	159	n.a.	159	2812,33	Euro/ MW
NL-DE (RWE)	377	n.a.	377	51	Euro/ MW	377	n.a.	377	2612,33	Euro/ MW
CZ-PL	n.a.	0	0	0	Euro/ MW	n.a.	0	0	0	Euro/ MW
CZ-SK	n.a.	596	200	953	Euro/ MW	n.a.	330	299	2	Euro/ MW
CZ-DE(EON)	n.a.	489	157	761	Euro/ MW	n.a.	215	100	74	Euro/ MW
CZ-DE(VET)	n.a.	444	167	744	Euro/ MW	n.a.	216	100	74	Euro/ MW
PL- SK	n.a.	0	0	0	Euro/ MW	n.a.	0	0	0	Euro/ MW
DE (VET)- PL	n.a.	0	0	74	Euro/ MW	n.a.	0	0	744	Euro/ MW
AT (APG)-CH	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Euro/ MW
AT (APG)-CZ	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Euro/ MW
AT(APG)-SL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Euro/ MW
BE-FR	n.a.	n.a.	250	0,77	Euro/ MW	n.a.	n.a.	100	0,56	Euro/ MW
FR-DE	n.a.	n.a.	560	0,62	Euro/ MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
FR-ES	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Euro/ MW	n.a.	n.a.	52	2,81	Euro/ MW
FR-IT (Base)	483	n.a.	483	11,85	Euro/ MW	295	n.a.	294	0,17	Euro/ MW
FR-IT(Pico)	415	n.a.	415	18,55	Euro/ MW	295	n.a.	295	0,31	Euro/ MW
DK (Oeste)- DE (EON)	500	n.a.	500	4086,8	Euro/ MW	350	n.a.	350	305	Euro/ MW
IT( Base)- AT	15	n.a.	15	0,46	Euro/ MW	25	n.a.	26	17,41	Euro/ MW
IT( Pico)- AT	15	n.a.	14	0,02	Euro/ MW	10	n.a.	10	29,4	Euro/ MW
IT( Base)-SI	50	n.a.	59	0,01	Euro/ MW	125	n.a.	126	12,72	Euro/ MW
IT(Pico)- SI	60	n.a.	59	0	Euro/ MW	35	n.a.	35	18,13	Euro/ MW
IT (Base)-CH	400	n.a.	400	0,69	Euro/ MW	587	n.a.	587	11,3	Euro/ MW
IT(Pico)-CH	400	n.a.	400	0,08	Euro/ MW	378	n.a.	378	19,86	Euro/ MW
IT( Base)- GR	250	n.a.	250	2,67	Euro/ MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
IT (Pico)- GR	250	n.a.	250	0,71	Euro/ MW					

Fuente: ESTO, 2008.

En septiembre de 2007 la Comisión Europea presentó nuevas propuestas para revisar las directrices y regulación de 2003. Con relación a la regulación de 2003<sup>57</sup>, es importante señalar dos enmiendas:

- Artículo 1: incorpora la visión de que las interconexiones deben también facilitar la integración de los mercados minoristas y no solo a los mercados mayoristas.
- Artículo 6: limita el uso de los ingresos de congestión a las interconexiones.

Las propuestas de la Comisión están actualmente en discusión en el Consejo y en el Parlamento Europeo.

En un informe reciente<sup>58</sup>, ERGEG presentó los métodos aplicados para el manejo de la congestión en cada frontera a través de diferentes plazos.

En el mismo informe en 2007, ERGEG también presentó el ingreso por congestión recolectado (gráfico 5). Ese año, el ingreso total de congestión a través de las interconexiones europeas fue de EU 1.840 millones.

57. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0531:FIN:EN:PDF>

58. ERGEG: Regulación (EC) 1228/2003 Conformidad de monitoreo - segundo informe, 2008. Septiembre 2008. Disponible en [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/2008%20Compliance%20Monitoring/CD/E08-ENM\\_03-05-Second\\_Compliance\\_Report\\_10%20Sept%202008.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/2008%20Compliance%20Monitoring/CD/E08-ENM_03-05-Second_Compliance_Report_10%20Sept%202008.pdf)

## Recuadro 6

### Las interconexiones debe facilitar la integración de mercados minoristas

En el Artículo 1 se agregó el siguiente párrafo: "Esta regulación también aspira facilitar el surgimiento de un mercado fronterizo minorista de buen funcionamiento y transparente y un mercado mayorista eficiente y transparente. En este sentido, ofrece mecanismos para armonizar esas reglas."

En el Artículo 6, el párrafo 6 fue reemplazado por el siguiente:

"6. Cualquier ingreso resultante de la asignación de interconexión será usado para los propósitos siguientes en orden de prioridad:

- (a) garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada
- (b) inversiones en la red para mantener o aumentar las capacidades de interconexión

*Si el ingreso no puede ser usado para los propósitos establecidos en los puntos (a) o (b) del primer subpárrafo, éstos serán colocados en una cuenta separada hasta el momento en que puedan ser invertidos en esos propósitos. En el caso de un operador independiente de sistema cualquier ingreso remanente después de aplicar los puntos (a) y (b) será mantenido por Operador Independiente de Sistema en una cuenta separada hasta el momento en que puedan ser invertidos en los propósitos establecidos en los puntos (a) o (b) del primer subpárrafo."*

## Gráfico 4

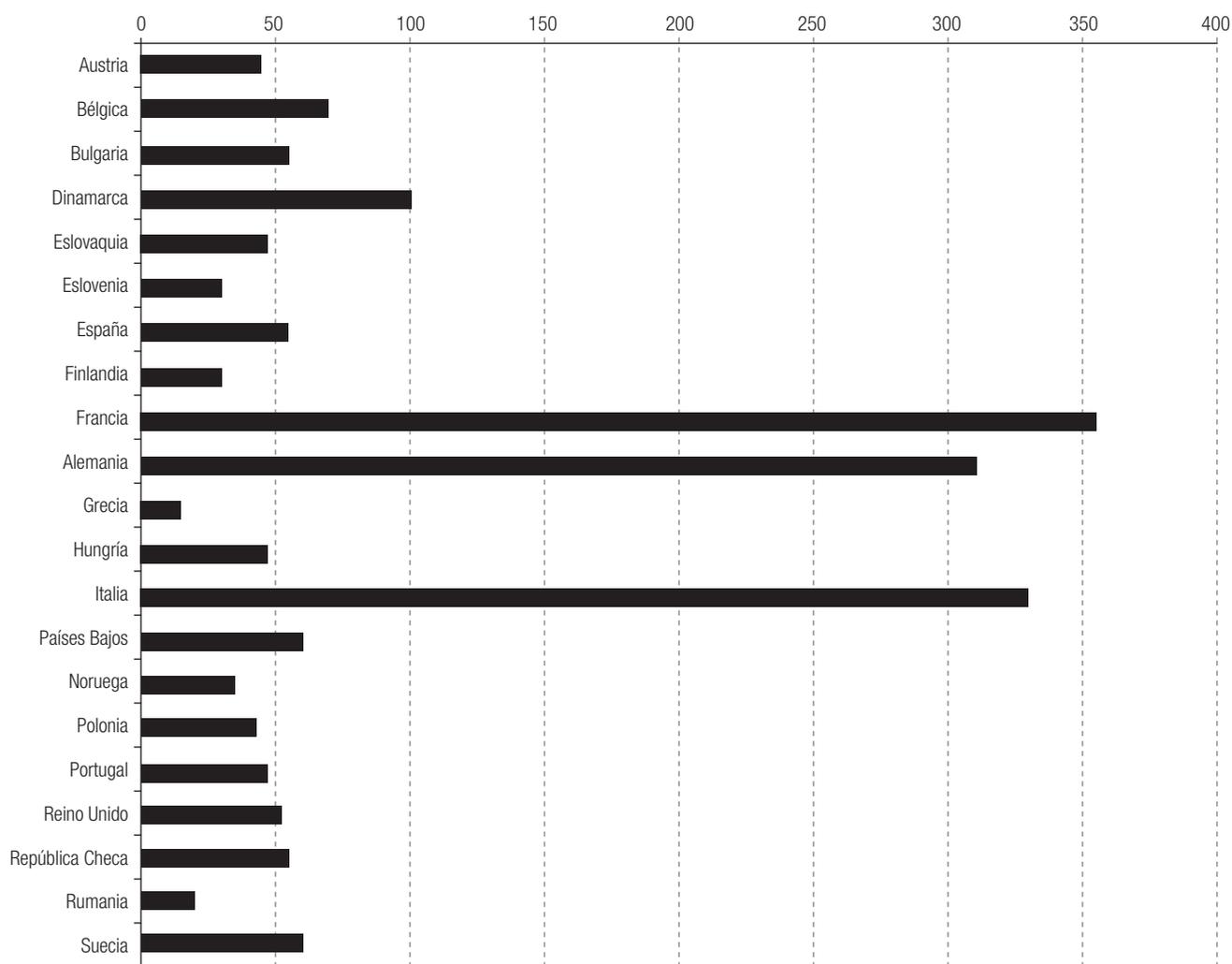
### Métodos de congestión en Europa, por plazo

	Asignación anual	Asignación mensual	Asignación de un día antes	Asignación interdiaria
Austria- República Checa				
Austria-Hungría				
Austria- Eslovenia				
Alemania-Polonia				
República Checa-Polonia				
Polonia-Eslovaquia				
República Checa- Alemania				
República Checa- Eslovaquia				
Hungría-Eslovaquia				
Austria- Italia				
Italia- Eslovenia				
Italia- Grecia				
Francia-Italia				
Francia- Alemania				
Bélgica-Francia				
Bélgica-Holanda				
Alemania- Holanda				
Noruega-Suecia				
Finlandia-Suecia				
Dinamarca-Suecia				
Dinamarca-Alemania				
Dinamarca-Noruega				
Francia-España				
España-Portugal				
Francia-Reino Unido				
Hungría-Rumania				
Rumania-Bulgaria				

- Subastas explícitas
- Subastas implícitas
- No aplica
- Interdiarias
- No interdiarias

Fuente: ERGEG, 2007.

**Gráfico 5**  
**Ingresos por congestión por país (2007)**



Fuente: ERGEG, 2007.

El informe de ERGEG recuerda que “De conformidad con el punto 6.3 [de la Regulación], el ingreso por la congestión será compartido entre los TSO involucrados de conformidad con los criterios acordados entre los TSO involucrados y revisados por la Autoridades Regulatorias respectivas.” El informe además establece que “En todo, el 95% de los TSO han descrito y acordado sobre los criterios para determinar cómo compartir el ingreso por congestión entre los TSO involucrados. Esto ha sido revisado por el 86% de los NRAs. Por lo tanto, puede establecerse que por lo general hay 90% de conformidad con las disposiciones relevantes del Punto 6.3 de los Lineamientos del Comité existentes”.

En la mayoría de las interconexiones internacionales, los ingresos de congestión están distribuidos 50%-50%. Esta es la situación conocida entre España y Portugal y entre los dos mercados europeos más grandes, como Alemania y Francia<sup>59</sup>:

59. Bundesnetzagentur / CRE: Informe del uso de la interconexión Francia-Alemania en 2006. Disponible en [http://www.cre.fr/fr/acces\\_aux\\_reseaux/reseaux\\_publics\\_d\\_electricite/acces\\_aux\\_interconnexions](http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/reseaux_publics_d_electricite/acces_aux_interconnexions)

**Cuadro 9**  
**Uso del ingreso de congestión (2007)**

	Garantía de capacidad (%)	Construcción de nuevas líneas (%)	Reducción de tarifas (%)
Alemania	0	36	64
Austria	60	40	0
Bélgica	0	0	100
Dinamarca	0	0	100
Eslovaquia	50	-	50
Eslovenia	0	100	0
España	2	0	98
Finlandia	0	100	0
Francia	0	0	100
Grecia	0	100	0
Hungría	0	0	100
Italia	0	0	100
Noruega	0	0	100
Países Bajos	100	-	-
Polonia	0	91	9
Portugal	0	100	0
Reino Unido	47	53	0
República Checa	0	25	75
Rumania	0	0	100
Suecia	100	-	-

Fuente: ERGEG, 2007.

*“Con la distribución libre de la capacidad, la renta de congestión teórica total es capturada por los usuarios de la interconexión (...). Gracias a los ingresos de las subastas, una parte de esta renta teórica es transferida a los usuarios de la red (74 millones de euros, en la interconexión Francia-Alemania en el 2006, fueron repartidos en partes iguales entre los dos países). Precisamente porque los TSO tienen que usar el ingreso de congestión de conformidad con el Artículo 6.6 de la Regulación Europea (EC) 1228/2003, dicho ingreso es compartido por todos los usuarios de la red dado que, cualquier uso del ingreso, beneficiará al final a todos los usuarios”.*

De acuerdo a ERGEG<sup>60</sup>, “En total, el 95% de los TSO han descrito el procedimiento para la distribución del ingreso por manejo de la congestión y estos TSO también han enviado los procedimientos al NRAs para su revisión.

*Además, en casi todos esos casos, los NRAs han revisado los procedimientos de distribución del ingreso con el objeto de asegurar que ellos no distorsionen el proceso de asignación (favoreciendo a alguna parte que solicite capacidad) y/o proporcione algún desincentivo para reducir la congestión”.*

Con relación a los principios de fijación de precios de transmisión, el informe de ERGEG<sup>61</sup> proporciona el Gráfico 6 (ver p. 46).

60. Ibid.

61. Ibidem.

**Gráfico 6**  
Principios para la determinación de precios en transmisión en Europa

	Principio de tarificación				Señales de precios		
	Código postal	Precio por zona	Precio por nodo	Otro	Locacional	Estacional	Hora del día
Alemania	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Austria	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Bélgica	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica
Bulgaria	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Dinamarca	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Eslovaquia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Eslovenia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
España	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica
Estonia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica
Finlandia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica
Francia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Grecia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Hungría	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Irlanda	Aplica	No aplica	Aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Italia	Aplica	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica
Latvia	Aplica	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Lituania	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Luxemburgo	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Noruega	Aplica	No aplica	Aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Países bajos	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Polonia	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Portugal	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica
Rumania	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica	Aplica	No aplica	No aplica
Suecia	Aplica	No aplica	Aplica	No aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Reino Unido	Aplica	No aplica	No aplica	Aplica	Aplica	No aplica	No aplica
República Checa	Aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica

■ Aplica    □ No aplica

Fuente: ERGEG, 2007.

Otro documento reciente de discusión de ERGEG<sup>62</sup> presenta los principales temas relacionados a la integración de los mercados nacionales y regionales, concretamente en términos de cálculo de capacidad y asignación, transparencia y balance.

En resumen:

Desde que las primeras Directrices internas del mercado eléctrico fueron aprobadas en 1996, los mercados eléctricos en la UE llegaron a ser cada vez más sofisticados y abiertos. Desde julio de 2007 todos los ciudadanos de la UE (casi 500 millones) tienen la libertad de escoger su proveedor de electricidad

62. ERGEG: ERI Informe de Coherencia y Convergencia— escrito ERGEG de consulta pública. Septiembre 2008. Disponible en: [http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/2008%20ERI%20Coherence%20and%20Convergence/CD/E08-ERI-13-03\\_2nd%20ERI%20Coher%20and%20Converg\\_10%20Sept%202008.pdf](http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/2008%20ERI%20Coherence%20and%20Convergence/CD/E08-ERI-13-03_2nd%20ERI%20Coher%20and%20Converg_10%20Sept%202008.pdf)

de cualquier país miembro de la UE. Varios mercados organizados han sido establecidos y tanto los productos físicos como los financieros son regularmente comercializados en la mayoría de los países. El comercio eléctrico internacional es una realidad en todas las fronteras, aunque operan diferentes mecanismos de manejo de congestión.

Los mercados eléctricos nacionales y regionales dentro de la UE presentan diferentes características en términos de tamaño, número de agentes, liquidez, arreglos comerciales, entre otros. La interacción entre esos diferentes mercados tiene lugar ya sea mediante transacciones bilaterales entre países o mediante diferentes tipos de subastas implícitas (mercado de acoplamiento y mercado de repartición), de acuerdo a la cantidad de intercambios de energía en las áreas conectadas. La armonización de los diferentes mecanismos de manejo de la congestión existentes, al asegurar que los mercados nacionales y regionales converjan rápidamente en un solo mercado, es de alta prioridad en la UE. En la actualidad, todos los mecanismos están basados en el mercado.

De acuerdo con la legislación actual europea, *“El ingreso de congestión será compartido entre los TSO involucrados de conformidad con los criterios acordados entre los TSO involucrados y revisados por las Autoridades Regulatoras Nacionales (NRAs) respectivas, que no deberán “ni distorsionarán los procesos de asignación a favor de alguna parte que solicite capacidad o energía, ni proveer un desincentivo para reducir la congestión” y “anualmente, cerca del 31 de Julio de cada año, las autoridades regulatorias deberán publicar un reporte señalando las cantidad de ingresos recolectados por el periodo de 12 meses a partir del 30 de junio del mismo año y el uso dado a los ingresos en cuestión”*<sup>63</sup> En el futuro, los ingresos de congestión pueden ser usados sólo para garantizar la capacidad de interconexión, tanto a corto como a largo plazo.

Los asuntos del comercio eléctrico entre países han sido enfocados en otras partes del mundo distintas a Europa, por ejemplo: entre Estados Unidos y Canadá, en Centroamérica (Costa Rica, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y Salvador), Sudáfrica, el sudeste de Asia, otros. Sin embargo, en ninguna parte el objetivo político de la integración del mercado supranacional ha sido tan claramente indicado como en la UE y en ninguna parte se ha desarrollado un marco regulatorio integral como el de la UE. Con cerca de 500 millones de ciudadanos, 750 GW de capacidad instalada y 3.300 TWh de generación de electricidad, la UE es el mercado eléctrico integrado más grande del mundo. Más aún, la evolución de los mercados nacionales y regionales dentro de la UE en los últimos 20 años ofrece un grupo extenso de experiencias y estudios de casos sobre asuntos energéticos entre países.

---

63. Decisión de la Comisión del 9 de noviembre de 2006 enmendando el Anexo para la Regulación (EC) No 1228/2003 sobre las condiciones para el acceso a la red para el intercambio de electricidad fronterizo. Official Journal of the European Union L 312 del 11.11.2006. Disponible en <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:312:0059:0065:EN:PDF>

## II. Recomendaciones

### El futuro de la industria eléctrica en la CAN

Los beneficios potenciales de una mayor integración económica dentro de la CAN han sido ampliamente analizados y justifican el deseo común de todos los países de acelerar el proceso de integración política, mejorar la armonización regulatoria y coordinar las inversiones en los proyectos de interconexión, incluyendo los relacionados con energía:

*“En su potencial de desarrollo la subregión andina representa un mercado de más de 115 millones de habitantes en un área de influencia extendida de 4,7 millones de km<sup>2</sup>, con un valor agregado de aproximadamente USD 260.000 millones (concentrados en un 80% entre Colombia y Venezuela), institucionalmente enmarcado en un proceso de integración que ya cuenta con más de 30 años de tradición (Comunidad Andina) y que ha establecido un patrón claro de convergencia normativa gradual y coordinación de inversiones en infraestructura de interconexión en transportes, energía y telecomunicaciones”<sup>64</sup>.*

Como se discutió anteriormente y se describe en el Recuadro 7, la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, seguida de otras líneas de interconexión y proyectos, ha resultado en múltiples beneficios<sup>65</sup>.

Recientemente, el deseo político de reforzar las interconexiones eléctricas y el comercio fronterizo de electricidad ha sido compartido por todos los países de América del Sur, como se indica en la Declaración sobre Integración de Infraestructura emitida en la I Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones en Brasilia, el 30 de septiembre de 2005<sup>66</sup> y en la Declaración de Margarita<sup>67</sup> del 17 de abril de 2007:

En general, el proceso de integración económica y política regional, e integración de los mercados eléctricos en particular, ha sido pospuesta con frecuencia por argumentos políticos circunstanciales. Sin embargo, existen otros dos factores interrelacionados que pueden explicar el ritmo lento de integración del mercado de electricidad: la falta de capacidad de la interconexión y la diversidad de los sistemas nacionales de electricidad en cuanto al tamaño, los recursos, la organización del mercado y las regulaciones.

El Cuadro 10 (ver p. 50) indica las capacidades de interconexión disponibles en la CAN. Estos valores son relativamente modestos comparados con la generación de electricidad y la demanda en los respectivos países. De hecho, algunas de las interconexiones existentes (p.e., Ecuador-Perú y Colombia-Venezuela) no se utilizan o sólo se usan bajo circunstancias excepcionales, debido a la falta de acuerdos acerca del marco regulatorio para el comercio fronterizo. El uso de la interconexión Colombia-Ecuador está afectado por la disputa entre los dos países en cuanto a la distribución de las rentas de congestión.

64. <http://www.iirsa.org/ejeandino.asp?CodIdioma=ESP>

65. [http://www.comunidadandina.org/ingles/energia/energy\\_1.htm](http://www.comunidadandina.org/ingles/energia/energy_1.htm)

66. [http://www.comunidadandina.org/ingles/documentos/documents/casa\\_2005\\_2.htm](http://www.comunidadandina.org/ingles/documentos/documents/casa_2005_2.htm)

67. <http://www.comunidadandina.org/ingles/documentos/documents/unasur17-4-07.htm>

## Recuadro 7 Interconexión eléctrica

La Decisión 536 “Marco general para interconexiones subregionales de sistemas de energía eléctrica e intercambio eléctrico intra-comunitarios”, aprobada en diciembre de 2002, dio a la CAN el marco legal para promover el desarrollo del tema eléctrico entre los países miembros.

Como resultado de esta Decisión, el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) comenzó a trabajar con sus Grupos Técnicos: i) el Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de Servicio de Electricidad (GTOR), creado en junio de 2003 para formular propuestas para mejorar la armonización de marcos de trabajo regulatorios necesarios para la total interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intra-comunitarios de electricidad; y ii) el Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos (GOPLAN), creado en enero de 2004 para redactar propuestas, coordinar esfuerzos con instituciones andinas de energía y electricidad y alcanzar acuerdos para cumplir aspectos de acceso a la información y planificar el proyecto en forma coordinada, con una visión de la integración de la región.

Los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador fueron interconectados en marzo de 2003 de conformidad con esta decisión, y produjeron beneficios importantes para ambos países.

Con la interconexión y operación completa de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador, las líneas eléctricas de interconexión colombiana y venezolana, y la interconexión eléctrica de Perú y Ecuador –todo como resultado de la Decisión 536 “Marco de trabajo general para la interconexión sub-regional de los sistemas de energía eléctrica e intercambio intra-comunitarios de electricidad,”– el mercado eléctrico andino ha alcanzado su primer nivel de integración. Debe agregarse aquí que Bolivia anunció en julio de 2005 que había decidido adherirse a la decisión de la CAN.

## Recuadro 8 Declaración de la primera reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones

De conformidad con la Declaración Presidencial de Cuzco del 8 de diciembre de 2004, e interpretando las aspiraciones de su gente para la construcción de un espacio sudamericano integrado, los presidentes de la Comunidad Sudamericana de Naciones por medio del presente deciden:

1. Acelerar la implementación de proyectos prioritarios para integrar la infraestructura de América del Sur, el transporte, y las comunicaciones.
2. Promover las alternativas de financiamiento que toman en cuenta las realidades financieras de los países sudamericanos, preservar las capacidades regulatorias y la independencia de toma de decisiones de los Estados y promover las inversiones necesarias para implementar los proyectos prioritarios para la integración de la infraestructura de transporte, energía, y comunicaciones en América del Sur identificadas por los países e incluidas en el portafolio de proyectos IIRSA.
3. La Secretaría Pro Tempore solicitará que los cuerpos financieros regionales adelanten, junto a los bancos de desarrollo e instituciones nacionales, esfuerzos del Proceso Sectorial para identificar los mecanismos de innovación y encontrar soluciones que permitan financiar el portafolio de proyectos IIRSA.
4. Convocar una reunión ministerial en el campo del transporte, obras públicas y planificación para identificar, sobre la base de las experiencias bilaterales, regionales y subregionales, las restricciones que afectan los proyectos en estas áreas y proponer un programa de acción que contenga medidas concretas para acelerar la implementación de proyectos prioritarios relacionados con la integración física.
5. Establecer un grupo de trabajo técnico con la participación de agencias gubernamentales responsables de formular políticas, reglas y reglamentos que rijan las comunicaciones y los servicios de Internet, con miras a examinar la posibilidad de estimular el desarrollo de una red de infraestructura que sea un elemento indispensable de una sociedad de información regional, que incluya puntos de intercambio de Internet, redes regionales y servidores primarios, mientras toma en cuenta la situación específica y necesidades de la región.
6. Reafirmar la importancia de la integración energética en América del Sur. Aprobar los resultados de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Sudamericana de Naciones celebrada en Caracas el 26 de septiembre de 2005, en la que las partes decidieron continuar adoptando medidas concretas dentro del contexto de la iniciativa Petroamérica, tomando en cuenta los principios contenidos en su Declaración.

Reiterar la innovación para todos los países suramericanos de considerar tomar parte en el proceso de revisión de un acuerdo de complementación energética tal y como lo propuso Uruguay en la Reunión de Ministros de Energía de Mercosur, Bolivia, Chile y Perú celebrada en Montevideo el 22 de agosto de 2005.

Urge, más aún, que los Ministros de los países involucrados en la iniciativa de la Tubería de Gas Sudamericano adelanten, en el menor tiempo posible, el desarrollo de este proyecto, cumpliendo con los aspectos institucionales, legales, técnicos y económicos capaces de garantizar su implementación oportuna.

Los estudios disponibles sugieren que el potencial económico para el comercio eléctrico entre países justifica un aumento sustancial de las capacidades de interconexión:

*“Las características estructurales y los beneficios que se pueden obtener justifican y recomiendan la integración plena de los sistemas eléctricos (...). De ser así se podrían desarrollar interconexiones que alcancen intercambios de una magnitud posible entre Venezuela-Colombia de 1.000 MW y de 500 MW entre Ecuador-Perú-Colombia”<sup>68</sup>.*

El desarrollo de nuevas interconexiones requiere inversiones sustanciales. Estas inversiones pueden difícilmente efectuarse si el marco regulatorio que rige el uso de las interconexiones no ofrece una distribución de beneficios justa, clara y estable que resulte de las nuevas interconexiones. El caso Colombia-Ecuador ilustra esta dificultad:

68. Mercados Energéticos: “La integración energética en el Pacto Andino”. Report for the Inter-American Development Bank. Available at: [http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end\\_la\\_integracion\\_energetica\\_en\\_el\\_pacto\\_andino.pdf](http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end_la_integracion_energetica_en_el_pacto_andino.pdf)

**Cuadro 10**  
**Capacidades de interconexión en la Comunidad Andina**

Países	Año	Voltaje	Capacidad
Colombia Venezuela	1992	2 * 230kV 1 * 132 kV	285 MW > < 215 MW
Colombia Ecuador	2003	230 kV	336 MW > < 205 MW
Colombia Panamá	2010	250-400 kV	300 MW > < 200 MW
Colombia Perú	n.a	n.a	n.a
Perú Ecuador	2005	1 * 230 kV	120 MW
Perú Bolivia	2012	220 kV	250 MW
Perú Chile	2010	220 kV	300 MW > < 200 MW
Bolivia Chile	n.a	n.a	n.a

Fuente: elaboración propia.

*“La inversión realizada por Ecuador fue de USD 21,7 millones y la realizada por Colombia USD 13,5 millones, son aproximadamente 78 Km. en Colombia y 135,5 Km. en Ecuador. A la tasa de descuento utilizada del 13,86%, esto representa para un período de 10 años una anualidad de USD 4,38 millones correspondientes al tramo ecuatoriano y USD 2,75 correspondientes al tramo colombiano.*

*La demanda ecuatoriana paga vía una carga tarifario (estampilla) el 100% del costo de inversión del tramo ecuatoriano de la interconexión con Colombia y el 36% de la parte colombiana (esto último representa aproximadamente USD 1 millón anuales).*

*El pago de la parte colombiana, a cargo de TRANSELECTRIC, es por 10 años, a partir del cual Colombia asume plenamente los costos totales de la línea de interconexión en su territorio. Cabe aclarar que los pagos realizados por TRANSELEC en los 10 años cubren el 36% del costo de inversión del tramo Colombiano de la interconexión. El activo se incluye como activo de uso y por lo tanto es decir también pagado por la demanda de Colombia”<sup>69</sup>.*

*“Las rentas de congestión obtenidas desde el inicio de la operación de la interconexión fueron asignadas a Colombia por USD 214 millones, es decir que en tres años se han asignado a Colombia un monto que es seis veces la inversión en la interconexión y unas 26 veces la inversión asumida por Colombia”<sup>70</sup>.*

Como se explicó en los segmentos previos, la Decisión 536 no ofrece un marco integral para transacciones internacionales eléctricas y tampoco ofrece un

69. Mercados Energéticos / FSP: “Análisis de los acuerdos de interconexión Ecuador-Colombia, su evolución con Perú y propuesta de ajustes”. Report for CENACE. August 2006. P. 7.

70. Ibid. pg. 4.

**Cuadro 11****Indicadores macroeconómicos y energéticos seleccionados de los países andinos**

2005	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela
Población (millón)	9,18	16,30	45,60	13,23	27,97	26,58
PIB (millardos de USD 2.000)	9,74	93,22	99,13	20,50	65,35	131,08
PIB (PPA) (millardos de USD 2.000)	23,03	174,35	296,30	51,08	150,27	156,81
Producción de electricidad (Millones de toneladas equivalentes de petróleo Mtep)	13,87	9,12	79,46	28,6	10,79	204,71
Importaciones netas (Mtep)	-8,98	22,01	-50,16	-17,81	3,22	-143,33
Oferta Total de Energía Primaria (OTEP) (Mtep)	5,31	29,57	28,59	10,44	13,81	60,94
Consumo de Electricidad (TWh)	4,40	50,10	40,01	9,33	23,12	75,70
Emisiones de CO <sub>2</sub> (Mt de CO <sub>2</sub> )	11,85	58,62	59,90	23,39	28,40	142,31
OTEP/Población (Mtep/cápita)	0,58	1,81	1,63	0,79	0,49	2,29
OTEP/PIB (Mtep/miles de USD 2000)	0,54	0,32	0,29	0,51	0,21	0,46
OTEP/PIB (PPA) (Mtep/miles de USD 2000 PPA)	0,23	0,17	0,10	0,20	0,09	0,39
Consumo eléctrico / Población (kWh/cápita)	479	3074	877	705	827	2848
CO <sub>2</sub> / OTEP (t CO <sub>2</sub> / tep)	2,23	1,98	2,10	2,24	2,06	2,34
CO <sub>2</sub> / Población (t CO <sub>2</sub> / cápita)	1,29	3,60	1,31	1,77	1,02	5,35
CO <sub>2</sub> /PIB (kg CO <sub>2</sub> / USD 2000)	1,22	0,63	0,60	1,14	0,43	1,09
CO <sub>2</sub> /PIB (PPA) (kg CO <sub>2</sub> / USD 2000 PPA)	0,51	0,34	0,20	0,46	0,19	0,91

Fuente: IEA, 2008.

lineamiento detallado sobre cómo armonizar la regulación de los mercados eléctricos nacionales. Estos mercados exhiben características muy diferentes, tanto en términos cuantitativos como en cuanto a su organización y regulación. Los cuadros 11 y 12 ilustran las diferencias cuantitativas principales entre los diferentes países andinos y sus respectivos sectores eléctricos<sup>71</sup>.

Los cuadros 11 y 12 (ver p. 52) muestran claramente diferencias en el tamaño (población, producción de energía, demanda de energía), riqueza (PIB), seguridad de suministro de energía, intensidad energética, eficiencia energética (pérdidas), patrones de demanda, matriz de generación de electricidad, emisiones de CO<sub>2</sub>, otros<sup>72</sup>.

Más aún, los mercados eléctricos nacionales difieren considerablemente en términos del grado de liberalización, concentración en los niveles de generación y al nivel de consumidores, de propiedad, desintegración, instituciones de mercado, niveles de precios, adherencia de los precios a los costos (subsidios y subsidios cruzados), regulación, otros.

71. Data from International Energy Agency, disponible en: <http://www.iea.org/Textbase/country/index.asp>

72. Un análisis más detallado se encuentra en OLADE/Mercados Energéticos: "La situación energética en América Latina. Informe Final". Report for Corporación Andina de Fomento, March 2003. [http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end\\_la\\_situación\\_energética\\_en\\_américa\\_latina.pdf](http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end_la_situación_energética_en_américa_latina.pdf)

**Cuadro 12****Características principales de los sistemas eléctricos en la Comunidad Andina**

2005 (GWh)	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela	Total
Producción de:							
Carbón	-	8.345	4.219	-	804	-	13.368
Petróleo	874	1.701	114	5.491	2.100	10.643	20.923
Gas	1.687	14.954	6.875	1.030	5.471	15.876	42.893
Biomasa	171	900	555	-	161	-	1.787
Desechos	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-
Agua	2.498	24.041	39.803	6.883	19.962	75.025	168.212
Geotérmico	-	-	-	-	-	-	-
PV solar	-	-	-	-	-	-	-
Calor solar	-	-	-	-	-	-	-
Viento	-	-	-	-	1	-	1
Marea	-	-	-	-	-	-	-
Otras fuentes	-	-	-	-	-	-	-
<b>Producción total</b>	<b>5.230</b>	<b>49.941</b>	<b>51.566</b>	<b>13.404</b>	<b>25.499</b>	<b>101.544</b>	<b>247.184</b>
Importaciones	-	2.152	16	1.723	-	-	3.891
Exportaciones	-	-	-1.758	-	-	-	-1.758
<b>Suministro nacional</b>	<b>5.230</b>	<b>52.093</b>	<b>49.824</b>	<b>15.127</b>	<b>25.499</b>	<b>101.544</b>	<b>249.317</b>
Diferencias estadísticas	-	-	-97	-	-	-	-97
<b>Transformación total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Plantas eléctricas	-	-	-	-	-	-	-
Plantas productoras de calor	-	-	-	-	-	-	-
<b>Sector energético</b>	<b>46</b>	<b>2.052</b>	<b>982</b>	<b>288</b>	<b>381</b>	<b>3.536</b>	<b>7.285</b>
Distribución de pérdidas	834	1.997	9.819	5.795	2.381	25.843	46.669
<b>Consumo final total</b>	<b>4.350</b>	<b>48.044</b>	<b>28.926</b>	<b>9.044</b>	<b>22.737</b>	<b>72.165</b>	<b>195.266</b>
Industria	1.615	32.300	12.571	1.789	12.563	36.978	97.816
Transporte	-	252	43	-	-	284	579
Residencial	1.646	8.284	16.254	3.701	8.706	18.252	56.843
Comercial y servicios							
Públicos	964	7.084	9.179	2.680	352	16.651	36.910
Agricultura/Ingeniería							
Forestal	-	124	879	-	1.116	-	2.119
Pesca	-	-	-	-	-	-	-
Otros no especificados	125	-	-	874	-	-	999

Fuente: IEA, 2008.

En resumen:

Un mayor desarrollo de la industria eléctrica en la CAN (e incluso en contextos mayores de América del Sur y Latinoamérica Latina) requiere: a) del uso efectivo y eficiente de las capacidades existentes, b) de su actualización, y c) la construcción de nuevas interconexiones. Para que sean factibles financieramente, a su vez, estos proyectos requieren un grado mínimo de armonización regulatoria y de claridad en cuanto al comercio internacional eléctrico en la región.

En los mercados eléctricos, el tamaño importa. Las experiencias internacionales han mostrado que la *masa crítica* mínima de los mercados eléctricos es de

## Recomendación N° 1

---

Revisar la Decisión 536 a objeto de proveer:

- a) La estabilidad y claridad necesarias a las reglas que rigen el comercio eléctrico internacional;
  - b) Metas bien definidas en términos de armonización regulatoria e integración de mercado, tomando en cuenta la diversidad actual de los mercados eléctricos nacionales así como la necesidad de establecer un programa integral de transición.
- 

## Recomendación N° 2

---

En línea con las declaraciones y los compromisos oficiales pasados, y en estrecha cooperación con los Estados vecinos de la CAN, un plan maestro que establezca las capacidades de interconexión en todas las fronteras debe publicarse urgentemente. Este plan debe identificar, para cada línea, la capacidad esperada y el procedimiento de inversión a ser adoptado así como el inicio y fin del proyecto.

---

cerca de 250 TWh—por debajo de este umbral, es muy difícil establecer y mantener vivo un mercado verdaderamente competitivo porque es casi imposible evitar algunas formas de poder de mercado estructural y abuso de posiciones dominantes. Con un consumo eléctrico conjunto de 195 TWh y una generación conjunta de 247 TWh, los seis países andinos están en el umbral crítico. Esto quiere decir que:

- a) El mercado eléctrico andino regional puede ser competitivo (el tamaño es una condición necesaria pero no suficiente).
- b) Ningún país andino individual tiene el tamaño necesario para convertirse, *per se*, en un mercado verdaderamente competitivo y eficiente.

Varios países andinos han liberalizado el mercado de generación, adoptado algún grado de apertura a nivel de venta minorista, introducido operadores de mercado, suministrado las condiciones regulatorias para el acceso a la red, otros. Algunos de estos países lo han hecho hace mucho tiempo, incluso antes de que fuese adoptada la primera Directriz Eléctrica Europea (1996). Sin embargo, estos mercados confían en una regulación estricta tanto para los consumidores como para los distribuidores mayoristas, especialmente en cuanto a regulación de precios, y en ninguna parte los consumidores están expuestos completamente al equilibrio de la oferta y demanda (una característica básica del buen funcionamiento de los mercados maduros). De hecho, los precios *spot* en los países andinos reflejan principalmente los costos subyacentes y las restricciones regulatorias, ellos no son, inicialmente, el resultado de un juego competitivo libre entre varios generadores, cada uno con una estrategia autónoma.

Dado el número limitado de jugadores en cada país y su tamaño relativamente pequeño, asumir que la libre competencia pudiera dar precios eficientes sería, de hecho, una hipótesis muy ingenua y costosa. Por lo tanto, las licitaciones en los mercados *spot* están relacionadas y/o restringidas por los costos resultantes de las disposiciones contractuales y regulatorias apropiadas.

A objeto de moverse del estado actual de liberalización a mercados más maduros y competitivos, todos los países andinos deben explorar las oportunidades que ofrece la integración de sus mercados nacionales en un mercado supranacional. Sin embargo, ante los diferentes puntos de inicio y las distintas técnicas, económicas y políticas, este proceso tomará indudablemente algún tiempo. Mientras tanto, es urgente aumentar las capacidades de interconexión

y maximizar el uso eficiente de las capacidades disponibles de forma equitativa y pragmática. Dada la etapa de desarrollo actual de los mercados eléctricos nacionales y las capacidades de interconexión relativamente débiles disponibles, dos enfoques pragmáticos pudieran ser concebidos en cuanto al uso de las interconexiones:

- a) Enfoque centralizado, basado en costos al por mayor (*wholesale cost-based approach*).
- b) Enfoque descentralizado, basado en contratos específicos (*retail contract-based approach*)

Ambos enfoques garantizan el uso eficiente de las interconexiones, aunque la distribución de los beneficios será diferente en cada caso. Más aún, ambos tienen impactos diferentes en el ritmo de la liberalización. De allí que se requiera una decisión política.

Los dos enfoques se describen brevemente en los párrafos siguientes. Ellos también pueden ser combinados, al asignar una parte de la capacidad de interconexión disponible a un método y otra al otro método. Se asume que, en cualquier caso, parte de esa capacidad será de algún modo reservada para fines de confiabilidad y por lo tanto será manejada directamente por los operadores del sistema.

#### Enfoque centralizado basado en costos al por mayor (*wholesale cost-based approach*)

Debido a que los precios de la electricidad al por mayor en la CAN se basan en costos (ya sea en del estilo monopolístico de orden al mérito o a través de licitaciones basadas en costos en mercados *spot*), sería razonable basar el comercio eléctrico fronterizo en precios basados en costos al por mayor. Esta sería una situación similar a la que estaban los países europeos nórdicos (Dinamarca, Finlandia Noruega y Suecia) desde los años sesenta hasta los años noventa dentro del llamado Marco del Nordel.

En el sistema Nordel, también descrito como *tight power pool* (despacho central de las plantas generadoras), los generadores comparten su información acerca de sus respectivas curvas de costos y plantas eléctricas despachadas e intercambios internacionales a objeto de optimizar el sistema de generación total. El proceso fue transparente y automático en el que todas las oportunidades económicas resultantes de diferencias en los costos de generación fueron activamente analizadas. Los beneficios que resultan del comercio internacional se compartieron 50-50 entre el vendedor y el comprador y algunas reglas para el tránsito también se pusieron en práctica.

La aplicación de este enfoque cooperativo para la CAN tiene la ventaja de ser simple, fácil de implementar y razonablemente imparcial ya que los beneficios se comparten por igual entre los países participantes y, muy probablemente, también imparcialmente por todos los consumidores en cada país. También asegura el uso eficiente de todas las capacidades de interconexión disponibles ya que los diferenciales de precios al por mayor existen y seguirán existiendo

en el futuro cercano entre los países andinos. Sin embargo, uno de los inconvenientes es que no promueve la competencia, y no contribuye así, en el corto plazo, al logro de un mercado competitivo regional.

Este modelo centralizado, de comercio fronterizo basado en costos al por mayor, es similar al enfoque actual seguido por Colombia y Ecuador con una diferencia muy importante: mientras los beneficios del Nordel siempre fueron compartidos 50-50, en el caso de los beneficios Colombia/Ecuador son casi totalmente captados por el país que exporta.

Debe indicarse claramente en esta etapa que ni las viejas pruebas históricas de *tight power pools* como Nordel, ni evidencias en sistemas nuevos, sistemas acoplados al mercado, ni siquiera argumentos teóricos apoyan la distribución actual de rentas de congestión al país que exporta en la frontera Colombia-Ecuador.

La historia exitosa de Nordel y otros *tight power pools* muestra que compartir por igual los beneficios entre los socios, estimula el desarrollo de la industria y la expansión de la capacidad de interconexión. La fórmula 50-50 es, de hecho, un ingrediente crucial de la fuerza vinculante que mantiene juntos a los grupos eléctricos basados en costos cooperativos.

En este caso, la cantidad de electricidad negociada al por mayor es limitada por la capacidad de interconexión disponible y no existe necesidad de determinar un precio para el uso de las interconexiones. El manejo explícito de la congestión no es, por lo tanto, necesario y el beneficio de la transacción al por mayor está básicamente determinado como la diferencia entre los precios al por mayor en ambos lados de la frontera.

Enfoque descentralizado, basado en contratos específicos (*retail contract-based approach*).

Debido a que en la mayoría de los países andinos algunos grandes consumidores eléctricos son libres de escoger a sus proveedores, y dado el hecho de que la Decisión 536 tiene como objetivo crear un mercado supranacional donde los clientes idóneos estén libres de elegir al proveedor de cualquier país de la CAN, las interconexiones pueden ser dedicadas a este tipo de comercio eléctrica internacional bilateral. En este caso, el uso de interconexiones resulta de decisiones descentralizadas de un cierto número de proveedores y consumidores elegibles que celebran contratos bilaterales específicos en vez de ser el resultado de decisiones centralizadas tomadas por los operadores del mercado a nivel de al por mayor. Esta situación existe en muchas fronteras de Europa y otras partes del mundo, por ejemplo, entre España y Portugal se introdujo en 1998 y desde entonces se ha permitido a miles de consumidores portugueses que los suministren compañías españolas.

El enfoque descentralizado permite a los consumidores elegibles y proveedores negociar libremente los términos y condiciones de sus contratos. Por lo tanto, los beneficios comerciales de los intercambios se comparten entre los consu-

midores elegibles y proveedores de acuerdo con sus capacidades o poderes de negociación, y los otros consumidores o proveedores no reciben ningún beneficio comercial de las interconexiones (a pesar de que si se benefician de las interconexiones en términos de confiabilidad y calidad de servicio ya que éstos son *bienes comunes*).

Este enfoque es también relativamente fácil de implementar y permite también el uso eficiente de las interconexiones si la información se pone a la disposición de todas las partes interesadas y si el marco regulatorio facilita la competencia entre consumidores. El enfoque descentralizado es claramente más orientado al mercado que el centralizado baso en un enfoque de costos y acelera la creación de un mercado supranacional y competitivo. Sin embargo, tiene el inconveniente de ser selectivo en cuanto a la distribución de beneficios.

Si los gobiernos están interesados en promover la competitividad de las industrias nacionales y acelerar la creación de un mercado común en el espacio andino, el enfoque descentralizado es una mejor alternativa que el centralizado. Sin embargo, si los gobiernos están más preocupados por los asuntos sociales y prefieren reducir las tarifas para los clientes domésticos, el enfoque centralizado es la opción correcta.

En este caso, la cantidad de electricidad negociada bilateralmente está limitada por la cantidad de capacidad de interconexión disponible. Asimismo, debido a que el número de potenciales actores interesados en el uso de las interconexiones es alto, puede ser necesario determinar un precio para el uso de interconexiones. El manejo explícito de la congestión es por lo tanto necesario y si se aplican mecanismos de mercado como las subastas explícitas esto conducirá a la creación de rentas de congestión.

Estos ingresos pueden ser usados para el desarrollo de nuevas interconexiones o para reducir las tarifas de transmisión nacionales ya que *“tanto en Ecuador como en Colombia y Perú, los enlaces internacionales se consideran como activos de uso, y en consecuencia, son remunerados por toda la demanda”*<sup>73</sup>.

En todo el mundo, y en particular en el mercado eléctrico integrado supranacional más grande (Europa), los ingresos por congestión de las subastas explícitas se dividen de forma equitativa, en casi todos los casos, entre los países vecinos.

Dada la necesidad de construir nuevas interconexiones y de ampliar/mejorar los existentes, puede ser apropiado usar las rentas de congestión para financiar las inversiones necesarias. Esto puede efectuarse bajo la Decisión 536 si las rentas de congestión no son distribuidas a los operadores de la red pero, en su lugar, estos ingresos se pueden colocar en fondos públicos que pudieran ser manejados, en cada país, por la autoridad regulatoria nacional respectiva.

---

73. CONELEC: Análisis del Informe: “Propuesta de armonización de marcos normativos”. Anexo a las minutas de la reunión XIX de GTOR de 2 de agosto de 2007.

### Recomendación N° 3

---

A objeto de clarificar las reglas que rigen el comercio de electricidad internacional, se debe seleccionar y especificar un modelo:

- Centralizado, basado en costos al por mayor
  - Descentralizado, basado en contratos específicos
  - Una combinación de los anteriores
- 

### Recomendación N° 4

---

Distribuir los beneficios resultantes (rentas de congestión) del enfoque de costos al por mayor centralizado o de las subastas explícitas bajo el enfoque descentralizado, basado en contratos específicos, de manera equitativa entre los países concernientes (50%-50%).

---

### Recomendación N° 5

---

Destinar las rentas de congestión principalmente a la construcción de interconexiones nuevas o a la ampliación/mejora de interconexiones existentes, de acuerdo con los procedimientos de inversión establecidos en el plan maestro, y luego compartir los ingresos remanentes equitativamente entre los países interesados.

---

## El comercio eléctrico entre Colombia y Ecuador

En este segmento, se discuten desde una perspectiva desarrollada previamente, las visiones de Colombia y Ecuador respecto a la industria eléctrica fronteriza, en particular a la luz de las recomendaciones suministradas.

CREG considera:

- [1] “- Que la asignación de las rentas de congestión al país exportador cumple con los principios establecidos en el Documento Acuerdo para la Interconexión Regional de Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de energía Eléctrica y en la Decisión 536.
- [2] - Que modificar dicha asignación implica cambiar los principios establecidos en la Decisión 536”<sup>74</sup>.
- [3] “Las rentas de congestión deben asignarse al país exportador y específicamente a la demanda y reducir la tarifa al usuario final. Además se elimina la necesidad de proteger al usuario nacional y se busca como objetivo de largo plazo que se llegue a un mercado regional. En este contexto se permite el aumento de precios a la demanda del país exportador; pero se la compensa con las rentas de congestión. De esta forma la tarifa al usuario final importador se disminuye y se compensa el aumento en la tarifa al usuario del país exportador”<sup>75</sup>.

Evaluación:

- [1] Tal y como se explicó anteriormente, la Decisión 536 señala que: “Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo”, es decir, define quién no tiene derecho a recibir rentas de congestión pero

---

74. “Informe de Colombia de la reunión del Grupo de Trabajo del GTOR. Lima, 31 de julio y 1° de agosto de 2007”. Anexo a las minutas de la XIX reunión de GTOR del 2 de agosto de 2007.

75. Ibid.

no establece a quiénes deben distribuirse las rentas de congestión. Por lo tanto, “la asignación de las rentas de congestión al país exportador” es compatible con la Decisión 536.

- [2] Debido a que la Decisión 536 no establece a quién deben ser distribuidas las rentas de congestión, no existe necesidad de modificar la Decisión 536 si, por ejemplo, las rentas de congestión se distribuyen al país que realice la importación o a los países que compartan entre exportar e importar.
- [3] Como se indicó previamente, ni las viejas pruebas históricas de *tight power pools* como Nordel, ni las pruebas nuevas, ni los sistemas acoplados al mercado, ni los argumentos teóricos apoyan la designación actual de las rentas de congestión para el país que exporta en la frontera Colombia-Ecuador. La teoría económica de los sistemas de poder no ofrece una respuesta definitiva a la pregunta sobre cómo distribuir rentas de congestión. Sin embargo, la práctica ha mostrado que la distribución equitativa de los beneficios entre las partes interesadas conduce a la estabilidad de los arreglos de la industria y a la expansión de las capacidades de interconexión. El ejemplo de Nordel es particularmente interesante en este aspecto ya que ese *tight power pool* está basado en los costos de generación y los mercados al mayor en la CAN también están basados en costos. Las experiencias más recientes con remates implícitos, a saber en Europa, también mostraron una clara preferencia por la división equitativa de los beneficios entre los sistemas interesados. Por lo tanto, se recomienda (Recomendación N° 4) compartir las *rentas de congestión* igualmente entre Colombia y Ecuador.

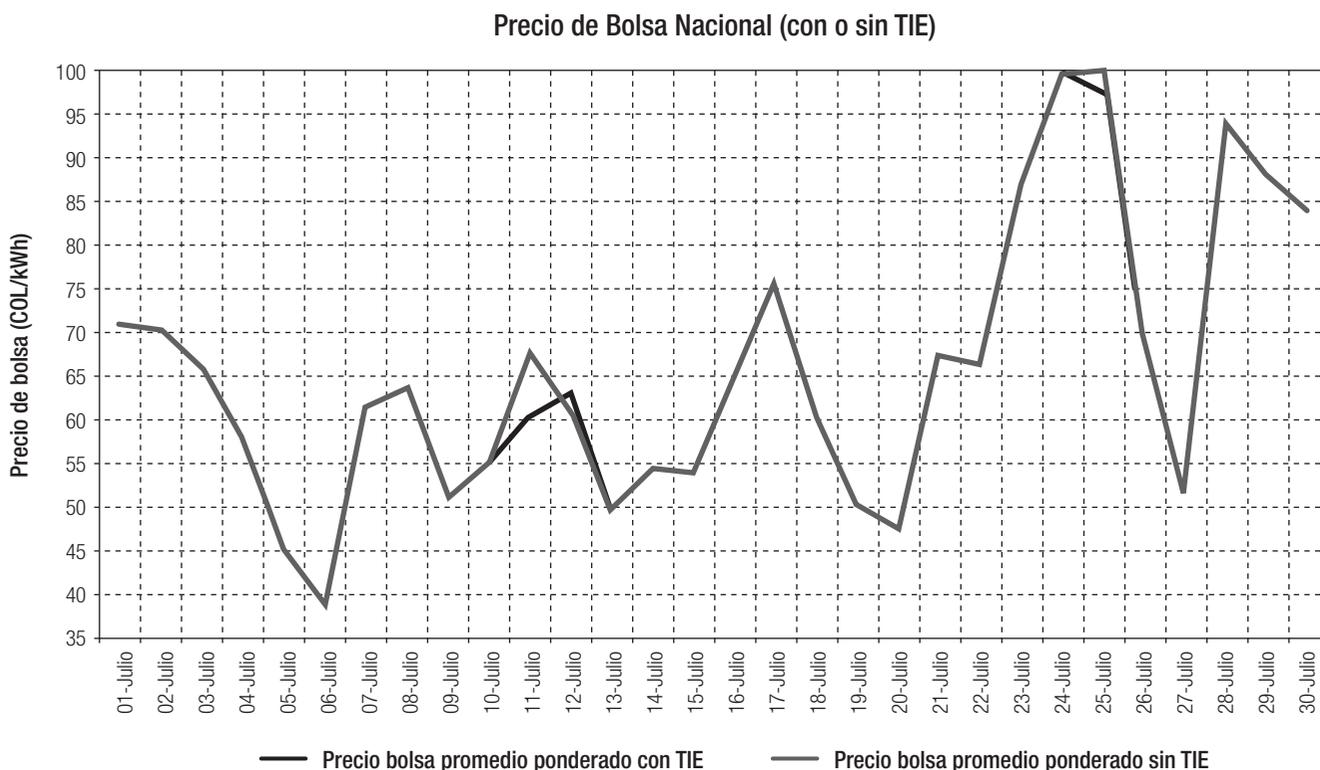
En teoría, la preocupación por el impacto en el consumidor del alza de los precios al detal en el país que exporta, debido a exportaciones, es legítima y pertinente. Sin embargo, debe señalarse que la capacidad de exportación de Colombia hacia Ecuador es muy limitada. En 2005, cuando se registró el monto anual más alto de electricidad que se exporta desde Colombia hacia Ecuador, las exportaciones totales de electricidad (1,7 TWh) representaron sólo 3,4% de la producción total de electricidad en Colombia (ver gráfico 7). Si se asume una capacidad de exportación máxima desde Colombia hasta Ecuador de 336 MW, el monto anual máximo de exportaciones de electricidad, ignorando el mantenimiento y los cortes, es de 2,9 TWh, es decir, 5,6% de la producción total en 2005. Estos valores bajos significan que las exportaciones no tienen ningún impacto en los precios al contado en Colombia.

El mercado al contado sólo representa el 18% de los costos totales de generación pagados por los consumidores en Colombia, tal y como se muestra en el Cuadro 13<sup>76</sup>.

---

76. CREG: "Cargo por confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo". Disponible en: <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf>

**Gráfico 7**  
**Impacto de la industria fronteriza en los precios en Colombia**



Fuente: XM, 2008.

**Cuadro 13**  
**Costos de generación en Colombia (2006) (en millones de USD)**

Monto y composición de las transacciones del MEM		
	MM USD	% del total
Mercado de corto plazo	527	-18,44
Cargo por capacidad	536	-18,83
Contratos bilaterales	1614	-56,71
Restricciones	123	-4,34
AGC	48	-1,69

Fuente: GREG, 2007.

CONELEC considera que:

[4] “Las rentas de congestión deben ser asignadas a las demandas de los dos países. (...)”

El mecanismo en cuestión deberá ser tal que asigne las rentas de congestión que se produzcan por la diferencia de precios en los extremos del enlace, a las demandas de los países involucrados, en proporción directa con las inversiones eficientes realizadas por cada uno de ellos.

- [5] *Considerando el desequilibrio histórico que ha existido desde marzo 2003, producto de un mecanismo de asignación de rentas de congestión que no se fundamenta en criterios técnicos-económicos válidos, es necesario establecer un reparto de las rentas de congestión de tal forma que el 100% de éstas sean asignadas a Ecuador hasta compensar el desequilibrio acumulado, luego de lo cual se adoptará el mecanismo planteado en el párrafo anterior*<sup>77</sup>.
- [6] *Sin embargo, al margen de no haberse incluido en el texto de la Decisión 536, la forma de asignación de las Rentas de Congestión entre países, los principios contenidos en el Informe: Propuesta de armonización de marcos normativos-noviembre de 2001” son válidos y deben ser aplicados*<sup>78</sup>.
- [7] *En la Decisión Aclaratoria y Complementaria de la Decisión 536 que se expida para el efecto, debe constar en forma expresa la figura de Trato Preferencial a Ecuador e Bolivia*<sup>79</sup>.

#### Evaluación:

- [4] Desde un punto de vista formal, es decir, de acuerdo con la Decisión 536, no existe obligación para distribuir rentas de congestión para la demanda, ni existe obligación de distribuir rentas de congestión a ambos países. Sin embargo, por las razones explicadas en el segmento anterior, se recomienda (Recomendación N° 4) distribuir las rentas de congestión de modo igual a los países exportadores e importadores.

En cuanto a la asignación de rentas de congestión a la vista, existen varias formas de interpretarlo. Una interpretación posible es que las rentas de congestión pueden ser usadas para disminuir las tarifas de transmisión, ya que las tarifas de transmisión se pagan a la vista tanto en Colombia como en Ecuador. Otra posible interpretación es que las rentas de congestión se usan para financiar nuevas interconexiones, lo cual está en línea con la Recomendación N° 5. En este caso, no existe una designación directa en el presente sino una designación indirecta en el futuro.

La idea de distribuir las rentas de congestión para la interconexión de forma proporcional con la inversión de cada país en esa interconexión es razonable en el caso de dos países y una única interconexión porque es fácil asociar los flujos de fuerza física con las transacciones comerciales. Sin embargo, en el caso de un sistema interconectado combinado, que incluye varias interconexiones y varios países, como lo planeado en la CAN y como ya existe en otras partes del mundo, la relación directa entre los flujos comerciales y los flujos físicos es menos obvia y es necesario tomar en cuenta los costos y beneficios de los flujos de bucle. Bajo estas circunstancias, no existen argumentos convincentes para distribuir las rentas proporcionalmente con las inversiones. Por lo tanto, se recomienda continuar con la regla 50-50 (Recomendación N° 4).

---

77. CONELEC: Análisis del Informe: "Propuesta de armonización de marcos normativos". Anexo a las minutas de la XIX reunión GTOR del 2 de agosto de 2007.

78. Ibid.

79. Ibidem.

[5] Asumiendo que el “*mecanismo de asignación de rentas de congestión que no se fundamenta en criterios técnicos-económicos válidos*” necesita ser reemplazado por uno nuevo, el asunto es si la aplicación del nuevo mecanismo debe ser retroactivo.

Consideramos que la retroactividad no es adecuada debido a tres razones principales:

- 1) La estabilidad regulatoria constituye un principio muy importante que siempre debe ser respetado. Por lo tanto, a menos que una regulación contenga errores materiales obvios o formales, los cambios regulatorios no deben ser retroactivos. La Resolución CREG 004-2003 y la Regulación CONELEC 002/04 no contienen errores materiales o formales. Por lo tanto, su modificación no debe ser retroactiva.
- 2) La Resolución CREG 004-2003 y la Regulación CONELEC 002/04 fueron aprobadas libremente por las autoridades regulatorias respectivas. Ellas establecen las condiciones para la industria eléctrica fronteriza pero no obligan a ninguna parte a comerciar, es decir, la industria eléctrica fronteriza es una opción, no una obligación. Ya que las partes que se comprometieron con la industria eléctrica fronteriza desde marzo de 2003 conocían y, por lo tanto, aceptaron las condiciones regulatorias aplicables, no había razones para modificar estas condiciones posteriores.
- 3) Ecuador solicitó una modificación del marco regulatorio para la industria eléctrica fronteriza en 2007 que se había aceptado en el pasado. De hecho, la Regulación CONELEC 002/04 es la contraparte para la Resolución CREG 004-2003. En 2005, CONELEC propuso incluso la aplicación de las mismas reglas al comercio eléctrico con Perú:

*“CONELEC hace una explicación de la asignación de las rentas de congestión que se vienen desarrollando entre Ecuador-Colombia y la propuesta planteada para las transacciones Ecuador-Perú. Además, se señala la necesidad de contar con un acuerdo integral del tema de la asignación de las rentas de congestión y el despacho y liquidación de las TIEs (Ecuador-Perú). En tal sentido, la propuesta es que se aplique, para el despacho y liquidación de las transacciones internacionales con Perú, la metodología que se viene utilizando entre Ecuador-Colombia (...). CONELEC propone que (...) la liquidación [of imports by Peru] se realice con las reglas del mercado importador”<sup>80</sup>.*

[6] En primer lugar, debe señalarse que la *Propuesta de armonización de marcos normativos- noviembre de 2001* no tiene valor legal. Por otra parte, este documento se produjo en 2001, es decir, siete años atrás y bastante antes de que la industria eléctrica fronteriza comenzara entre Colombia y Ecuador. No se debe ignorar la experiencia acumulada a lo largo de los últimos siete años (en Colombia, en Ecuador y en el mundo entero). Por lo tanto, no existe una razón convincente para resucitar el documento de 2001 en vez de redactar uno nuevo, mejor

---

80. *Minutes of the XII nd GTOR meeting of 27/28 June, 2005.*

adaptado a la realidad actual de los mercados eléctricos en Colombia y Ecuador, incorporar mejores prácticas regulatorias y preparar el terreno para una integración más eficiente y rápida de los dos mercados dentro del marco de la CAN. La aclaración y modificación de la Decisión 536 (Recomendación N° 1) es un procedimiento más directo que darle vida formal a documentos viejos de trabajo.

[7] El Acuerdo de Cartagena señala (Artículo 3) que: *“Para alcanzar los objetivos del presente Acuerdo se emplearán, entre otros, los mecanismos y medidas siguientes: (...). Tratamientos preferenciales a favor de Bolivia y el Ecuador”*. En cuanto a la energía, el Acuerdo de Cartagena prevé que los programas tengan el objetivo de *“lograr un mejor aprovechamiento del espacio físico, fortalecer la infraestructura y los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la Subregión (Artículo 104) contemplarán de manera especial la situación del Ecuador y las características territoriales y el enclaustramiento geográfico de Bolivia”* (Artículo 106).

El artículo 109 del Acuerdo de Cartagena señala que:

*“Con el fin de disminuir gradualmente las diferencias de desarrollo actualmente existentes en la Subregión, Bolivia y el Ecuador gozarán de un régimen especial que les permita alcanzar un ritmo más acelerado de desarrollo económico, mediante su participación efectiva e inmediata en los beneficios de la industrialización del área y de la liberación del comercio.*

*Para lograr el propósito enunciado en este artículo, los órganos del Acuerdo propondrán y adoptarán las medidas necesarias, de conformidad con las reglas del mismo”*.

Los artículos 119 y 120 señalan además que:

*“Artículo 119.- En sus evaluaciones periódicas e informes, la Secretaría General considerará, de manera especial y separadamente, la situación de Bolivia y el Ecuador dentro del proceso de integración subregional y propondrá a la Comisión las medidas que juzgue adecuadas para mejorar sustancialmente sus posibilidades de desarrollo y activar cada vez más su participación en la industrialización del área.*

*Artículo 120.- La Comisión podrá establecer, en favor de cualquiera de los países de menor desarrollo económico relativo, condiciones y modalidades más favorables que las contempladas en el presente Segmento, teniendo en cuenta el grado de desarrollo alcanzado y las condiciones de aprovechamiento de los beneficios de la integración”*.

Para concluir, el Acuerdo de Cartagena prevé la posibilidad de tratamiento especial para Ecuador (y Bolivia) en el sector de energía.

Por otra parte, la Decisión 536 no incluye referencias a tratamientos especiales.

Por lo tanto, creemos que el asunto de dar o no tratamiento especial al sector eléctrico en Ecuador sólo puede ser evaluado a nivel político *“teniendo en cuenta el grado de desarrollo alcanzado y las condiciones de aprovechamiento de los beneficios de la integración”*. Cualquier decisión política debe ser incluida en la revisión propuesta de la Decisión 536 (Recomendación N° 1).

### **Recomendaciones adicionales**

Este segmento explica en detalle, además las cinco recomendaciones ofrecidas anteriormente, los asuntos relativos a la implementación.

A objeto de superar de inmediato los problemas actuales en la interconexión Colombia-Ecuador y comenzar el establecimiento de un marco regulatorio adecuado para el desarrollo de un mercado eléctrico integrado y eficiente en la CAN, se recomienda tomar las siguientes acciones detalladas en el cuadro a continuación.

En cuanto a la revisión de la Decisión 536, y dada la experiencia, se recomienda que un consultor independiente prepare un texto en borrador tomando en cuenta las opciones políticas en cuanto, entre otras cosas, al modelo para industria eléctrica fronteriza, la longitud del período de transacción hacia un mercado regional completamente integrado, el plan maestro de interconexiones y cualquier tratamiento especial para Bolivia y Ecuador. Este texto podría ser discutido primero por las autoridades regulatorias nacionales durante un período limitado de tiempo (p.e., seis meses) y luego presentado a los Gobiernos para su discusión y aprobación finales.

Un consultor independiente podría facilitar el diseño de un sistema que no sólo tome en cuenta las decisiones políticas y la situación actual en los diferentes países sino que también garantice el mayor nivel de coherencia. A pesar de que cualquier revisión de la Decisión 536 deba ser discutida y acordada por todos los países, es importante garantizar que el resultado de compromiso conduzca a un diseño de mercado regional coherente y eficiente.

## Acciones para el desarrollo de un mercado eléctrico integrado y eficiente en la CAN

Objetivo	Acciones	Responsable	Observaciones
Implementación Recomendación N° 4	Revisar la Resolución CREG 004-2003 y la Regulación CONELEC 002/04.	CREG, CONELEC	Puede ser implementado de inmediato.
Implementación Recomendación N° 5	Establecer los fondos independientes adecuados en Colombia y en Ecuador para recibir y gestionar los ingresos de congestión a objeto de usarlos para nuevos interconectores.	Gobiernos de Colombia y Ecuador CREG, CONELEC	Si a los reguladores no se les permite mantener ingresos en sus cuentas, crear cuentas separadas.
Implementación Recomendación N° 2	Ejecutar y/o actualizar los estudios de factibilidad necesarios.  Discutir y aprobar el plan maestro	Consultor / reguladores / CIER / GOPLAN / operadores de la red de trabajo Gobiernos de la Comunidad Andina, en cooperación con Gobiernos vecinos	Dada la cantidad de trabajo disponible, no debería tomar mucho tiempo.
Implementación Recomendación N° 3	Discutir y aprobar el modelo para la industria eléctrica fronteriza. Implementar nuevo modelo.	Gobiernos de la Comunidad Andina Autoridades regulatorias de la Comunidad Andina	Debe prepararse un documento de discusión por parte de los reguladores o de un consultor externo
Implementación Recomendación N° 1	Revisar Decisión 536. Discutir y aprobar la revisión de la Decisión 536.	Gobiernos de la Comunidad Andina	Sólo debe llevarse a cabo después de completar los dos puntos previos.
Crear nuevas interconexiones	Haga una proyección y cree nuevas interconexiones de acuerdo con el plan maestro.	Operadores de la red de trabajo de la Comunidad Andina	—
Creación de un mercado eléctrico regional	Adaptar marcos de trabajo regulatorio nacionales para la Decisión 536 revisada. Establecer una estructura de monitoreo y supervisión supranacional adecuada.	Autoridades regulatorias de la Comunidad Andina	—  Esta estructura debe ser prevista en la Decisión 536 revisada.

Fuente: elaboración propia.

## Referencias bibliográficas

“Acuerdo de Integración Subregional Andino”, también conocido como Acuerdo de Cartagena.

Brown, A. *et al.*: “*Handbook for evaluating infrastructure regulatory systems*”. The World Bank, Washington, D.C., 2006.

Cameron, P. (ed.): “*Legal aspects of EU energy regulation*”. Oxford University Press, Oxford, 2005.

*Commission Decision of 9 November 2006 amending the Annex to Regulation (EC) N° 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*. Official Journal of the European Union L 312 of 11.11.2006. Available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:312:0059:0065:EN:PDF>

*Communication from the Commission to the Council and the European Parliament Report on the experience gained in the application of the Regulation (EC) N° 1228/2003 “Regulation on Cross-Border Exchanges in Electricity”*. COM(2007) 250 final of 15.05.2007. Available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0250:FIN:EN:PDF>

CONELEC Regulación N° 002/04 of 3 August 2004. Available at [http://www.conelec.gov.ec/normativa\\_detalle.php?cod=66&idiom=1&menu=2&submenu1=15&submenu2=7](http://www.conelec.gov.ec/normativa_detalle.php?cod=66&idiom=1&menu=2&submenu1=15&submenu2=7)

CREG Resolución 004-2003 of 12 February 2003. Available at <http://www.creg.gov.co/>

CONSENTEC: *Towards a common co-ordinated regional congestion management method in Europe*. Final report, October 2007. Study commissioned by the European Commission and available at [http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/regional\\_congestion\\_management.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/regional_congestion_management.pdf)

Decisión del Acuerdo de Cartagena 536. “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena. Año XIX, N° 878, 19 de diciembre de 2002.

ESMAP: “*Regional Electricity Markets Interconnections-Phase I. Identification of Issues for the Development of Regional Power Markets in South America*”. December 2001. Available at: [http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2002/04/05/000094946\\_00203260402354/Rendered/INDEX/multi0page.txt](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2002/04/05/000094946_00203260402354/Rendered/INDEX/multi0page.txt)

ERGEG: Regulation (EC) 1228/2003 *Compliance Monitoring - second report*, 2008. September 2008. Available at [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20)

CONCONSULTATI/2008%20Compliance%20Monitoring/CD/E08-ENM\_03-05  
Second\_Compliance\_Report\_10%20Sept%202008.pdf

ERGEG: *ERI Coherence and Convergence Report-an ERGEG public consultation paper*. September 2008. Available at [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/2008%20ERI%20Coherence%20and%20Convergence/CD/E08-ERI-13-03\\_2nd%20ERI%20Coher%20and%20Converg\\_10%20Sept%202008.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/2008%20ERI%20Coherence%20and%20Convergence/CD/E08-ERI-13-03_2nd%20ERI%20Coher%20and%20Converg_10%20Sept%202008.pdf)

ETSO: “*Transmission Risk Hedging Products*”, April 2006. Available at [http://www.ets-net.org/upload/documents/Short%20ETSO%20Risk%20hedging%20in%20CM\\_final%20PUBLIC.pdf](http://www.ets-net.org/upload/documents/Short%20ETSO%20Risk%20hedging%20in%20CM_final%20PUBLIC.pdf)

ETSO: “*An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe*”, May 2006. Available at [http://www.ets-net.org/upload/documents/Current\\_CM\\_methods\\_update%202006%20.pdf](http://www.ets-net.org/upload/documents/Current_CM_methods_update%202006%20.pdf)

ETSO / EuroPEX: “*Development and implementation of a Coordinated Model for regional and inter-regional congestion management. Interim report*”. April 2008. Available at <http://www.ets-net.org/upload/documents/Report.pdf>

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas: “*Criterios de reparto de las rentas de congestión. Análisis de la regulación de los intercambios internacionales de electricidad en la Comunidad Andina de Naciones*” Report for CENACE. July 2007.

LaBelle, M. And Kaderják, P. (eds.): “*Towards more integration of Central and Eastern European energy markets*”. Corvinus University Press, Budapest, 2006.

Lévêque, François (ed.): “*Competitive electricity markets and sustainability*”, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK, 2006.

Mercados Energéticos: “*La integración energética en el Pacto Andino*”. Report for the Inter-American Development Bank. Available at: [http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end\\_la\\_integracion\\_energetica\\_en\\_el\\_pacto\\_andino.pdf](http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end_la_integracion_energetica_en_el_pacto_andino.pdf)

Mercados Energéticos / FSP: “*Análisis de los acuerdos de interconexión Ecuador-Colombia, su evolución con Perú y propuesta de ajustes*”. Report for CENACE. August 2006.

OLADE/Mercados Energéticos: “*La situación energética en América Latina. Informe Final*”. Report for Corporación Andina de Fomento, March 2003. Available at: [http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end\\_la\\_situacion\\_energetica\\_en\\_america\\_latina.pdf](http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/end_la_situacion_energetica_en_america_latina.pdf)

*Regulation (EC) N° 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*. Official Journal of the European Union L 176 of 15.07.2003. Available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0001:0010:EN:PDF>

Vasconcelos, J., Órdoñez, M. e Ranci, P.: “*Transmission and trade of electricity in Europe*”, Oil & Gas Law and Taxation Review, issue 2, February 1999.

Vasconcelos, J.: “*Interconnection and cross-border electricity trade in the European Union*”, Revue E, Revue d’Électricité et d’Electronique Industrielle, 116<sup>ème</sup> année, n° 3/2000, Brussels, 2000.

Vasconcelos, J.: “A propósito do Mercado Ibérico de Electricidade”, Seminário “Mibel-Novos Desafios”, SINDEL, Coimbra, 4 de Dezembro 2004. Available at: <http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/D846C9D5-DFBA-435D-B3D8-AC9158327EE7/0/Apropositodomercadoibericodeelectricidade.pdf>

Vasconcelos, J.: “*European energy liberalisation: progress and problems*”. The Besley Lectures - Lectures on Regulation - Series XV 2005, London Business School, London. Published in Robinson, C. (ed.): “Utility Regulation In Competitive Markets. Problems and progress”, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK, 2007.

Vasconcelos, J.: “MIBEL, o paradigma perdido”, Jornal Público, July 6, 2006. Available at: <http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/3000AD03-5BA3-4EDE-98D8-0-CEDA53F6923/0/MIBELOPARADIGMAPERDIDO.pdf>

Vasconcelos, J.: “La armonización de las regulaciones nacionales: hacia el mercado único de la energía”, in García Delgado, J.L. e Jiménez, J.C. (eds.), Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva. Editorial Aranzadi, Cizur Menor, 2006.

Vasconcelos, J.: “*Anos-luz. A regulação da energia em Portugal*”. Editora Entrelinhas, Lisboa, 2006.

Vasconcelos, J.: “La regulación en el mercado ibérico” in “Tratado de Regulación del Sector Eléctrico”. Editorial Thomson-Aranzadi, 2008 (to be published).

Este libro se terminó de imprimir en  
agosto de 2009 en Bogotá-Colombia.  
La presente edición consta  
de 1.000 ejemplares.

La Corporación Andina de Fomento (CAF) es una institución financiera multilateral, cuya misión es apoyar el desarrollo sostenible de sus países accionistas y la integración regional. Sus accionistas son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, España, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay, Venezuela, y 14 bancos privados de la región.

Atiende a los sectores público y privado, suministrando productos y servicios múltiples a una amplia cartera de clientes constituida por los Estados accionistas, empresas privadas e instituciones financieras. En sus políticas de gestión integra las variables sociales y ambientales, e incluye en todas sus operaciones criterios de ecoeficiencia y sostenibilidad. Como intermediario financiero, moviliza recursos desde los mercados internacionales hacia América Latina promoviendo inversiones y oportunidades de negocio.

**[www.caf.com](http://www.caf.com)**